



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE POSIBLES ESCENARIOS DE MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA EN 2030

Autor: Guillermo Quintero Bermejo

Directores: Ana María Santos Montes, Carlos Martín Sastre

Madrid

Julio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE POSIBLES ESCENARIOS

DE MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA EN 2030

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico **2019/20** es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: **Guillermo Quintero Bermejo**

Fecha: **05/ 07/ 2020**

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: **Ana María Santos Montes, Carlos Martín Sastre**

Fecha: **05/07/2020**



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE POSIBLES ESCENARIOS DE MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA EN 2030

Autor: Guillermo Quintero Bermejo

Directores: Ana María Santos Montes, Carlos Martín Sastre

Madrid

Julio de 2020

ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE POSIBLES ESCENARIOS DE MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA EN 2030

Autor: Quintero Bermejo, Guillermo

Directores: Santos Montes, Ana María; Martín Sastre, Carlos

Entidad Colaboradora: ICAI- Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Análisis de Ciclo de Vida, Mix de Generación Eléctrica Español, Transición Energética Española.

Introducción

La inestabilidad política vivida en España durante la última década se ha visto reflejada en la transición energética. Durante el período comprendido entre 2012 y 2016, se cancelaron los incentivos a las energías renovables con el fin de poder recuperarse de una deuda estructural del sector eléctrico conocida como el déficit de tarifa. En los años 2016 y 2017, se puso fin a este período, con la celebración de tres subastas renovables donde se adjudicaron 8.737 MW de generación renovable. Se espera que esta potencia instalada permita alcanzar las metas impuestas por Europa para 2020 (20% de reducción de emisiones, 20% de penetración renovable en la energía de uso final y 20% de mejora de eficiencia).

Actualmente, el objetivo prioritario consiste en definir las líneas de actuación más sostenibles para alcanzar los objetivos impuestos por Europa para la próxima década (40% de reducción de emisiones GEI, 32% de penetración renovable en la energía de uso final, 32,5 % de mejora de eficiencia). En concordancia con estos objetivos, en febrero de 2019, el gobierno español publicó el borrador de su plan estratégico “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030” (PNIEC) donde se definieron las principales metas nacionales: 23% de reducción de emisiones GEI, 42% de energía de uso final proveniente de recursos renovables (74% del mix eléctrico renovable) y 39,5% de mejora de eficiencia.

De acuerdo con el PNIEC, los principales retos que se plantean para la próxima década son la instalación de 6 GW anuales de potencia renovable y el apagón nuclear entre los años 2027-2035. Con respecto a las energías renovables, se espera instalar 3 GW mediante subastas y 3 GW por propia iniciativa de particulares. Con relación a las centrales nucleares, existía bastante incertidumbre sobre su continuidad en el mix eléctrico español (expiración de las licencias entre 2021 y 2028). Sin embargo, en marzo de 2019, las grandes eléctricas (Endesa, Iberdrola y Naturgy) y el Gobierno llegaron a un acuerdo para establecer un calendario de cierre de las centrales, empezando en 2027 y terminando con el apagón nuclear en 2035.

Planteamiento del problema y definición de la metodología

El mix de generación eléctrica se enfrenta a cambios profundos que generarán impactos medioambientales, sociales y económicos. Por un lado, el incremento masivo de potencia renovable (6 GW anuales) y, por otro lado, la pérdida de 7.117 MW de potencia base libre de emisiones que en la actualidad abaratan el precio de mercado (20% de energía generada). En la actualidad, existen dos informes que han analizado los posibles impactos de distintos escenarios de mix de generación: en primer lugar, el PNIEC, donde se plantea la hoja de ruta para 2030; y, en segundo lugar, el Informe de la Comisión de Expertos, un documento que se le encargó a un conjunto de expertos a petición del consejo de ministros, donde se lleva a cabo un análisis de posibles escenarios de mix para la transición energética.

Estos estudios actuales (PNIEC e Informe de la Comisión de Expertos), solo contemplan los impactos económicos (costes variables) y medioambientales (emisiones de CO₂) por operación. El objetivo de este Trabajo de Fin de Máster es apoyar estos estudios, incluyendo no solo los impactos por operación, sino también los producidos por todas las actividades comprendidas entre la extracción de materias primas y la producción de energía eléctrica (construcción, aprovisionamiento de combustible, transporte de materias primas...). Adicionalmente, se incluyen otras categorías de impacto medioambientales y económicos, no contemplados en estos informes.

Para llevar a cabo este análisis, se utilizará la técnica de Análisis de Ciclo de Vida. Consiste en una metodología de estudio internacionalmente consensuada [1], [2] que se ha utilizado para evaluar los impactos medioambientales, económicos y sociales que tiene un proceso durante toda su vida útil: desde la extracción de la materia prima pasando por

la transformación del producto, distribución y uso; hasta el fin de la vida útil. Todos los estudios de análisis de ciclo de vida siguen una metodología sistemática de acuerdo con la siguiente normativa:

- “ISO 14040:2006. Gestión Ambiental. Análisis del ciclo de vida. Principios y Marco de Referencia” [1].
- “ISO 14044:2006. Gestión Ambiental. Análisis del ciclo de vida. Requisitos y directrices” [2].

Estado del arte

Dentro del sector eléctrico, el análisis de ciclo de vida se ha utilizado no solo para estudiar el impacto medioambiental, económico y social de las diferentes tecnologías de generación, sino también de la red de transmisión y de distribución.

Entre los estudios en tecnologías de generación realizados se destaca “*Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations*” por Roberto Turconi, Alesio Boldrin y Thomas Astrup [3] donde se analizan las emisiones GEI, SO₂ y NO_x de las distintas tecnologías con respecto a tres etapas diferentes de ciclo de vida: aprovisionamiento de combustible, operación de la planta y construcción.

Con respecto al ámbito de redes eléctricas, se destaca el estudio ACV de Alessia Gargiulo, Pierpaolo Girardi y Andrea Temporelli: “*LCA of electricity networks: a review*” [4] donde se resumen 16 estudios de ACV de redes de transmisión, todos ellos con un nivel alto de cumplimiento con la ISO14040 [1].

Además de existir ACVs de las diferentes tecnologías de generación y redes, existen estudios que evalúan el mix eléctrico de países específicos, aspecto más cercano al objeto de estudio de este trabajo de fin de máster. Entre los países encontramos: Portugal [5], Polonia [6], [7], República Checa [7], Bélgica [8], [9], Reino Unido [10], [11], Dinamarca [12], [13], Brasil [14], [15], Pakistán [16], Turquía [17], [18], Tanzania [19], España [20] y Noruega [21].

Análisis de Ciclo de Vida

Los objetivos principales considerados en este Trabajo de Fin de Máster son:

- Cuantificación y comparación de los impactos medioambientales que implica la producción de 1 kWh de cada tecnología.
- Cuantificación y comparación de los impactos medioambientales que implica la producción de 1 kWh por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.
- Cálculo y comparación del coste nivelado de electricidad por cada tecnología por cada escenario (€/kWh).
- Cálculo y comparación del coste nivelado promedio de cada escenario de mix de generación.
- Análisis multicriterio de los diferentes escenarios y elección del escenario de 2030 con mejor resultado global en valores relativos y absolutos, prestándole especial atención al calentamiento global y al LCOE.

Los mixes de generación considerados en el estudio son:

- Escenario del mix actual.
- Escenario propuesto por el PNIEC para 2030.
- Escenarios propuestos por el Informe de la Comisión de Expertos para 2030:
 - o Generación Distribuida Caso Base.
 - o Generación Distribuida Cierre Parcial del parque nuclear.
 - o Generación Distribuida Cierre Total del parque nuclear.
 - o Generación Distribuida Extrema Renovable.
 - o Transición Sostenible Caso Base.
 - o Transición Sostenible Caso Cierre Parcial del parque nuclear.
 - o Transición Sostenible Caso Cierre Total del parque nuclear.

En todos los escenarios del Informe de la Comisión de Expertos, se ha analizado la sensibilidad de cada escenario incluyendo en el análisis, los despachos de generación considerando la variable de la hidraulicidad media o seca.

En el ACV se han considerado las siguientes categorías de impacto: agotamiento abiótico, calentamiento global, destrucción de la capa de ozono, toxicidad humana, ecotoxicidad, oxidación fotoquímica, acidificación, eutrofización y LCOE (*“Levelised*

Cost of Electricity”). La unidad funcional elegida para cuantificar estos impactos es el kWh.

Con respecto a los impactos medioambientales, se han cuantificado a través de un método de cálculo llamado CML-IA baseline disponible en el software SimaPro [22], herramienta líder a nivel global en ACVs. Este software incluye la base de datos elegida para este Trabajo de Fin de Máster, Ecoinvent 3, la fuente de ACV más consistente y transparente del mercado.

En el cálculo de la categoría LCOE (*“Levelised Cost of Electricity”*), para obtener resultados más precisos se ha procedido a calcular tres valores diferentes: LCOE para mix actual; LCOE para escenarios de Generación Distribuida (GD) y PNIEC; y LCOE para escenarios Transición Sostenible (TS).

Interpretación de resultados y conclusiones

En primer lugar, con respecto a la cuantificación y comparación de los impactos medioambientales de cada categoría de impacto que implica la producción de 1 kWh de cada tecnología, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El carbón es la tecnología más nociva para el medio ambiente. Presenta impactos significativos en todas las categorías excepto en agotamiento abiótico, destrucción de la capa de ozono, ecotoxicidad terrestre y eutrofización.
- Con respecto a las centrales térmicas, la energía nuclear es la más respetuosa con el medio ambiente. Solo presenta impactos significativos en la categoría de destrucción de la capa de ozono y toxicidad humana. No obstante, el análisis de inventario no incluye el riesgo por accidente nuclear, ya que está fuera del alcance de este Trabajo de Fin de Máster. Es una variable que suele afectar a la sensibilidad política de cada país y, en consecuencia, a la toma de decisiones.
- Las energías renovables muestran un impacto significativo en la categoría de impacto de agotamiento abiótico.
- Dentro de las energías renovables, la solar es más perjudicial para el medio ambiente que la eólica. En la solar fotovoltaica, los impactos son mayores en las instalaciones descentralizadas; mientras que, en las turbinas eólicas, los impactos aumentan al incrementarse la potencia.
- La cogeneración impacta de manera significativa en las categorías ecotoxicidad terrestre y eutrofización.

- Los impactos de las centrales de bombeo dependen del mix de generación, ya que, en el modelo, se presupone que, para turbinar un kWh, se consume un kWh de la red.

En segundo lugar, con respecto a la cuantificación y comparación de los impactos medioambientales que implica la producción de 1 kWh por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación, se han extraído las siguientes conclusiones:

- Todos los escenarios de 2030 mejoran el resultado del mix actual en todas las categorías de impacto a excepción de agotamiento abiótico. En esta categoría, el mix actual muestra los mejores resultados por su nivel más bajo de penetración renovable.
- El cierre de las centrales nucleares afecta negativamente a los resultados en todas las categorías de impacto a excepción de destrucción de la capa de ozono y toxicidad humana.
- Por lo general, la hidraulicidad seca tiene un impacto negativo en los resultados de todas las categorías de impacto a excepción de ecotoxicidad de agua dulce.
- Por lo general, los escenarios de extrema renovable presentan mayor robustez en los resultados frente a la variable de hidraulicidad.

En tercer lugar, con respecto al cálculo y comparación del coste nivelado de electricidad por cada tecnología por cada escenario (€/kWh), se han extraído las siguientes conclusiones:

- El coste por tonelada de CO₂ afecta de manera significativa al LCOE de las centrales de combustible fósil.
- Las energías renovables (en especial, el panel fotovoltaico residencial) tienen bastante potencial para reducir sus costes para el año 2030.
- Los costes de inversión de las centrales nucleares se reducirán ligeramente en la próxima década.
- Los costes de combustibles y los costes por tonelada de CO₂ en las centrales de carbón y centrales de ciclo combinado dependen en gran medida del desarrollo del sistema eléctrico.
- La biomasa tiene un alto potencial de desarrollo para el año 2030, por el potencial de incremento del factor de capacidad y la cantidad de recursos existentes en España.

En cuarto lugar, con respecto al cálculo y comparación del coste nivelado promedio de cada escenario de mix de generación, se han extraído las siguientes conclusiones:

- Todos los escenarios de 2030 mejoran el resultado del mix actual.
- Con hidraulicidad media, los escenarios de GD de extrema renovable presentan los mejores resultados, mientras que con hidraulicidad seca, los escenarios de TS cierre total son los más ventajosos.
- El cierre de las centrales nucleares y la hidraulicidad seca incrementan los costes en los escenarios de Generación Distribuida, mientras, que, en los escenarios de Transición Sostenible, los costes se reducen.

En quinto lugar, con respecto al análisis multicriterio de los diferentes escenarios y elección del escenario de 2030 con mejor resultado global en valores relativos, prestándole especial atención al calentamiento global y al LCOE, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El escenario PNIEC es el escenario con mejor resultado global.
- Los escenarios GD extrema renovable (segunda posición) presentan los mejores resultados en 7 de 12 categorías de impacto.
- Los escenarios GD extrema renovable son los más ventajosos con respecto al calentamiento global.
- El resto de los escenarios de la línea GD obtiene resultados globales similares a los de la línea TS.
- A nivel global, el cierre de las centrales nucleares y la hidraulicidad seca, empeoran los resultados.

Finalmente, con respecto al análisis multicriterio de los diferentes escenarios y elección del escenario de 2030 con mejor resultado global en valores absolutos, prestándole especial atención al calentamiento global y al LCOE, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El escenario PNIEC se posiciona en el primer puesto, diferenciándose en mayor medida del resto de escenarios.
- El escenario PNIEC también es el escenario con mejor resultado en la categoría de calentamiento global.
- Los escenarios TS cierre total son los que presentan mejor resultado en la categoría de LCOE.

- La generación bruta de los escenarios de extrema renovable está caracterizada por una alta cantidad de vertidos renovables. Desde el punto de vista de operación, instalar exceso de renovable puede tener sentido, ya que se reducen las emisiones de CO₂ por operación, y el coste marginal del sistema (variables). Sin embargo, bajo una perspectiva de ciclo de vida, la instalación de exceso de renovable (valores muy por encima de la demanda) empeora los resultados de manera significativa en todas las categorías de impacto.

LIFE CYCLE ASSESSMENT OF POSSIBLE ELECTRICITY GENERATION MIX SCENARIOS IN SPAIN IN 2030

Author: Quintero Bermejo, Guillermo

Supervisors: Santos Montes, Ana María; Martín Sastre, Carlos

Collaborating entity: ICAI- Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords: Life Cycle Assessment, Spanish Electricity Generation Mix, Spanish Energy Transition

Introduction

The political instability experienced in Spain during the last decade has been reflected in the energy transition. During the period between 2012 and 2016, incentives for renewable energies were cancelled to recover from a structural debt of the electricity sector known as the tariff deficit. In the years 2016 and 2017, this period ended with the holding of three renewable auctions in which 8,737 MW of renewable installed capacity were allocated. It is expected that this installed capacity will enable Spain to meet the targets imposed by Europe for 2020 (20% reduction in emissions, 20% renewable penetration in end-use energy and 20% efficiency improvement).

Currently, the priority objective is to define the most sustainable lines of action to achieve the objectives imposed by Europe for the next decade (40% reduction in GHG emissions, 32% renewable penetration in end-use energy, 32.5% efficiency improvement). In accordance with these objectives, in February 2019, the Spanish government published the draft of its strategic plan "Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030" where the main national targets were defined: 23% reduction of GHG emissions, 42% of end-use energy from renewable resources (74% of renewable share in the electricity mix) and 39.5% efficiency improvement.

According to the PNIEC, the main challenges for the next decade are the installation of 6 GW per year of renewable power and the nuclear closure between the years 2027-2035. With respect to renewable energies, it is expected that 3 GW will be

installed through auctions and 3 GW will be installed on the initiative of individuals. As regards nuclear power plants, there was considerable uncertainty regarding their continuity in the Spanish electricity mix (expiry of licenses between 2021 and 2028). Nevertheless, in March 2019, the large electricity utilities (Endesa, Iberdrola and Naturgy) and the Government reached an agreement to establish a schedule for the closure of the plants, starting in 2027 and ending with the complete closure in 2035.

Problem statement and methodology definition

The electricity generation mix is facing profound changes that will generate environmental, social, and economic impacts. On the one hand, the massive increase in renewable power (6 GW per year) and, on the other hand, the loss of 7,117 MW of emission-free base power, which currently lowers the market price (20% of energy generated). Currently, there are two reports which have analyzed the possible impacts of different generation mix scenarios: firstly, the PNIEC, which sets out the roadmap for 2030; and secondly, the Report of the Experts Committee, a document which was commissioned from a group of experts at the request of the Council of Ministers, in which an analysis of possible mix scenarios for the energy transition is carried out.

These current studies (PNIEC and Report of the Experts Committee) only consider the economic (variable costs) and environmental (CO₂ emissions) impacts per operation. The objective of this Master's Thesis is to support these studies, including not only the impacts per operation, but also those produced by all the activities between the extraction of raw materials and the production of electrical energy (construction, fuel supply, transport of raw materials...) Additionally, other environmental and economic impact categories, not contemplated in these reports, are included.

To carry out this analysis, the Life Cycle Assessment technique will be used. This is an internationally agreed upon study methodology [1], [2] which has been used to assess the environmental, economic and social impacts of a process throughout its useful life: from the extraction of the raw material, through the transformation of the product, distribution and use, to the end of its useful life. All Life Cycle Assessment studies follow a systematic methodology according to the following standards:

- “ISO 14040:2006. Environmental Management. Life Cycle Assessment. Principles and Reference Framework” [1] .
- “ISO 14044:2006. Environmental Management. Life cycle Assessment. Requirements and guidelines” [2] .

State of art

Within the electricity sector, life cycle analysis has been used not only to study the environmental, economic, and social impact of the different generation technologies, but also of the transmission and distribution network.

Among the studies on generation technologies, "Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability, and limitations" by Roberto Turconi, Alesio Boldrin and Thomas Astrup [3] stands out. It analyzes GHG, SO₂ and NO_x emissions of the different technologies with respect to three different life cycle stages: fuel supply, plant operation and construction.

With respect to electricity networks, the LCA study by Alessia Gargiulo, Pierpaolo Girardi and Andrea Temporelli stands out: "LCA of electricity networks: a review" [4], which summarizes 16 LCA studies of transmission networks, all of them with a high level of compliance with ISO 14040 [1].

In addition to the existence of LCAs of the different generation and network technologies, there are studies that evaluate the electricity mix of specific countries, an aspect that is closer to the object of study of this Master's Thesis. The countries include: Portugal [5], Poland [6], [7], Czech Republic [7], Belgium [8], [9], United Kingdom [10], [11], Denmark [12], [13], Brazil [14], [15], Pakistan [16], Turkey [17], [18], Tanzania [19], Spain [20] and Norway [21].

Life Cycle Assessment

The main objectives considered in this Master's Thesis are:

- Quantification and comparison of the environmental impacts involved in the production of 1 kWh of each technology.

- Quantification and comparison of the environmental impacts involved in the production of 1 kWh by the technologies included in the different generation mixes.
- Calculation and comparison of the levelised cost of electricity for each technology for each scenario (euros/kWh).
- Calculation and comparison of the average levelised cost of each generation mix scenario.
- Multi-criteria analysis of the different scenarios and choice of the 2030 scenario with the best global result in relative and absolute values, giving special attention to global warming and the LCOE.

The generation mixes considered in the study are:

- Current mix scenario.
- Scenario proposed by the PNIEC for 2030.
- Scenarios proposed by the Report of the Experts Committee for 2030:
 - o Distributed Generation: Base case.
 - o Distributed Generation: Partial Nuclear Decommissioning
 - o Distributed Generation Total Nuclear Decommissioning.
 - o Distributed Generation: extreme renewable
 - o Sustainable Transition: Base Case.
 - o Sustainable Transition: Partial Nuclear Decommissioning.
 - o Sustainable Transition: Total Nuclear Decommissioning.

In all the scenarios of the Report of the Experts Committee, the sensitivity of each scenario has been analysed, considering the variable of hydraulicity in the generation dispatches.

The following impact categories have been considered in the LCA: abiotic depletion, global warming, destruction of the ozone layer, human toxicity, ecotoxicity, photochemical oxidation, acidification, eutrophication and LCOE ("Levelised Cost of Electricity"). The functional unit chosen to quantify these impacts is kWh.

The environmental impacts have been quantified using a calculation method called CML-IA baseline through the SimaPro software [22], a globally leading tool in LCAs. This software includes the database chosen for this Master's Thesis, Ecoinvent 3, the most consistent and transparent source of LCA on the market.

In the calculation of the LCOE ("Levelised Cost of Electricity") category, three different values have been calculated to obtain more precise results: LCOE for current mix; LCOE for Distributed Generation (DG) and PNIEC scenarios; and LCOE for Sustainable Transition (ST) scenarios.

Interpretation of results and conclusions

Firstly, regarding the quantification and comparison of the environmental impacts involved in the production of 1 kWh from each technology, the following conclusions have been drawn:

- Coal is the most harmful technology for the environment. It presents a significant level in all impact categories except for abiotic depletion, ozone layer destruction, terrestrial ecotoxicity and eutrophication.
- With respect to thermal power plants, nuclear energy is the most environmentally friendly. It only presents significant impacts in the category of ozone layer destruction and human toxicity. However, the inventory analysis does not include the risk of nuclear accident, as this is out of the scope of this Master's Thesis. It is a variable that usually affects the political sensitivity of each country and, consequently, decision-making process.
- Renewable energies show a significant impact in the category of abiotic depletion.
- Within renewable energies, solar energy is more harmful to the environment than wind energy. In solar photovoltaic, the impacts are greater in decentralized installations, whereas, in wind turbines, the impacts increase as the power increases.
- Cogeneration has a significant impact on the terrestrial ecotoxicity and eutrophication categories.
- The impacts of pumping plants depend on the generation mix, since the model assumes that, to turbine one kWh, one kWh is consumed from the grid.

Secondly, with respect to the quantification and comparison of the environmental impacts involved in the production of 1 kWh by the technologies included in the different generation mixes, the following conclusions have been drawn:

- All scenarios for 2030 improve the result of the current mix in all impact categories except for abiotic depletion. In this category, the current mix shows the best results due to its lower level of renewable penetration.
- Nuclear power plant closure negatively affects the results in all impact categories except for ozone depletion and human toxicity.
- In general, dry hydraulicity has a negative impact on the results in all impact categories except for freshwater ecotoxicity.
- In general, extreme renewable scenarios are more robust to the hydraulicity variable.

Thirdly, concerning the calculation and comparison of the levelised cost of electricity for each technology by each scenario (euros/kWh), the following conclusions have been drawn:

- The cost per ton of CO₂ significantly affects the LCOE of fossil fuel plants.
- Renewable energies (in particular, residential photovoltaic panels) have considerable potential to reduce their costs by 2030.
- The investment costs of nuclear power plants will be reduced slightly over the next decade.
- Fuel costs and costs per ton of CO₂ in coal-fired and combined cycle power plants depend largely on the development of the electricity system.
- Biomass has a high potential for development by 2030, due to the potential for increasing the capacity factor and the amount of existing resources in Spain.

Fourthly, with respect to the calculation and comparison of the average levelised cost of each generation mix scenario, the following conclusions have been drawn:

- All 2030 scenarios improve the result of the current mix.

- With medium hydraulicity, the DG extreme renewable scenarios have the best results, while with dry hydraulicity, the ST Total nuclear decommissioning scenarios are the most advantageous.
- Nuclear plant closure and dry hydraulicity increase costs in the Distributed Generation scenarios, whereas costs in the Sustainable Transition scenarios are reduced

Fifthly, regarding the multi-criteria analysis of the different scenarios and the choice of the 2030 scenario with the best global result in relative values, giving special attention to global warming and the LCOE, the following conclusions have been drawn:

- The PNIEC scenario is the scenario with the best global result.
- The extreme renewable (second position) scenarios present the best results in 7 out of 12 impact categories.
- Extreme renewable DG scenarios are the most advantageous with respect to global warming.
- The rest of the Distributed Generation line scenarios obtain global results similar to those of the Sustainable Transition.
- At a global level, nuclear power plant closure and dry hydraulicity worsen the results.

Finally, with regard to the multi-criteria analysis of the different scenarios and the choice of the 2030 scenario with the best global result in absolute values, giving special attention to global warming and the LCOE, the following conclusions have been drawn:

- The PNIEC scenario is positioned in first place, differing more from the rest of the scenarios.
- The PNIEC scenario is also the best scenario in the global warming category.
- The ST total nuclear decommissioning scenarios are the best in the LCOE category.
- The gross generation of the DG extreme renewable scenarios is characterized by a high amount of renewable spillages. From an operational point of view, installing excess renewables may make sense, since it reduces CO2 emissions per

operation, and the marginal cost of the system (variables). However, under a life cycle perspective, the installation of excess renewables (values well above demand) significantly worsens the results in all impact categories.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. Introducción.....	1
1.1. Capacidad instalada actual.....	1
1.2. Mix de generación eléctrica actual.....	5
1.3. Metas europeas y metas nacionales.....	7
1.4. Inestabilidad política española y estado de transición energética.....	10
1.4.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). ..	11
1.5. Análisis de Ciclo de vida.....	14
1.5.1. Definición del objetivo y alcance.....	15
1.5.2. Análisis de inventario	16
1.5.3. Evaluación del impacto.....	16
1.5.4. Interpretación de resultados.....	17
2. Estado del arte.....	18
3. Motivación.....	26
4. 1º Fase ACV: Definición del objetivo y del alcance.....	28
4.1. Objetivos.....	28
4.2. Límites.....	31
4.3. Herramienta SimaPro.....	33
4.4. Base de datos Ecoinvent 3.....	34
4.5. Unidad funcional.....	35
4.6. Categorías de impacto.....	36
4.6.1. Agotamiento abiótico.....	36
4.6.2. Calentamiento global.....	36
4.6.3. Destrucción de la capa de ozono.....	37

4.6.4.	Toxicidad humana.....	37
4.6.5.	Ecotoxicidad.....	37
4.6.6.	Oxidación fotoquímica.....	38
4.6.7.	Acidificación.....	38
4.6.8.	Eutrofización.....	38
4.6.9.	LCOE: Levelised Cost of Electricity.....	39
4.7.	Planteamiento de los escenarios.....	40
4.7.1.	Escenarios línea Generación Distribuida (GD).....	40
4.7.2.	Escenarios línea Transición Sostenible (TS).....	47
5.	2º fase del ACV: Análisis de inventario.....	52
5.1.	Hipótesis en el tratamiento de los datos.....	52
5.1.1.	Hipótesis en el escenario de generación eléctrica actual.....	53
5.1.2.	Hipótesis en el escenario del PNIEC.....	54
5.1.3.	Hipótesis en los escenarios procedentes de la línea Generación Distribuida.....	55
5.1.4.	Hipótesis en los escenarios procedentes de la línea Transición Sostenible.....	56
5.2.	Definición de procesos del modelo en SimaPro.....	62
5.2.1.	Tecnología nuclear.....	64
5.2.2.	Tecnología eólica.....	64
5.2.3.	Tecnología hidráulica.....	64
5.2.4.	Tecnología CCGT.....	65
5.2.5.	Tecnología Fotovoltaica.....	66
5.2.6.	Tecnología Cogeneración.....	66
5.2.7.	Tecnología Biomasa.....	66

5.2.8. Tecnología Carbón.....	66
5.2.9. Tecnología Gas.....	67
5.3. LCOE: Metodología e hipótesis en los datos de entrada.....	68
6. 3º fase del ACV: Evaluación de impactos.....	74
6.1. Método de cálculo: CML- IA baseline.....	74
6.2. Agotamiento abiótico.....	76
6.3. Agotamiento abiótico (combustible fósil).....	79
6.4. Calentamiento Global.....	81
6.5. Destrucción de la capa de ozono.....	83
6.6. Toxicidad humana.....	85
6.7. Ecotoxicidad en agua dulce.....	87
6.8. Ecotoxicidad en agua marina.....	89
6.9. Ecotoxicidad terrestre.....	91
6.10. Oxidación fotoquímica.....	93
6.11. Acidificación.....	96
6.12. Eutrofización.....	98
6.13. LCOE: Levelised Cost of Electricity.....	100
7. 4º fase del ACV: Interpretación de resultados.....	105
7.1. Análisis multicriterio: Elección del escenario de 2030 con mejor resultado global.....	105
7.1.1. Cálculo de los pesos de cada categoría. Metodología AHP.....	105
7.1.2. Cálculo de valores normalizados.....	109
7.1.3. Valores relativos (impacto/kWh).....	110
7.1.4. Valores absolutos.....	113
7.2. Conclusiones.....	115

7.3. Limitaciones y recomendaciones.	118
8. Bibliografía.....	119
9. Anexo A: Alineamiento del Proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas.....	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad instalada en el sistema eléctrico español (2018). Elaboración propia basado en datos de REE (Red Eléctrica de España)[23]	1
Figura 2. Mix de generación eléctrica del sistema eléctrico español. Elaboración propia basado en datos de REE (Red Eléctrica de España)[23]	5
Figura 3. Evolución de las emisiones GEI relativas en España (año base 1990). Elaboración propia basado en datos de Eurostat [31].....	8
Figura 4. Evolución de la participación renovable en la energía de uso final en España. Elaboración propia basado en datos de Eurostat [31].....	9
Figura 5. Escenario de capacidad instalada del sector eléctrico propuesto por el PNIEC. Elaboración propia basado en datos del PNIEC [30]	12
Figura 6. Mix de generación eléctrica basado en el escenario propuesto por el PNIEC para 2030. Elaboración propia basado en datos del PNIEC.[30]	13
Figura 7. Fases del análisis de ciclo de vida. Elaboración propia basado en las fases de las normas ISO 14040:2006 y ISO 14044:2006 [1], [2].....	15
Figura 8. Mix de generación eléctrica en el caso base de Generación Distribuida considerando hidraulicidad media (Escenario 3). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]	43
Figura 9. Mix de generación eléctrica en el caso base de Generación Distribuida considerando hidraulicidad seca (Escenario 4). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]	43
Figura 10. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Generación Distribuida considerando hidraulicidad media (Escenario 5). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]	44
Figura 11. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Generación Distribuida considerando hidraulicidad seca (Escenario 6).	

Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]	44
Figura 12. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Generación Distribuida considerando hidraulicidad media (Escenario 7). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]	45
Figura 13. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Generación Distribuida considerando hidraulicidad seca (Escenario 8). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]	45
Figura 14. Mix de generación eléctrica en el caso de extrema renovable de Generación Distribuida considerando hidraulicidad media (Escenario 9). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]	46
Figura 15. Mix de generación eléctrica en el caso de extrema renovable de Generación Distribuida considerando hidraulicidad seca (Escenario 10). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]	46
Figura 16. Mix de generación eléctrica en el caso base de Transición Sostenible considerando hidraulicidad media (Escenario 11). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [41]	48
Figura 17. Mix de generación eléctrica en el caso base de Transición Sostenible considerando hidraulicidad seca (Escenario 12). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]	49
Figura 18. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Transición Sostenible considerando hidraulicidad media (Escenario 13). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]	49
Figura 19. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Transición Sostenible considerando hidraulicidad seca (Escenario 14). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]	50

Figura 20. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Transición Sostenible considerando hidraulicidad media (Escenario 15). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]	50
Figura 21. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Transición Sostenible considerando hidraulicidad seca (Escenario 16). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]	51
Figura 22. Representación esquemática del árbol de procesos considerados en el modelo	63
Figura 23. Agotamiento abiótico (kg antimonio equivalente) por la producción por 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	76
Figura 24. Agotamiento abiótico (kg de antimonio equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	78
Figura 25. Agotamiento abiótico de combustibles fósiles (MJ) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).	79
Figura 26. Agotamiento abiótico de combustibles fósiles (MJ) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	80
Figura 27. Calentamiento global (kg de dióxido de carbono equivalente) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)	81
Figura 28. Calentamiento global (kg de dióxido de carbono equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación	82
Figura 29. Destrucción de la capa de ozono (kg CFC-11 equivalentes) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)	83
Figura 30. Destrucción de la capa de ozono (kg CFC-11 equivalentes) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	84

Figura 31. Toxicidad humana (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	85
Figura 32. Toxicidad humana (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	86
Figura 33. Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	87
Figura 34. Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	88
Figura 35. Ecotoxicidad en agua marina (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	89
Figura 36. Ecotoxicidad en agua marina (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	90
Figura 37. Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	91
Figura 38. Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	92
Figura 39. Oxidación fotoquímica (kg de etileno equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	93
Figura 40. Oxidación fotoquímica (kg etileno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	95
Figura 41. Acidificación (kg de dióxido de azufre equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	96
Figura 42. Acidificación (kg dióxido de azufre equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	97

Figura 43. Eutrofización (kg de PO ₄ ⁻ equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).....	98
Figura 44. Eutrofización (kg de PO ₄ ⁻ equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.	99
Figura 45. Coste nivelado de electricidad (€/kWh) por la producción de 1 kWh de las tecnologías en los diferentes escenarios.	102
Figura 46. Coste nivelado de electricidad (euros) por la producción de un 1 kWh por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.....	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de entrada al modelo de Simapro en el escenario de mix de generación actual (2018). Valores estimados de datos procedente de Red Eléctrica de España [1]	53
Tabla 2. Datos de entrada al modelo de Simapro en el escenario de PNIEC (2030). Valores estimados de datos procedentes de PNIEC [8].....	55
Tabla 3. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea GD I. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42].....	57
Tabla 4. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea GD II. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42]	58
Tabla 5. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea GD III. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42]	59
Tabla 6. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea TS I. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42].....	60
Tabla 7. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la TS II. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42].....	61
Tabla 8. Parámetros inherentes a cada tecnología. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60]	70
Tabla 9. Costes fijos de inversión, y costes fijos de operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías en los distintos escenarios. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60]	71
Tabla 10. Costes variables de operación y mantenimiento y costes de combustible de las diferentes tecnologías de los distintos escenarios. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60]	72
Tabla 11. Costes por tonelada de CO ₂ y crédito por la producción de calor de las diferentes tecnologías en los distintos escenarios. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60].....	73
Tabla 12. Matriz de comparación de las diferentes categorías de impacto	107

Tabla 13. Matriz de comparación normalizada de las diferentes categorías de impacto.	108
Tabla 14. Elección del escenario de 2030 con mejor resultado global (valores relativos)	112
Tabla 15. Elección del escenario de 2030 con mejor resultado global (valores absolutos)	114

1. Introducción.

Este capítulo incluye una introducción sobre el sistema actual de generación eléctrica español, los principales retos de España de cara a 2030 en materia de energía y clima, y el estado actual de la transición. Además, se incluirá una introducción sobre la metodología del Análisis de Ciclo de Vida, que se utilizará en este Trabajo de Fin de Máster.

1.1. Capacidad instalada actual.

En la Figura 1, se muestra el estado actual de la capacidad instalada (año 2018) en el sistema español, objeto de estudio de este Trabajo de Fin de Máster.

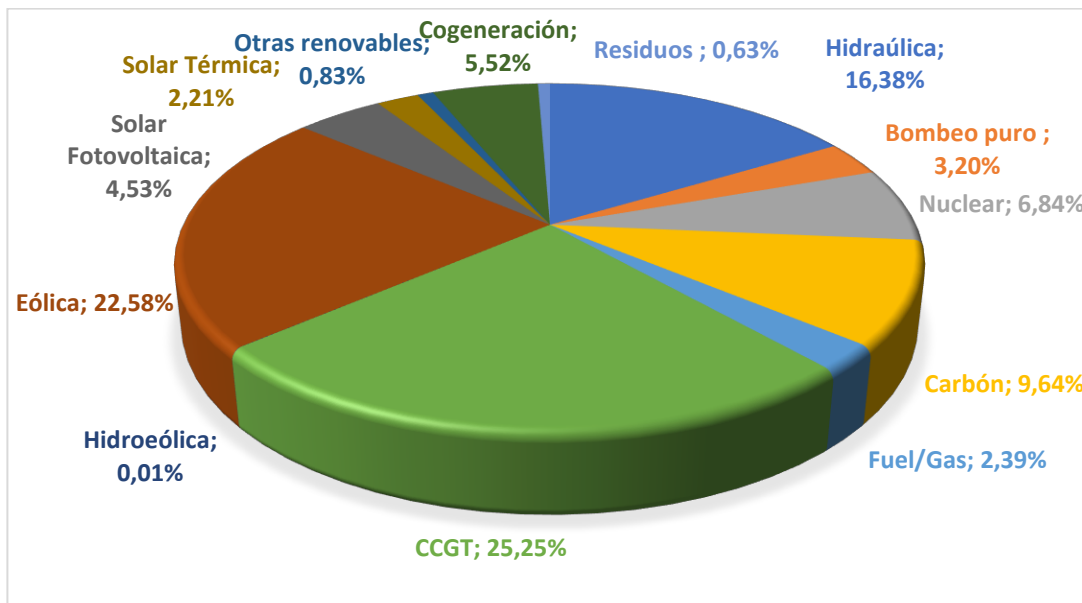


Figura 1. Capacidad instalada en el sistema eléctrico español (2018). Elaboración propia basado en datos de REE (Red Eléctrica de España)[23]

El sistema eléctrico español está sobredimensionado. La capacidad instalada del sistema asciende a 104.094 MW [23] en el año 2018, mientras que la demanda punta en este período es de 40.947 MW[23] (39,33% de la potencia instalada). Indudablemente, se necesita cierto margen de seguridad para asegurar la adecuación y fiabilidad del sistema; y no toda la capacidad instalada es firme como es el caso de las renovables, pero, a pesar de esto, existe un exceso. Prueba de ello, es el índice de cobertura mínimo anual (cociente mínimo de potencia disponible y potencia demandada del año) que en 2018 marcó 1,46 [23] en el instante de máxima demanda. Las causas principales de este exceso son

básicamente fallos en la planificación estratégica del sistema en la década de 2000 a 2010. No obstante, este sobredimensionamiento permitirá que la transición sea más sencilla, con menos inversiones. Con respecto a las tecnologías que forman el mix de capacidad, se destacan:

- Nuclear. En España, actualmente la capacidad instalada es igual a 7.117 MW[23] procedentes de 7 reactores nucleares: Almaraz I, Almaraz II, Ascó I, Ascó II, Cofrentes, Trillo, Vandellós II. Es una tecnología que ofrece potencia base al sistema y que no produce emisiones de gases del efecto invernadero (GEI), pero por otro lado ha sido objeto de debate, a raíz de que puede suponer un riesgo para la población (posibilidad de accidentes nucleares) y para el medio ambiente (fugas radiactivas o gestión de los residuos). España dejó clara su postura con respecto a las centrales nucleares tras la moratoria nuclear en 1991[24] (suspensión de 7 obras de centrales nucleares proyectadas). Actualmente, existe bastante incertidumbre sobre la continuidad de estas centrales porque las licencias (40 años) [25] están próximas a expirar: Almaraz I en mayo de 2021; Almaraz II en octubre de 2023; Ascó I en agosto de 2023; Ascó II en octubre de 2025; Cofrentes en octubre de 2024; Vandellós II en diciembre de 2027 y Trillo en mayo de 2028[26]. Se habla de la posibilidad de prorrogar la vida de funcionamiento, de tal manera que la transición sea lo más sostenible posible. En este Trabajo de Fin de Máster, se analizará la sostenibilidad de distintos escenarios del mix de generación eléctrica para 2030 considerando ampliación del nucleares, el cierre parcial o el cierre total de las centrales nucleares a través de la metodología de Análisis de Ciclo de Vida.
- Carbón. En el año 2018, en España, la capacidad instalada es de 10.030 MW[23]. Su presencia se ha ido reduciendo poco a poco en los últimos diez años, a causa de su alto poder contaminante y pérdida de competitividad en el mercado. Se espera que, en la próxima década, la producción de estas centrales sea progresivamente sustituida por tecnologías menos contaminantes y más flexibles como son los ciclos combinados.
- Ciclos combinados. En el año 2018, la capacidad instalada en España es de 26.284 MW [23]. Tras la liberalización del sector en 1997, se empezaron a instalar ciclos combinados sin control ninguno. Estas centrales estaban pensadas para satisfacer

el esperado incremento de demanda que inicialmente iba a ser a cubierto por las nucleares canceladas. Esta expansión se frenó en 2007 a causa de la crisis económica y de cambios regulatorios que beneficiaban a otras tecnologías de generación, las energías renovables.

- Hidráulica. En el año 2018, la capacidad hidráulica instalada en España es de 17.049 MW [23]. Es una tecnología bastante flexible y que en España está completamente desarrollada desde principios de siglo ya que no existen más sitios donde la explotación sea rentable. Solo puede haber un aumento gracias a mejoras en las instalaciones existentes.
- Solar Fotovoltaica. Actualmente, la capacidad instalada de esta tecnología es de 4.714 MW[23]. La mayoría de este incremento se dio en el período de 2007 a 2012, donde se implementaron políticas muy atractivas (*Feed-in tariff* y *Feed-in premium*) [27] para los consumidores y poco eficientes para la sostenibilidad del sistema. Se destaca el año 2008 cuando en España se instaló un 46 % de la nueva capacidad fotovoltaica instalada en el mundo. Desde 2012, con el cambio de gobierno, se cancelaron los incentivos a estas tecnologías con el objetivo de reducir el valor del déficit de tarifa (una deuda estructural que se creó en el año 2000 y que se fue incrementando con los sobrecostos del sistema). Posteriormente, en 2016 y 2017, se celebraron nuevas subastas donde se adjudicaron 3.910 MW de energía solar fotovoltaica. Esta nueva potencia está pendiente de instalación (año 2019 y 2020). Por último, se prevé la celebración de nuevas subastas, una vez se establezca el Gobierno de España. Se profundizará sobre este aspecto en la sección 1.4.
- Eólica. En 2018, la capacidad instalada en España es de 23.507 MW[23]. Esta tecnología ha pasado por la misma evolución que la solar fotovoltaica al pertenecer también al régimen especial: prácticamente todo el incremento de capacidad instalada se realizó en el período de 2000 a 2012 (crecimiento más sostenible que la fotovoltaica) donde los incentivos eran bastante atractivos; en 2012, se cancelaron las ayudas; y en las subastas de 2016 y 2017, se adjudicaron 4.609 MW que están siendo instalados en la actualidad (2019 y 2020). Una vez se establezca el Gobierno de España, se prevé la celebración de nuevas subastas al

- comprobarse que ambas tecnologías (fotovoltaica y eólica) son bastante competitivas.
- Solar Térmica. Es una tecnología bastante eficiente, y permite fácilmente el almacenamiento. España es líder mundial en capacidad instalada de esta tecnología con 2.304 MW[23]. No obstante, su alto coste actual hace que sea menos competitiva que la solar fotovoltaica. El hecho de que España disponga de esta cantidad de capacidad instalada se debe a las políticas que se implantaron en el período de 2010 a 2012 que ofrecía condiciones muy atractivas a inversores. En la actualidad, no es una tecnología competitiva, como se ha mencionado anteriormente. Por esta razón, no se esperan inversiones en este tipo de tecnología en un futuro cercano.
 - Otras renovables y cogeneración. Otras renovables incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica; mientras que las centrales de cogeneración son aquellas plantas que combinan generación térmica y eléctrica. La potencia instalada de otras renovables en el año 2018 en España es igual a 865 MW[23]; mientras que la cogeneración es 5.471 MW[23].
 - Residuos e hidroeléctrica. En los residuos se incluyen tanto los renovables como los no renovables y la potencia instalada en 2018 es de 653 MW[23]. Por otro lado, España dispone de una central hidroeléctrica en las Islas Canarias con potencia instalada igual a 11 MW[23].

1.2. Mix de generación eléctrica actual.

En la Figura 2, se muestra el mix de generación eléctrica de España en el año 2018.

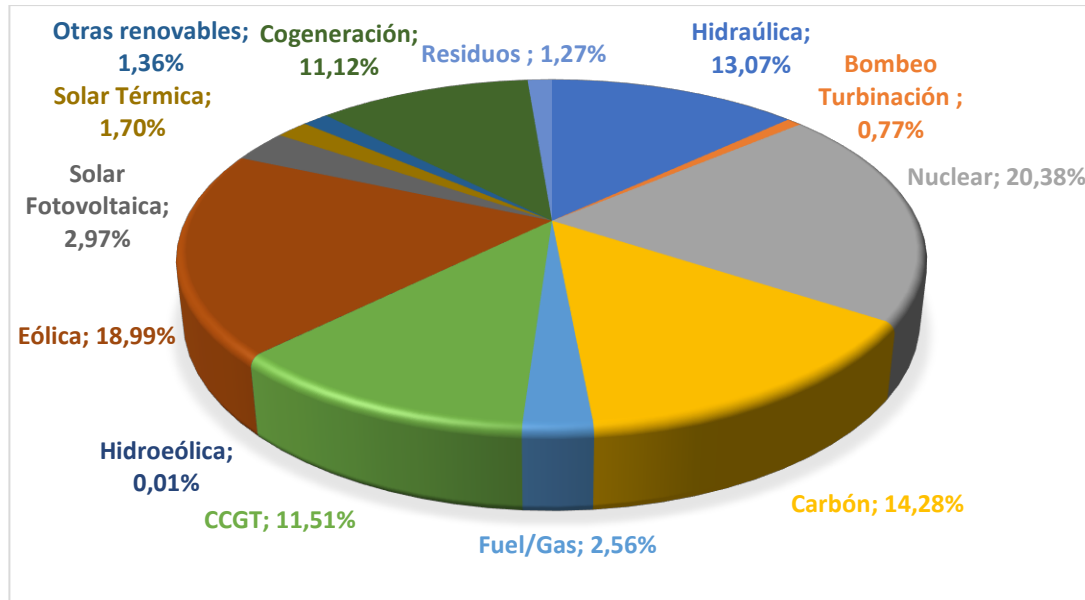


Figura 2. Mix de generación eléctrica del sistema eléctrico español. Elaboración propia basado en datos de REE (Red Eléctrica de España)[23]

Como se ha mencionado anteriormente, al estar el sistema sobredimensionado, hay bastantes tecnologías que están trabajando por debajo de su potencia nominal. Con respecto al mix, se destacan los siguientes aspectos:

- Nuclear. Mientras la energía nuclear representa un 7% de la capacidad total instalada, es una tecnología bastante importante en el mix, ya que supone el 20% de la energía eléctrica generada en España en 2018. El coeficiente de utilización (cociente de producción real y producción a potencia nominal en las horas que está disponible) en 2018 fue del 98,3 %. Por esta razón, la decisión tiene tanta repercusión; la expiración de las licencias implica perder 7.117 MW de potencia base.
- Carbón. En 2018, la generación del carbón es el 14% de la generación total, siendo su coeficiente de utilización de 45,3%. Como se ha mencionado anteriormente, estas plantas están pasando a segundo plano, ya que tienen un alto poder contaminante. De hecho, Red Eléctrica de España, en la previsión de cierre de 2019, ha publicado que la generación de carbón fue del 5%, es decir, supone una bajada de 9 puntos con respecto al año 2018.

- Ciclos Combinados. Es la tecnología que más sufre el hecho de que el sistema este sobredimensionado ya que suele ser la tecnología *peaker* (es decir, la tecnología que satisface la demanda solamente en sus horas pico). En 2018, estas centrales generaron un 12% de la energía eléctrica del sistema, siendo su coeficiente de utilización igual a 13,2%. Son plantas bastantes flexibles (ideales como potencia *back-up* para las energías renovables) y emiten menos emisiones GEI en operación que las centrales de carbón. Jugarán un papel clave en la transición, sustituyendo poco a poco a las centrales de carbón y apoyando el gran incremento de renovables que se espera. Según la Previsión de Cierre de REE de 2019 [28], estas plantas produjeron un 21,9% del mix de generación, es decir, supone una subida de casi 10 puntos con respecto al año 2018.
- Eólica y solar. Estas fuentes de generación dependen de recursos naturales (imposibilidad de almacenar como materia prima). Así, a falta de tecnologías de almacenamiento eléctrico competitivas a gran escala, los paneles fotovoltaicos y los parques eólicos satisfacen demanda siempre que producen. Incrementar la generación renovable pasa por instalar más potencia.

1.3. Metas europeas y metas nacionales.

El acuerdo de París es un plan firmado por 195 países en el año 2015 que tiene como objetivo reducir las emisiones GEI, de tal manera que se evite que la temperatura media global aumente por encima de 2 °C con respecto a niveles preindustriales. Los estados miembros han propuesto objetivos y planes de medida para ir más allá y que este incremento no supere los 1,5 °C. En particular, la Unión Europea ha fijado unas metas en el marco de Clima y Energía para 2030 (con respecto a niveles de 1990)[29]:

- 40% de reducción de emisiones GEI.
- 32% de energía de uso final proveniente de recursos renovables.
- 32,5 % de mejora de eficiencia.

En febrero de 2019, en concordancia con Europa, España publicó el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030” [30] donde se definieron los objetivos nacionales en estas tres vertientes y las líneas de actuación más sostenibles, reduciendo costes y maximizando beneficios en términos de economía, salud y medio ambiente. Así, en España se espera lograr en 2030 (con respecto a niveles de 1990):

- 23% de reducción de emisiones GEI.
- 42% de energía de uso final proveniente de recursos renovables.
 - o 74% del mix eléctrico proveniente de renovables.
- 39,5% de mejora de eficiencia.

En la Figura 3, se puede apreciar la evolución de emisiones relativas (con respecto a 1990) GEI en España en la última década. Actualmente, el valor de emisiones es de un 21,8% por encima de niveles de 1990, es decir, una reducción de 40 puntos porcentuales será necesaria para el año 2030. Está claro que la finalización de las licencias de las centrales nucleares es un aspecto desfavorable con respecto a este objetivo, puesto que es una cantidad significativa de generación libre de emisiones (20% del mix de generación eléctrica). Para sustituir esta energía por generación renovable, haría falta la instalación de bastantes parques eólicos y fotovoltaicos porque estas tecnologías dependen de recursos naturales (carácter intermitente), no ofreciendo potencia firme al sistema en todo momento. De hecho, los factores de carga de la energía eólica y solar (cociente entre producción real del año y, capacidad instalada multiplicada por 8760 horas) en España en el año 2018 fueron del 24,07% y de 19,81% respectivamente. Si el sistema depende

considerablemente de energías renovables, resulta necesario disponer de una cantidad significativa de potencia de apoyo (ciclos combinados) para garantizar en todo momento la seguridad de suministro. En este Trabajo de Fin de Máster, se analizará la sostenibilidad de la decisión no solo con respecto al criterio de las emisiones en operación, sino a otros impactos medioambientales provocados por las plantas en todo el ciclo de su vida.

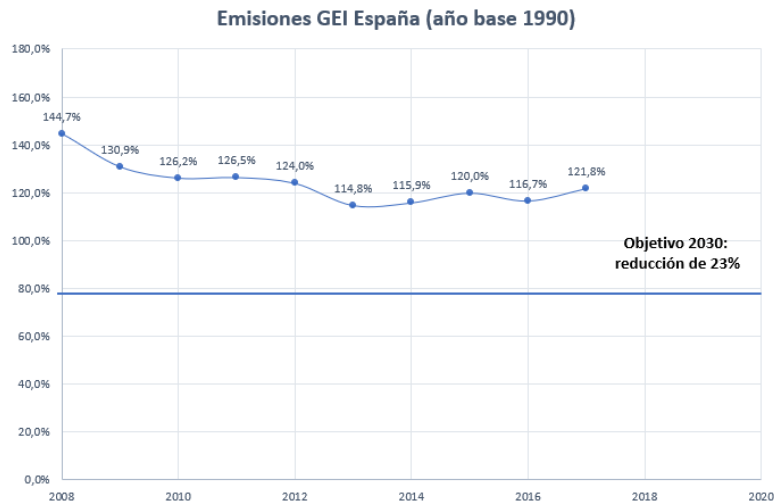


Figura 3. Evolución de las emisiones GEI relativas en España (año base 1990). Elaboración propia basado en datos de Eurostat [31]

En la Figura 4, se puede apreciar la evolución de la participación renovable en la energía de uso final. El valor actual es 17,5% mientras que el objetivo para 2030 es del 42% [30]. Para conseguir este objetivo, se destacan dos medidas principalmente. En primer lugar, resulta evidente que la próxima década estará caracterizada por un aumento considerable de renovables tanto en instalaciones a gran escala como en instalaciones de autoconsumo. Por otro lado, se espera un aumento progresivo de la electrificación de la demanda puesto que la electricidad es el vector más flexible para la introducción de renovables; los sistemas eléctricos presentan mejor eficiencia que los sistemas de combustible fósil y biomasa; y es un vector de fácil acceso para la sociedad. Así, se espera que la penetración de renovables en el mix de generación en 2030 sea igual a 74% [30].

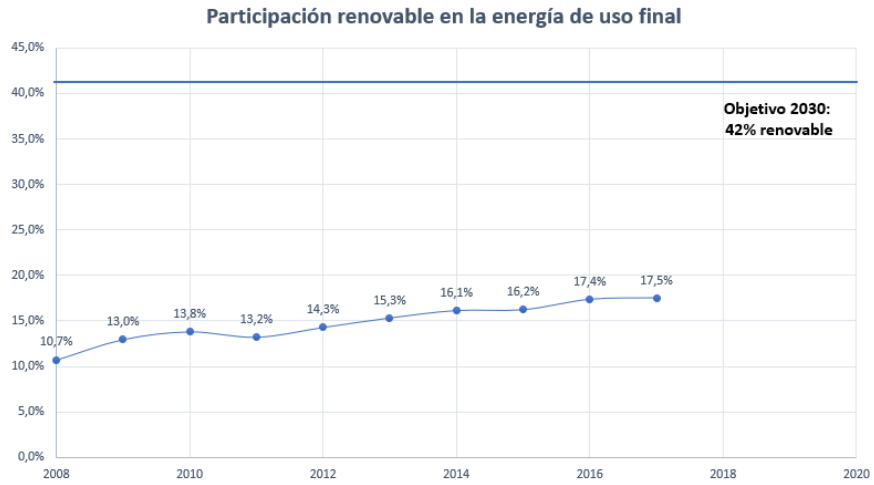


Figura 4. Evolución de la participación renovable en la energía de uso final en España. Elaboración propia basado en datos de Eurostat [31]

1.4. Inestabilidad política española y estado de transición energética.

En los últimos 4 años, en España se han celebrado 4 elecciones generales (diciembre 2015, junio 2016, abril 2019 y noviembre 2019) además de una moción de censura (junio 2018). Es de esperar que esta inestabilidad se haya visto reflejada en la transición energética. Como se ha mencionado anteriormente, durante el período comprendido entre 2012 y 2016, se cancelaron los incentivos a las energías renovables con el fin de poder recuperarse de la deuda proveniente del déficit de tarifa. En los años 2016 y 2017, se puso fin a este período, con la celebración de tres subastas renovables [32]–[34] (basadas en capacidad) donde se adjudicaron 8.737 MW de generación renovable (218 MW biomasa, 4.609 MW eólica, 3.910 MW fotovoltaica). Se espera que con esta potencia se cumpla con los objetivos impuestos por Europa para 2020 (20% de reducción de emisiones con respecto a 1990, 20% de penetración renovable en la energía de uso final y 20% de mejora de eficiencia). Estas subastas fueron organizadas por el anterior gobierno, con Álvaro Nadal como ministro de Energía. Teresa Ribera, la nueva ministra de energía, pretende cambiar el sistema de las subastas volviendo a subastar en base a la producción (MWh en vez de MW), estableciendo subastas anuales de 3000 MW hasta 2030 [30]. El objetivo es dar estabilidad al sector eléctrico con un crecimiento sostenible que permita alcanzar los 50 GW de capacidad renovable en 2030.

Con respecto a las centrales nucleares, existía bastante incertidumbre sobre su continuidad en el mix eléctrico español (expiración de las licencias entre 2021 y 2028). Finalmente, en marzo de 2019, las grandes eléctricas (Endesa, Iberdrola y Naturgy) y el Gobierno llegaron a un acuerdo para un calendario de cierre de las centrales [35], empezando en 2027 y terminando con el apagón nuclear en España en 2035. Esto implica que las centrales nucleares españolas tendrían una vida de operación media entre 46 y 47 años. Los reactores de Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes se desmantelarían en el período entre 2027 y 2030 (quedando 3000 MW aproximadamente de capacidad instalada en 2030); mientras que los reactores de Ascó II, Vandellós II y Trillo lo harían en el período entre 2030 y 2035.

No fue un acuerdo fácil puesto que había diferentes puntos de vista entre las grandes eléctricas. Por un lado, se encontraban Iberdrola y Naturgy que apostaban por el cierre anticipado, prefiriendo el uso de centrales de ciclo combinado (gas natural, actualmente

en segundo plano). Por otro lado, se encontraba Endesa que prefería aplazar el cierre lo máximo posible teniendo en cuenta las características técnicas y condiciones de seguridad de cada central. La razón es que Endesa había previsto amortizar sus centrales a lo largo de una vida útil de 50 años, a diferencia de Iberdrola y Naturgy que planearon amortizarla en 40 años.

Por otro lado, Enresa, la empresa pública encargada de dismantelar las centrales nucleares y de almacenar los residuos radiactivos, propuso inicialmente finalizar el cierre en 2040 en lugar de 2035, para que tuvieran más plazo entre el cierre de la primera central y la última. Esta posición es entendible puesto que el proceso de dismantelamiento de una central nuclear requiere bastante tiempo y es costoso en términos económicos.

Hoy en día, las centrales nucleares (7.117 MW de potencia firme) abaratan el precio de mercado (20% de energía generada) y ofrecen potencia libre de emisiones. El dismantelamiento de éstas debe ser económicamente viable y sostenible medioambientalmente. Las fechas deben ser entendidas con un carácter indicativo ya que dependerá en gran medida de cómo se desarrolle el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) [30], donde se espera una fuerte penetración de renovables, como se ha mencionado anteriormente; y de las decisiones que vayan tomando los partidos en el poder hasta 2030. En la sección siguiente, se hablará un poco más en profundidad de este plan.

1.4.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

Como se ha mencionado anteriormente, en concordancia con los objetivos de la Unión Europea, España ha lanzado el plan estratégico de cara a la evolución en el sector de la energía hacia 2030. En él se fijan los objetivos de España para 2030 (ir a 1.3), considerando que a largo plazo (2050) se quiere alcanzar la neutralidad en emisiones de CO₂, así como un mix de generación eléctrica 100% renovable [36].

En la Figura 5, se muestra el objetivo que tiene el gobierno español en materia de capacidad instalada en el sector eléctrico para el año 2030 (objetivo del PNIEC [30]). La capacidad instalada ascendería a la cifra de 158 GW aproximadamente en los que se destaca 50 GW de eólica, 39 GW de solar fotovoltaica, 23 GW de ciclos combinados, 3GW de nuclear, 7 GW de bombeo puro, 17GW de hidráulica.

La capacidad instalada actual de eólica es de 23.507 MW (2018), lo que equivale a un aumento de 2.250 MW anuales para alcanzar el objetivo de 2030. Análogamente, el incremento necesario en solar fotovoltaica sería de 2.900 MW anuales aproximadamente hasta 2030. Estas cantidades sumadas a los incrementos en otras tecnologías renovables como la biomasa da lugar a una cantidad cercana a los 6 GW anuales de nueva capacidad renovable hasta 2030. Por otro lado, la capacidad instalada de las nucleares se vería reducida a causa de los cierres de Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes. Además, se destaca que la capacidad de ciclos combinados se mantiene constante con respecto a valores actuales, porque como se ha mencionado anteriormente su uso está muy por debajo de su capacidad máxima. Por último, se señala el incremento que se espera en bombeo puro de 3.500 MW aproximadamente y de solar térmica de 5.000 MW. Este aumento de solar termoeléctrica está pensado que vaya acompañado de la instalación de baterías de almacenamiento. La capacidad de gestión de estas tecnologías permitiría reducir los vertidos y aprovechar al máximo los recursos renovables no gestionables (eólica y solar fotovoltaica).

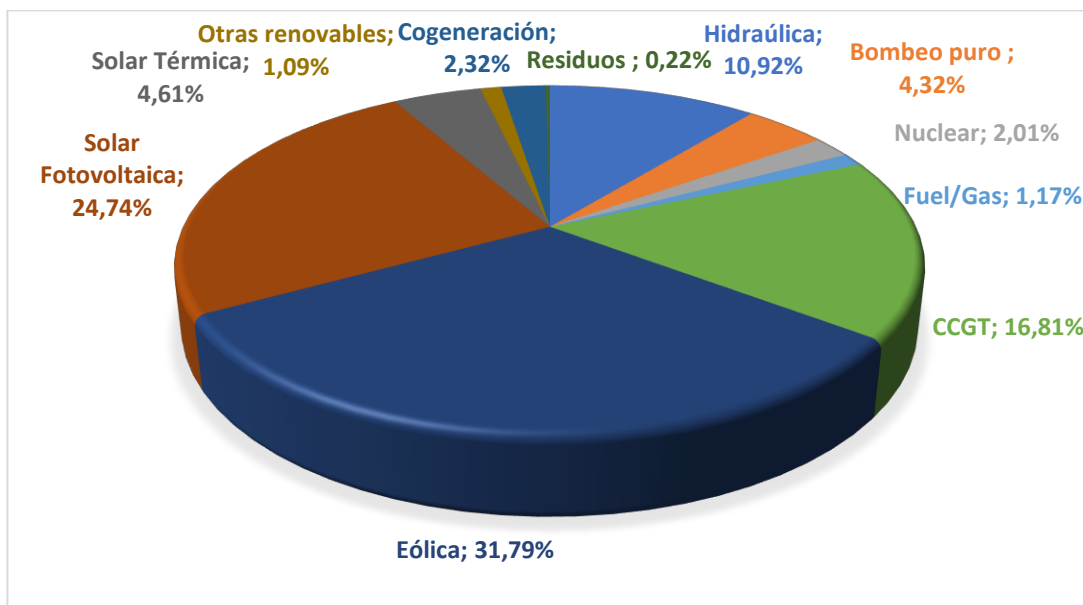


Figura 5. Escenario de capacidad instalada del sector eléctrico propuesto por el PNIEC. Elaboración propia basado en datos del PNIEC [30]

Con respecto a la generación, se espera que la demanda eléctrica ascienda alrededor de 23% en la próxima década. El principal objetivo es alcanzar un 74% de

generación renovable, siendo la penetración de solar fotovoltaica y de eólica del 20% y 35% respectivamente, gracias a la nueva capacidad instalada. Otro aspecto remarcable es el aumento de la demanda de gas natural (ciclos combinados) por tres motivos principalmente: desmantelamiento de todas las centrales de carbón, reducción de la potencia del parque nuclear a 3 GW y finalmente, es una tecnología flexible para ofrecer apoyo a la gran penetración de renovables. En la Figura 6, se muestra este escenario de generación propuesto por el PNIEC.

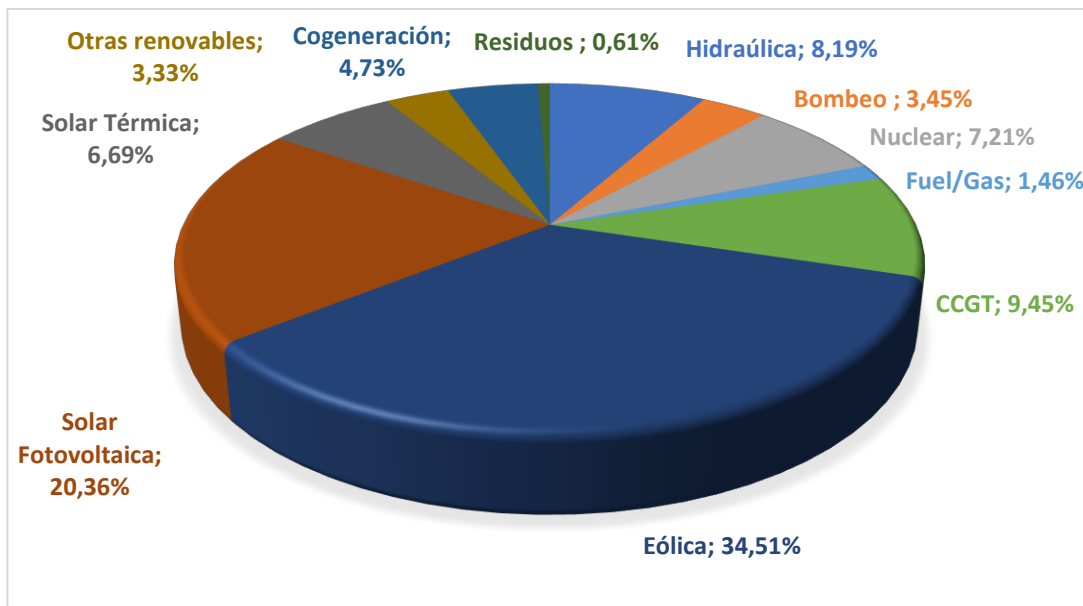


Figura 6. Mix de generación eléctrica basado en el escenario propuesto por el PNIEC para 2030. Elaboración propia basado en datos del PNIEC.[30]

1.5. Análisis de Ciclo de vida.

El análisis de ciclo de vida (LCA, *Life Cycle Assessment*) es una metodología de estudio internacionalmente consensuada [1], [2] que se ha utilizado para evaluar los impactos medioambientales, económicos y sociales que tiene un proceso durante toda su vida útil: desde la extracción de la materia prima pasando por la transformación del producto, distribución y uso; hasta el fin de la vida útil (“también conocido como *analysis from cradle-to-grave*, análisis de la cuna a la tumba”[37]). Entre sus aplicaciones más comunes se encuentra la identificación de oportunidades para reducir los impactos medioambientales en alguna de las etapas de su ciclo de vida, certificaciones de marketing de productos respetuosos con el medio ambiente, investigación y desarrollo de nuevos productos...

Particularmente, en el sector eléctrico, esta metodología resulta de interés para formular políticas eficientes con respecto a la transición de los mixes de generación eléctrica, ya que no solo evalúa los impactos con respecto a la operación (únicos que se tienen en cuenta normalmente), sino que te da una visión más amplia incluyendo otras fases como el aprovisionamiento de combustible, construcción de las infraestructuras, desmantelamiento...

Todos los estudios de análisis de ciclo de vida siguen una metodología sistemática de acuerdo con la siguiente normativa:

- “ISO 14040:2006. Gestión Ambiental. Análisis del ciclo de vida. Principios y Marco de Referencia” [1].
- “ISO 14044:2006. Gestión Ambiental. Análisis del ciclo de vida. Requisitos y directrices” [2].

Estas normas se definieron entre 1997 y 2000, siendo su última actualización en el año 2006. No obstante, la metodología del análisis de ciclo de vida sigue abierta ante la inclusión de posibles nuevos hallazgos científicos y mejoras del estado de la técnica.[38]

Las cuatro fases principales que forma un análisis de ciclo de vida, definidas en las normas son:

- Definición del objetivo y alcance.
- Inventario del ciclo de vida.

- Evaluación del impacto del ciclo de vida.
- Interpretación del resultado.

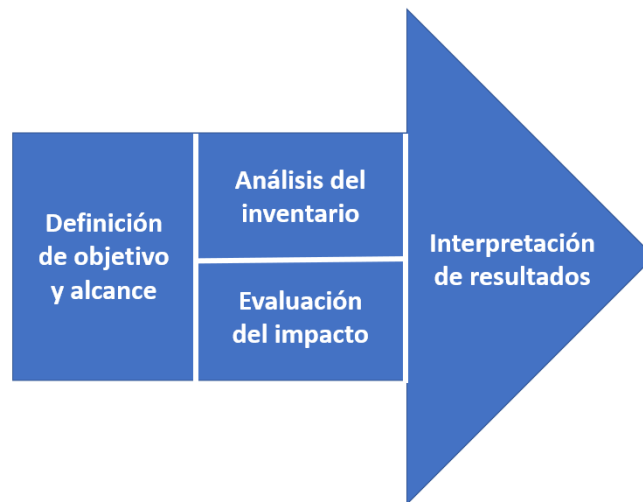


Figura 7. Fases del análisis de ciclo de vida. Elaboración propia basado en las fases de las normas ISO 14040:2006 y ISO 14044:2006 [1], [2]

En las secciones siguientes se explicará en detalle cada una de las fases.

1.5.1. Definición del objetivo y alcance¹.

El objetivo debe estar claramente definido, especificando de manera precisa la aplicación, las razones que motivan al estudio, y las personas a las que va dirigida. Por otro lado, el alcance se define teniendo en cuenta el sistema bajo estudio y los límites de este. En esta fase, acotar los límites de manera adecuada resulta imprescindible para tener claro hasta donde se quiere llegar y no tener que ajustar el alcance en el transcurso del estudio. No obstante, las fases del análisis de ciclo de vida tienen un carácter iterativo. En otras palabras, una vez definido el objetivo y el alcance del ACV, si las limitaciones de las etapas posteriores impiden obtener conclusiones coherentes con respecto a las metas marcadas en esta primera fase, se debe redefinir el objetivo y el alcance del ACV.

Además de los límites, en esta fase se debe definir la unidad funcional. Todas las entradas y salidas de los procesos del sistema irán normalizadas en base a esta unidad. De

¹ [1], [2]

esta manera, es posible la comparación de diferentes sistemas, modificando solamente flujos de referencia y manteniendo constante los procesos y la unidad funcional.

Otros aspectos de vital importancia que se deben definir en esta fase son las categorías de impacto que se van a evaluar en el ACV, así como los tipos de datos (incluyendo requisitos de calidad) que se van a utilizar en la fase de análisis de inventario.

Por último, el alcance debe definir si se considera necesario una revisión crítica y en tal caso, el experto que llevaría cabo esta revisión.

1.5.2. Análisis de inventario².

En esta fase se definen todos los procesos implicados y se recopilan los datos necesarios para todos estos procesos unitarios dentro de límites, cuantificando las entradas y salidas del sistema. Para evitar riesgos en la utilización de datos (ej.: utilización de datos varias veces), resulta imprescindible elaborar un diagrama de flujo detallado de todos los procesos unitarios a modelar, incluyendo no solo las entradas y salidas de cada proceso, sino también las interrelaciones entre ellos.

Además, se debe comprobar que los datos utilizados cumplan con los requerimientos de calidad definidos en la fase anterior. Si no los cumplen, se debe buscar fuentes alternativas o en su defecto, modificar el objetivo y el alcance del ACV.

1.5.3. Evaluación del impacto³.

En esta fase se definen las categorías de impacto que se van a evaluar, asociándolas a resultados del análisis del inventario y se establece un modelo de caracterización de impactos (cuantificación de los impactos). Las categorías de impacto, los resultados en cada categoría y la caracterización de impactos deben ser coherentes con el objetivo y alcance del ACV.

Algunas técnicas que se pueden utilizar en esta fase son: el diagrama de Pareto que analiza qué resultado del análisis de inventario afecta más a las categorías de impacto; análisis de incertidumbre, utilizando distribuciones en los datos de entrada y analizando

² [1], [2]

³ [1], [2]

su efecto en las salidas del sistema; y, por último, análisis de sensibilidad, efecto en los resultados a causa de modificación de datos de entrada o cambios en el método de cálculo.

1.5.4. Interpretación de resultados⁴.

Por último, en esta fase, se interpretan resultados de las etapas anteriores, análisis de inventario y evaluación del impacto, analizando el impacto más significativo de acuerdo con el objetivo y alcance del ACV. Por otro lado, se realizan verificaciones de: integridad, asegurar que toda la información y los datos necesarios del ACV están completos; sensibilidad, asegurar la confiabilidad de los resultados de los análisis de sensibilidad llevados a cabo en las fases previas; y coherencia, asegurar que las hipótesis, los datos, métodos de cálculo sean coherentes con el objetivo y alcance del ACV.

Finalmente, se establecen unas conclusiones, limitaciones y recomendaciones del análisis que pueden ser útiles de cara a futuros proyectos.

⁴ [1], [2]

2. Estado del arte.

Dentro del sector eléctrico, el análisis de ciclo de vida se ha utilizado no solo para estudiar el impacto medioambiental de las diferentes tecnologías de generación, sino también de la red de transmisión y de distribución.

Entre los estudios en tecnologías de generación realizados se destaca “*Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations*” por Roberto Turconi, Alesio Boldrin y Thomas Astrup [3] donde se analizan las emisiones GEI, SO₂ y NO_x de las distintas tecnologías con respecto a tres etapas diferentes de ciclo de vida (aprovisionamiento de combustible, operación de la planta e infraestructura). Se concluye que las centrales de combustibles fósiles emiten más cuando operan, las nucleares y biomasa en aprovisionamiento de combustible y las energías renovables en la construcción de la infraestructura. Este estudio es de gran utilidad ya que permite centrarse en adoptar nuevas estrategias de reducción de emisiones en la etapa del ciclo de vida más crítica para cada tecnología. Precisamente, en el estudio “*Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey*” de Nugent, Daniel Sovacool, Benjamin K. [39] se proponen medidas en la extracción de materias primas, fabricación y construcción (etapas más críticas de instalaciones eólicas y fotovoltaicas) para mitigar de manera más eficiente los impactos del cambio climático.

Como ya hemos visto, las renovables no son tan limpias como aparentan y el impacto medioambiental asociado a éstas es una de las cuestiones claves para los formuladores de políticas. Antes de 2015, existían muchísimos estudios de análisis de ciclo de vida (ACV) relacionados con estas tecnologías “libre de emisiones”, pero ninguno proporcionaba conclusiones consistentes sobre los impactos de los diferentes tipos de tecnología. En 2015, Francesco Asdrubali, Giorgio Baldinelli, Francesco D’Alessandro, Flavio Scrucca confeccionan un estudio “*Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization*” [40] donde llevan a cabo una investigación exhaustiva de los datos existentes de las diferentes tecnologías (solar térmica, solar fotovoltaica, eólica, hidráulica y geotérmica) y presentan una metodología para la armonización de resultados. Esta vez, además del potencial de calentamiento

global, se incluyen otros impactos que usualmente aparecen en los ACVs: acidificación, eutrofización, creación de ozono fotoquímico, uso del suelo y consumo de agua. Se concluye que la energía eólica tiene el menor impacto medioambiental promedio, mientras que la solar fotovoltaica y la geotérmica se posicionan como las más perjudiciales para el medio ambiente. Por su parte, la central solar térmica se posiciona en un nivel medio, con resultados más positivos que la fotovoltaica, geotérmica e hidráulica en prácticamente todas las categorías de estudio.

Con respecto al ámbito de redes eléctricas, se destaca el estudio ACV de Alessia Gargiulo, Pierpaolo Girardi y Andrea Temporelli: “*LCA of electricity networks: a review*” [4] donde se resumen 16 estudios de ACV de redes de transmisión, todos ellos con un alto grado de cumplimiento con la ISO14040 [1]. El propósito de esta revisión es poner en evidencia aspectos de la metodología de estudio que son necesarios profundizar en futuros estudios. En primer lugar, se destaca la selección de impactos a estudiar, que varía considerablemente de un estudio a otro. Todos los estudios evalúan el cambio climático, la eutrofización acuática y los impactos de agotamiento de recursos. Las otras categorías de impacto más utilizadas son la toxicidad humana: efectos del cáncer, la formación de ozono fotoquímico, la acidificación y el agotamiento del ozono; mientras que pocos tienen en cuenta el uso de terrenos, el agotamiento del agua y la radiación ionizante. Es cierto que la mayoría de estos estudios son previos al documento de la Comisión Europea de recomendaciones de impactos para ACV en el contexto Europeo [41], por lo que las diferencias son entendibles. En segundo lugar, la definición de la unidad funcional (la unidad funcional es la base del cálculo sobre la que se hacen balances de materia y energía) no es nada trivial. Muchos de los estudios tienen una unidad funcional muy específica (conexión entre dos subestaciones específicas) en coherencia con el objetivo del ACV. El problema surge cuando se quiere transferir estos resultados a otros sistemas o investigaciones (debido a su especificación, la transferibilidad sería más fácil si se usan unidades funcionales parametrizadas, por ejemplo, por unidad de longitud). En tercer lugar, con relación a los resultados, cambios en los procesos de producción de material provocan grandes diferencias en los resultados. El hecho de reciclar los materiales, en especial los metales, es un aspecto crítico en la reducción de impactos medioambientales. Finalmente, se recomienda no despreciar las pérdidas procedentes de los elementos resistivos, al contrario de lo que se hace en otros estudios

del sistema eléctrico como el problema de flujo de cargas, ya que el impacto en los resultados es bastante notorio.

Además de existir ACVs de las diferentes tecnologías de generación y redes, existen estudios que evalúan el mix eléctrico de países específicos, aspecto más cercano al objeto de estudio de este trabajo de fin de máster. Entre los países encontramos: Portugal [5], Polonia [6], [7], República Checa [7], Bélgica [8], [9], Reino Unido [10], [11], Dinamarca [12], [13], Brasil [14], [15], Pakistán [16], Turquía [17], [18], Tanzania [19], España [20] y Noruega [21].

El estudio de Portugal [5] (2014) tiene como objetivo evaluar los impactos medioambientales tanto de la generación como del suministro entre los años 2003 y 2012. Incluye la modelización de los principales sistemas eléctricos; modelización de las redes de transmisión y de distribución; caracterización de la evolución de 2003 a 2012 y un análisis sobre si los cambios en el porfolio de generación afectan a los impactos medioambientales de la energía generada y suministrada. En este caso, la metodología de ACV se utiliza para cuantificar impactos en: demanda de energía fósil no renovable, calentamiento global, agotamiento abiótico, acidificación, eutrofización, oxidación fotoquímica y agotamiento de la capa de ozono. La unidad funcional que se utiliza es el kWh y con respecto al estudio del mix, los resultados se expresan en impacto por kWh. Se concluye que se reducen todos los impactos medioambientales, en especial la acidificación y la oxidación fotoquímica a causa de la instalación de sistemas de desulfuración y desnitrificación en las centrales de carbón. Por otro lado, se destaca que, pese al gran incremento de energías renovables, se sigue dependiendo demasiado del carbón. Por esta razón, factores como calentamiento global, demanda de energía fósil no renovable o agotamiento abiótico no tienen un descenso tan pronunciado.

En el estudio de Polonia (2016) [6], al igual que en el caso anterior se analizan los impactos medioambientales de la generación eléctrica en los años 2007, 2010 y 2012. Para el ACV, se elige el método Impact2002+ porque modela riesgos e impactos por emisión para muchos productos químicos, incluyendo los gases del efecto invernadero. Como resultado, se destaca la fuerte dependencia del sector eléctrico polaco de energías de combustible fósil (80% del mix eléctrico); una pequeña reducción de las emisiones de SO₂ y NO_x entre los años 2007 y 2010 a causa del incremento de generación procedente

de biomasa (6,7% al 10,2%); y un incremento de emisiones de CO₂ a causa de un mayor consumo de lignito en vez de hulla. Por otro lado, en el estudio de Polonia y República Checa de 2018 [7], vemos el primer ACV comparativo de generación eléctrica entre dos países europeos. El ACV se basa en las normas ISO [1], [2], utilizándose el software SimaPro con la base de datos Ecoinvent 3.2. El análisis cubre los años de 2000 a 2050, y se concluye que el uso de lignito es el principal problema en los sistemas de energía de ambos países, siendo el impacto medioambiental mayor en Polonia.

En el estudio de Bélgica [8], el ACV tiene como objetivo analizar el potencial del calentamiento global por kWh para cada hora del año. Esto permite evaluar cómo afecta la demanda de energía eléctrica a las emisiones de gases del efecto invernadero. Por la naturaleza del enfoque de ACV, en el estudio se incluyen las emisiones de CO₂ procedente de todas las etapas de vida: infraestructura, aprovisionamiento de combustible y operación; y se consideran todas las tecnologías, tanto las centrales convencionales como las instalaciones renovables.

En el estudio de Reino Unido [10], se analizan escenarios de transición de posibles mixes de generación eléctrica con horizonte temporal de 2070 bajo una perspectiva de sostenibilidad de ciclo de vida, es decir, sobre aspectos tecno-económicos, medioambientales e impactos sociales sobre una base de ciclo de vida. Los resultados del estudio muestran con toda probabilidad que la descarbonización va a implicar un aumento en los costes de electricidad, a pesar de la reducción futura de costes de tecnologías actualmente poco maduras. No obstante, la volatilidad de los precios de combustibles se reducirá en un 66% con respecto a la actualidad en todos los escenarios con baja penetración de centrales de carbón; para cumplir con las metas europeas, la participación de las centrales de carbón no debe superar el 10% en el mix de generación. El uso del carbón también incrementa otros impactos de sostenibilidad con respecto a la actualidad, como lesiones laborales, accidentes mortales, agotamiento de combustibles fósiles y almacenamiento de residuos a largo plazo. Por esta razón, el resultado con mejor rendimiento medioambiental en general sería un mix con una participación muy baja de carbón y gran participación de nuclear y renovables, aunque algunos impactos como la ecotoxicidad terrestre aumentarían. En el ámbito social, este mix incrementaría impactos

en la salud de las personas a causa de la radiación y los requerimientos de almacenamiento de residuos radiactivos, pero crearía bastantes puestos de trabajo.

En los estudios de Dinamarca [12], [13], se analizan los impactos medioambientales de la evolución de las infraestructuras del sector eléctrico. En el estudio de R. Turconi, C. G. Simonsen, I. P. Byriel, and T. Astrup [12], el ACV se centra en los impactos provocados por la redes de distribución (unidad funcional es el suministro de 1 kWh de electricidad en Dinamarca). La meta es evaluar la importancia de la distribución en el sistema eléctrico danés, por lo que estos impactos se comparan con impactos medioambientales procedentes de los sistemas de generación y de la transmisión. Se concluye que los impactos son más influyentes en media y baja tensión (distribución) que en alta tensión (transmisión) a causa de mayores pérdidas, mayor complejidad, y mayor consumo de material. Por otro lado, el ACV de R. Turconi, D. Tonini, C. F. B. Nielsen, C. G. Simonsen, and T. Astrup, [13] se centra en un escenario de generación con baja presencia de carbón en el año 2030 y este se compara con el mix danés de 2010. Los resultados muestran que impactos como el consumo de combustibles fósiles o calentamiento global se reducen significativamente con respecto al año 2010. No obstante, la reducción de emisiones se produce a costa del incremento de otros impactos medioambientales como el agotamiento abiótico. Por último, hay que destacar que los resultados son bastante variables dependiendo del origen de la biomasa; si las tierras destinadas a la agricultura se veían afectadas y si los cambios en el uso de la tierra y transporte se tenían en cuenta. Las emisiones de gases del efecto invernadero procedente de la biomasa son comparables a aquellas producidas por combustibles fósiles.

Con respecto a Brasil, el objetivo del estudio de M. V. Barros, C. M. Piekarski, and A. C. De Francisco [15] es evaluar el rendimiento medioambiental entre 2016 y 2026 de la generación de energía eléctrica en términos del calentamiento global y de la temperatura global. Se utiliza un ACV basado en las normas ISO [1], [2], haciendo uso de la base de datos Ecoinvent 3.3 y el software Umberto NXT Universal. La unidad funcional es el kWh. Los resultados muestran que los mayores impactos se deben a la generación procedente de petróleo, gas natural, hidráulica y de hulla, siendo el dióxido de carbono el gas que más se emite a la atmósfera. Por otro lado, el estudio de D. A. Lopes Silva, I. Delai, M. L. Delgado Montes, and A. Roberto Ometto [14] se centra en

un ACV de los impactos ambientales de la energía eléctrica procedente de los bagazos de caña de azúcar. Se concluye que los impactos más significativos a tener en cuenta para la formulación de políticas son el ozono fotoquímico, la toxicidad humana a través del suelo y el enriquecimiento de nutrientes, que son causados principalmente por la quema de paja antes de la cosecha.

En el estudio de Pakistán [16], se lleva a cabo un ACV del sector eléctrico con el fin de proponer unas pautas para la formulación de políticas eficientes e implementar un cuadro regulatorio para optimizar futuros mixes de generación eléctrica. El análisis consta de veinte indicadores de sostenibilidad y de siete tecnologías de generación. Como conclusión, se destaca que la potencia hidráulica es la más sostenible, siendo la más barata y la más respetuosa con el medio ambiente; mientras que la menos sostenible por temas económicos y sociales es el petróleo.

Entre los estudios de Turquía [17], [18], en el [18] por primera vez se analiza la sostenibilidad del sector eléctrico en Turquía (2016), considerando impactos medioambientales, económicos y sociales. Se utilizan 20 indicadores de sostenibilidad: once medioambientales (agotamiento de recursos abióticos, calentamiento global, acidificación, eutrofización, ecotoxicidad acuática en agua dulce, toxicidad humana, ecotoxicidad acuática en agua marina, agotamiento de la capa de ozono, oxidación fotoquímica y ecotoxicidad terrestre), tres económicos (costes de capital, costes totales anualizados y costes nivelados) y seis sociales (empleo directo, empleo total incluyendo directo e indirecto, lesiones, muertes por accidentes graves, combustibles fósiles importados evitados, diversidad del combustible en el mix). Se lleva a cabo un análisis multicriterio para identificar la opción más sostenible asumiendo las diferentes preferencias de las partes implicadas. Por otro lado, en el estudio [17], se analiza la evolución del sector eléctrico en el período 1990-2014 considerando 11 impactos (mismos que el estudio anterior). Los resultados muestran que los impactos anuales de la electricidad han aumentado considerablemente en un rango de 2 a 9 veces, con un incremento del calentamiento global de 5 veces aproximadamente. Estos resultados se deben a un incremento de la demanda por cuatro veces y una creciente proporción de combustibles fósiles.

En el estudio de Tanzania [19], se lleva a cabo un ACV de las tecnologías de generación en base únicamente a los siguientes impactos medioambientales: acidificación, eutrofización, agotamiento de recursos y cambio climático. En particular, el ACV de este estudio es sobre la producción de energía eléctrica conectada a la red centralizada para los años 2000, 2015, 2020, 2026 y 2030. Se concluye que los resultados de las categorías elegidas en base a la producción anual de electricidad se ven incrementados significativamente conforme pasan los años. Es lógico que estos impactos se vean incrementados ya que es un país en vías de desarrollo y en esta transición necesitará un incremento de tecnologías provenientes de combustibles fósiles en el mix de generación.

En este estudio de España [20], se lleva a cabo un enfoque diferente al resto. Se propone un ACV de los impactos medioambientales del mix de generación eléctrica entre los años 2014 y 2050. No obstante, los mixes de generación eléctrica futuros se obtienen con un modelo de optimización, implementados en dos escenarios, uno basado puramente en aspectos económicos y otro cuyo objetivo es la reducción de emisiones del 80% para 2050 con respecto a niveles de 2005. Con relación a la evolución del sector eléctrico, resultado de la optimización, se destaca el abandono de las centrales de carbón en el año 2020 para ambos escenarios (aspecto que no ha ocurrido en la actualidad). Por el contrario, aspectos como el uso de gas natural y las plantas de cogeneración son más significativos en el escenario económico que en el escenario de la reducción del 80%. Además, como resultados de los impactos medioambientales, se destacan reducciones bastantes significativas: desde el 21% de agotamiento de la capa de ozono hasta 85% en acidificación en el escenario económico; desde el 56% de ecosistemas hasta el 87% en acidificación en el escenario del 80%. No obstante, el agotamiento abiótico crece en ambos escenarios hasta cinco veces más para 2050 debido a la fuerte entrada de instalaciones fotovoltaicas en el mix de generación eléctrica.

Finalmente, con respecto a Noruega [21], el estudio es similar al de España. Combina ACV y modelos de optimización en un horizonte temporal de 2010 a 2050. Los resultados muestran que los indicadores medioambientales cambian con la aparición de nuevas tecnologías de generación. Así, los impactos de ciclo de vida están asociados a la entrada

de nuevas turbinas eólicas entre 2014 y 2035 y de ahí en adelante a las nuevas centrales hidráulicas ubicadas en ríos.

3. Motivación.

La transición energética es uno de los grandes retos del siglo XXI para los miembros de la Unión Europea. En particular, España es un país, bajo mi punto de vista, que ha cometido errores en materia regulatoria que han provocado el crecimiento de una deuda estructural conocida como el déficit de tarifa. Entre otros errores se destaca: la moratoria nuclear, los costes de transición a la competencia (CTC) tras la liberalización del sector, expansión masiva de ciclos combinados en la primera década del siglo XXI o las cuantiosas primas a las renovables en el período de 2008 a 2012. La principal consecuencia de este déficit de tarifa es que los consumidores de hoy en día están pagando la electricidad de los consumidores de hace 10-15 años.

Tras la inestabilidad política vivida en los últimos cuatro años, España tiene la oportunidad de comenzar de nuevo promoviendo políticas eficientes que no generen sobrecostes en el sistema. Los principales retos de la próxima década son la instalación de 6 GW anuales de capacidad renovable hasta 2030 y el apagón nuclear entre los años 2025-2035.

Los principales pilares europeos definidos en los paquetes de energía que deben sostener la transición energética son la seguridad, la sostenibilidad y la asequibilidad. La herramienta de análisis de ciclo de vida se presenta como una herramienta bastante versátil para estudiar todos los aspectos relacionados con la sostenibilidad incluyendo factores medioambientales, económicos y sociales. En este Trabajo de Fin de Máster, se estudiarán los impactos medioambientales y económicos que afectan a todas las fases del ciclo de vida de las principales tecnologías del mix. Quizás, con respecto a los impactos medioambientales, podría parecer que esta herramienta no tiene mucha utilidad puesto que parece evidente que las centrales térmicas son más perjudiciales para el calentamiento global que las energías renovables. No obstante, se tendrá en cuenta las emisiones GEI de las renovables con respecto a otras etapas como la extracción de la materia prima, la construcción... que hoy en día muchas personas desconocen. Por otro lado, además del calentamiento global, existen otros impactos medioambientales (acidificación, agotamiento abiótico...) que en la actualidad no tienen mucho eco, pero que, en un futuro, cuando existan mix de generación eléctrica 100% renovables, podrían cobrar bastante importancia. Esta herramienta será bastante útil para optimizar y reducir los impactos

medioambientales de todos los procesos que intervienen en el ciclo de vida de las tecnologías renovables.

4. 1º Fase ACV: Definición del objetivo y del alcance.

4.1. Objetivos.

El objetivo de este análisis de ciclo de vida es la evaluación de aspectos medioambientales y económicos de posibles escenarios de mix de generación eléctrica en España para 2030. Se espera una creciente electrificación de la demanda (instalación de bombas de calor en sistemas de climatización y crecimiento de ventas de vehículos eléctricos) y una transformación profunda del mix caracterizada por una expansión masiva de renovables (6 GW anuales) en la década 2020-2030 y el cierre de las centrales nucleares entre los años 2025-2035. Estas medidas provocarán un cambio en las emisiones GEI procedentes del sector eléctrico y, en definitiva, de las emisiones totales de España. Los estudios actuales, entre otros PNIEC [30] o Informe de la Comisión de Expertos [42], solo contemplan las emisiones por operación. El objetivo de este ACV es apoyar estos estudios, incluyendo no solo las emisiones GEI por operación, sino, además, tanto las producidas en la construcción de las centrales como en el aprovisionamiento de combustible. Adicionalmente, el análisis incluye otros impactos no contemplados en estos informes. Así, las principales metas son:

- Cuantificación y comparación de los impactos medioambientales de cada categoría de impacto que implica la producción de 1 kWh de cada tecnología.
- Cuantificación y comparación de los impactos medioambientales que implica la producción de 1 kWh por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.
- Cálculo y comparación del coste nivelado de electricidad por cada tecnología por cada escenario (€/kWh).
- Cálculo y comparación del coste nivelado promedio de cada escenario de mix de generación.
- Análisis multicriterio de los diferentes escenarios y elección del escenario de 2030 con mejor resultado global en valores relativos y absolutos. En cada categoría, los impactos de cada escenario se cuantificarán a través de sus valores normalizados y los pesos de cada categoría se calcularán por el método “*Analytic Hierarchy Process*” (AHP) (ir a sección 7.1), prestándole especial atención al calentamiento global y al LCOE.

Los escenarios que se van a comparar son los siguientes:

- **1º Escenario:** generación eléctrica actual (ir a sección 1.2).
- **2º Escenario:** generación de 2030 de acuerdo con PNIEC (cierre parcial del parque nuclear) (ir a sección 1.4.1).
- Escenarios propuestos por la Comisión de Expertos de Transición Energética basados en tendencias europeas (se explicará en la sección 4.7).
 - Línea Generación Distribuida (GD) (ir a sección 4.7.1). Dentro de esta línea, se plantean varios escenarios considerando diferentes hipótesis.
 - Caso base (se mantienen los 7 reactores de nuclear). Dentro de este caso se hará un análisis de sensibilidad considerando si es un año de precipitación media o seco.
 - **3º Escenario:** GD Caso base hidro seco.
 - **4º Escenario:** GD Caso base hidro medio.
 - Caso cierre parcial del parque nuclear (cierre de 5 de los 7 reactores). Dentro de este caso se hará un análisis de sensibilidad considerando si es un año de precipitación media o seco.
 - **5º Escenario:** GD Cierre parcial hidro seco.
 - **6º Escenario:** GD Cierre parcial hidro medio.
 - Caso cierre total del parque nuclear. Dentro de este caso se hará un análisis de sensibilidad considerando si es un año de precipitación media o seco.
 - **7º Escenario:** GD Cierre total hidro seco.
 - **8º Escenario:** GD Cierre total hidro medio.
 - Caso renovable extrema. Dentro de este caso se hará un análisis de sensibilidad considerando si es un año de precipitación media o seco.
 - **9º Escenario:** GD Renovable extrema hidro seco.
 - **10º Escenario:** GD Renovable extrema hidro medio.
 - Línea Escenario Transición Sostenible (TS) (ir a sección 4.7.2). Al igual que en la línea anterior, se plantean distintos escenarios teniendo en cuenta distintas suposiciones.

- Caso base (se mantienen los 7 reactores de nuclear). Dentro de este caso se hará un análisis de sensibilidad considerando si es un año de precipitación media o seco.
 - **11° Escenario:** TS Caso base hidro seco.
 - **12° Escenario:** TS Caso base hidro medio.
- Caso cierre parcial del parque nuclear (cierre de 5 de los 7 reactores). Dentro de este caso se hará un análisis de sensibilidad considerando si es un año de precipitación media o seco.
 - **13° Escenario:** TS Cierre parcial hidro seco.
 - **14° Escenario:** TS Cierre parcial hidro medio.
- Caso cierre total del parque nuclear. Dentro de este caso se hará un análisis de sensibilidad considerando si es un año de precipitación media o seco.
 - **15° Escenario:** TS Cierre total hidro seco.
 - **16° Escenario:** TS Cierre total hidro medio.

En la sección 4.7 se definirán las características de los escenarios correspondientes del Informe de la Comisión de Expertos de la Transición Energética.

Este estudio de análisis de ciclo de vida va dirigido no solo a personas que tienen un perfil científico, sino a todo aquel que tenga cierto interés por la sostenibilidad del sector eléctrico y por la transición energética española. Como se ha comentado anteriormente, es un estudio que complementa a los análisis del PNIEC y al informe de la Comisión de Expertos, en el que se incluyen no solo los impactos por operación, sino todos los impactos medioambientales y económicos desde la extracción de la materia prima hasta la producción de 1 kWh de cada tecnología. Este trabajo podría utilizarse como fuente o punto de partida para los formuladores de políticas, cuando la metodología ACV cobre mayor importancia.

Por último, resulta necesario que este estudio de ACV esté sujeto a una revisión crítica, ya que el autor tiene una experiencia limitada en el estudio de la técnica (1 año de experiencia).

4.2. Límites.

En primer lugar, en este estudio de ACV, se han establecido límites temporales y geográficos.

- Límites geográficos. Se ha considerado la generación exclusivamente del territorio peninsular español, es decir, no se incluyen los sistemas eléctricos de los archipiélagos: el sistema balear conectado a la península por un enlace submarino (proyecto Rómulo) y el sistema canario que se encuentra aislado del resto del territorio español. Además, no se va a considerar la generación que corresponde a importaciones y exportaciones con los países vecinos (Portugal, Francia y Marruecos).
- Límites temporales. Se ha considerado la generación actual (año 2018) y distintos escenarios de cara a 2030. En primer lugar, los datos del año 2018 son reales, procedentes de Red Eléctrica de España [23] (*Transmission System Operator*, organismo que se encarga del mantenimiento y operación de la red de transmisión en España). Por lo tanto, se puede considerar que son datos fiables y de alta calidad. En segundo lugar, el escenario principal de 2030 proviene del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [30], aprobado por el Consejo de Ministros a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica. Se consideran datos válidos puesto que la transición energética depende en gran medida de la actuación del gobierno, que ha fijado este objetivo de mix en su hoja de ruta de cara a 2030. Finalmente, el resto de los escenarios provienen del Informe de la Comisión de Expertos [42] para la Transición Energética lanzado en el año 2018, cuyos autores son profesionales que poseen amplia experiencia en el sector, designados por los principales partidos políticos españoles. Al ser profesionales del sector, y a la vez personas de diferentes ideas políticas, se consideran que los datos de los distintos escenarios (basados en la regulación europea TYNPD) representan de manera válida los posibles escenarios que se prevén para 2030 en España.

En segundo lugar, con respecto a los límites de los procesos unitarios, el análisis de ciclo de vida de este Trabajo de Fin de Máster incluirá todos los procesos comprendidos

entre la extracción de materias primas y combustibles hasta la producción de 1 kWh de energía.

4.3. Herramienta SimaPro.

El software que se va a utilizar para este estudio de análisis de ciclo de vida es SimaPro v8.1.0.60 [22] (desarrollado por la empresa holandesa PRé Consultants), herramienta líder en el mundo profesional y docente desde hace 25 años en más de 80 países. Este software incluye las bases de datos más importantes de la actualidad (Ecoinvent, ILCD...), además de ofrecer la posibilidad de crear bases de datos propias por el usuario. Con respecto a la evaluación de impactos, el software también incluye los métodos de cálculos más utilizados (ILCD 2011 Midpoint+, ReCiPe 2016...). En este estudio de ACV, se hará uso del método CML-IA baseline. Las categorías de impacto de este método de cálculo se explican en detalle en la sección 4.6, mientras que el método en la sección 6.1.

En definitiva, SimaPro es una herramienta que te permite recoger, analizar y monitorizar el rendimiento ambiental de productos y servicios. Será de gran utilidad para las dos nuevas tendencias que están aflorando en la actualidad: la economía circular y el capital natural explicadas en el Anexo B (ir a sección 9).

4.4. Base de datos Ecoinvent 3.

La base de datos elegida para este ACV es Ecoinvent 3 (*“Ecoinvent 3-allocation, default-unit”*), ya que es la fuente de ACV más consistente y transparente del mercado. Su punto diferencial frente a otras bases de datos es la profunda documentación de todos los procesos, que aporta un valor añadido a la precisión de los ACVs.

Ecoinvent [43] es una asociación no lucrativa que tiene más de 20 años de experiencia en el desarrollo de la metodología de ACV. Fue un proyecto que se inició en el año 2000 en un centro suizo en el que se fueron incluyendo diferentes procesos hasta que finalmente se unificó la primera base de datos en el año 2006 (Ecoinvent 1). En este trabajo de fin de máster se utilizará la versión más actualizada, Ecoinvent 3 (año 2015). Actualmente, contiene alrededor de 2.800 procesos de diferentes sectores: suministro de energía, agricultura, productos químicos, transporte, metales, materiales de construcción, productos de madera, papel y tratamiento de residuos.

4.5. Unidad funcional.

En este Trabajo de Fin de Máster se van a analizar tecnologías bastante diferentes (ciclos combinados, nuclear, solar fotovoltaica...) que presentan diferentes tipos de parámetros (consumo de combustible, horas de producción, tipo de combustible...). Puesto que la función que nos interesa analizar es el mix energético, o, en otras palabras, la energía producida por cada tecnología; la unidad funcional más racional de acuerdo con este objetivo es el kWh.

De acuerdo con la UNE- EN ISO 14040 [1], todos los procesos definidos en la fase del inventario de ciclo de vida (ir a sección 5), así como todos los impactos a estudiar en la fase de Evaluación de Impactos (ir a sección 6) están relacionados con esta unidad funcional. El objetivo es establecer una referencia común entre entradas y salidas del sistema, permitiendo el carácter comparativo en el análisis de resultados.

4.6. Categorías de impacto.

Una vez determinado el objetivo y los límites, resulta esencial la definición de las categorías de impactos que se van a analizar en la fase de Evaluación de Impactos (ir a sección 6). Además, será necesario precisar adecuadamente el indicador de cada categoría de impacto, es decir, la unidad que nos permite cuantificar cada impacto. En el ACV de este trabajo de fin de máster, se ha optado por incluir impactos que son ampliamente conocidos en el estudio de la técnica. A continuación, se da una breve explicación de cada uno de ellos [44].

4.6.1. Agotamiento abiótico.

Este impacto incluye el agotamiento de todos aquellos recursos no provenientes de recursos biológicos como, por ejemplo, el consumo de combustibles fósiles, minerales, metales, agua... El valor de agotamiento abiótico de un recurso informa sobre la escasez de dicho recurso; por lo que es un impacto que depende básicamente de la cantidad de recursos consumidos y de su tasa de extracción [44]. Este impacto se puede medir en consumo de agua (m^3), agotamiento de mineral (kg) o en consumo de combustibles fósiles (MJ) dependiendo de la aplicación del ACV y del método de cálculo utilizado. Cuando está formado por varias sustancias, se suele utilizar equivalente de kg de antimonio (Sb). En nuestro caso, se utilizará el método de cálculo CML-IA baseline (ir a sección 0), en el cual se hace una diferenciación de impactos entre agotamiento abiótico (medido en kg Sb equivalente) y agotamiento abiótico de combustible fósiles (medido en MJ).

4.6.2. Calentamiento global.

El segundo impacto es el calentamiento global, definido como el incremento de la temperatura global a causa de la emisión de gases del efecto invernadero generada por la actividad humana. Se ha llegado a un acuerdo global que el incremento de estas emisiones ha provocado efectos adversos para el clima, destacando entre otros, el deshielo de los polos, desertificación, incremento del nivel del mar...

Definitivamente, el calentamiento global es uno de los impactos que más influye en la actividad económica y el más complejo de solucionar por su escala global. Por esta razón, gran parte de los objetivos y medidas formulados en los acuerdos internacionales entre países se centran en su mitigación (Acuerdo de París [45]).

El impacto utilizado en este ACV es el índice GWP100 (“*Global Warming Production*”) que nos permite sumar el calor que genera la emisión de distintos gases del efecto invernadero y se cuantifica en kg de CO₂ equivalentes. El índice GWP100 [46] indica la cantidad de calor que generan emisiones de gases del efecto invernadero en un período de 100 años en base al dióxido de carbono, CO₂, utilizado como gas de referencia.

4.6.3. Destrucción de la capa de ozono.

El impacto de la destrucción de la capa de ozono incluye a todos los gases que causan daños al ozono estratosférico. Algunos de los más conocidos son los CFC, los halógenos y HCFC[44]. La destrucción de la capa de ozono implica la reducción de la capacidad de impedir que la luz ultravioleta entre en la atmósfera, aumentando la cantidad de radiación ultravioleta cancerígena que llega a la superficie terrestre.

El impacto indica el potencial de destrucción de la capa de ozono de diferentes gases con relación a la sustancia más dañina, el CFC-11, por lo que la unidad de medición es el kg en CFC-11 equivalente.

4.6.4. Toxicidad humana.

El impacto de toxicidad humana es un marcador que refleja el daño potencial de una unidad de producto químico liberado en el medio ambiente, es decir, se basa principalmente en la toxicidad inherente a un compuesto. Algunos de estos compuestos son el arsénico, el dicromato de sodio y el fluoruro de hidrógeno y son causados en su mayoría por las centrales eléctricas de combustible fósil [44], por lo que será un impacto bastante interesante para analizar en el ACV de este Trabajo de Fin de Máster.

Estos productos son potencialmente dañinos para los seres humanos a través de la ingesta, inhalación o incluso el contacto físico, causantes de enfermedades mortales como el cáncer. La unidad de medida de esta categoría de impacto es el kg en 1,4 dicloro benceno equivalente.

4.6.5. Ecotoxicidad.

La ecotoxicidad se mide en tres categorías de impacto: la ecotoxicidad en agua dulce; la ecotoxicidad en agua marina y la ecotoxicidad terrestre [47]. La emisión de algunas sustancias, como, por ejemplo, productos químicos tóxicos, pueden ser perjudiciales para

el ecosistema. La consecuencia primera de este impacto es la pérdida de biodiversidad y/o la extinción de especies. Al igual que ocurría en la toxicidad humana, la unidad de medida es el kg en 1,4 dicloro benceno equivalente y se diferenciará entre impactos de sustancias tóxicas vertidas a ecosistemas de agua dulce, de agua marina y terrestres.

4.6.6. Oxidación fotoquímica.

El ozono en la estratósfera tiene funciones de protección contra la radiación ultravioleta, perjudicial para los seres humanos. No obstante, si este se da en grandes concentraciones en la superficie terrestre resulta tóxico para los seres humanos. El ozono que se produce a nivel del suelo es conocido como ozono o esmog fotoquímicos [48]. Este se forma cuando reaccionan compuestos orgánicos volátiles con óxidos de nitrógeno en presencia de luz y calor. Algunos gases que impactan en gran medida en esta categoría de impacto son las emisiones de monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂), monóxido de nitrógeno (NO), amonio y compuestos orgánicos volátiles. En este estudio de ACV, se utilizará la unidad de medida kg en etileno (C₂H₄) equivalente

4.6.7. Acidificación.

Algunos gases ácidos reaccionan con el agua de la atmósfera provocando la lluvia ácida. Normalmente, esta lluvia suele caer a una distancia considerable frente al origen del gas, provocando un deterioro en los ecosistemas. Los gases principales que provocan la contaminación ácida son el amonio (NH₃), los óxidos de nitrógeno y los óxidos de azufre (en especial, dióxido de azufre). En este estudio de ACV, la unidad de medida de esta categoría de impacto que se va a utilizar es el kg en dióxido de azufre (SO₂) equivalente

4.6.8. Eutrofización.

La categoría de impacto eutrofización indica la acumulación excesiva de nutrientes químicos en un ecosistema acuático que provoca el crecimiento excesivo de algas [49]. Algunas consecuencias inmediatas podrían ser la disminución de la calidad del agua o la pérdida de la biodiversidad. Gases como el amoniaco, nitratos, óxidos de nitrógeno o fósforo tienen un impacto significativo en la eutrofización. Esta categoría de impacto se expresará en kg en PO₄⁻ equivalentes.

4.6.9. LCOE: Levelised Cost of Electricity⁵.

Con respecto al impacto económico, se utilizará la categoría coste nivelado de electricidad (LCOE, “*Levelised Cost of electricity*”), una medida que te permite valorar económicamente todos los costes involucrados en la vida útil de una tecnología de generación para la producción de un 1 kWh. Esta técnica permite la comparación de costes entre las diferentes tecnologías bajo una base consistente (kWh). En la metodología general, el LCOE se calcula dividiendo la suma de costes totales descontados de una central entre la suma de las cantidades descontadas de producción de energía.

$$LCOE = \frac{\text{costes durante vida útil}}{\text{energía producida durante vida útil}} = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{CI_t + COM_t + CC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

- n: vida útil de la central (años)
- t: año ($1 < t < n$)
- CI_t : Coste de inversión anualizado en el año t (€)
- COM_t : Coste de operación y mantenimiento en el año t (€)
- CC_t : Coste de combustible en el año t (€)
- E_t : Energía producida en el año t (kWh)

Como se ha mencionado anteriormente, esta fórmula presenta un carácter general. En la sección 5.3, se detalla la metodología y los datos de entrada que se utilizarán en este Trabajo de Fin de Máster.

⁵ [67]

4.7. Planteamiento de los escenarios.

Como se ha explicado en la sección 4.1, se van a analizar 16 escenarios de mix de generación eléctrica: mix de generación en el año 2018 (ir a sección 1.2), mix de generación planteado para el 2030 de acuerdo con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (ir a sección 1.4.1); y los 14 escenarios restantes provenientes del Informe de la Comisión de Expertos para la Transición Energética [42], un documento que se le encargó a un conjunto de expertos a petición del consejo de ministros, donde se lleva a cabo un análisis de diferentes escenarios para la transición energética. Estos escenarios representan las principales opciones a valorar de cara a definir una estrategia, cumpliendo, por un lado, los objetivos impuestos por la Unión Europea (ir a sección 1.3), así como garantizando la maximización del bienestar social. En esta sección, se caracterizará cada uno de los mixes restantes, explicando la importancia de cada uno de ellos en nuestro análisis.

4.7.1. Escenarios línea Generación Distribuida (GD)⁶.

Los escenarios que presenta el Informe de la Comisión de Expertos [42] han sido definidos a partir de las líneas que incorpora el informe del TYNDP 2018 [50] (*Ten Years Network Development Plan*) de la ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), un informe que se publica cada dos años con el fin de analizar el desarrollo de la red de transmisión europea en las próximas décadas (2030, 2040 y 2050), incluyendo un plano de posibles mixes de generación eléctrica futuros. Las dos líneas que proponen son “Generación Distribuida” (GD), que parte de la premisa de alcanzar los objetivos marcados por la Unión Europea bajo una perspectiva europea, es decir, bajo un marco común a todos los estados miembros; y “Transición Sostenible” (TS), que, por el contrario, satisface los objetivos la Unión Europea bajo una perspectiva a nivel nacional.

Con respecto al ámbito europeo, la línea de Generación Distribuida, en primer lugar, promueve el empoderamiento del consumidor a través del despliegue de tecnologías de generación distribuida como la solar fotovoltaica y de las baterías, tanto a nivel residencial como a gran escala (con una instalación superior en el sur de Europa a causa

⁶⁶ [42]

de mejores rendimientos). Para conseguir este objetivo, la línea prevé avances en las tecnologías de almacenamiento y una reducción de los costes de los paneles fotovoltaicos gracias a un rápido despliegue, permitiendo la implantación de la figura “*prosumer*” (generador y consumidor) sin la necesidad de ninguna ayuda estatal. La postura planteada en el PNIEC se definió en concordancia con estas hipótesis, ya que de los 6 GW anuales de renovables que se esperan instalar cada año hasta 2030, 3GW serán a partir de subastas del estado, mientras que los otros 3GW por iniciativa de particulares.

En segundo lugar, en esta línea, la continuidad de las centrales nucleares dependerá en gran medida de las necesidades de cada Estado Miembro; mientras que las centrales de gas crecerán en detrimento de las de carbón a causa del desarrollo del mercado de derecho de emisiones.

Por último, en esta línea, se destaca el desarrollo de las instalaciones de cogeneración para cubrir la demanda eléctrica y de calor en comunidades residenciales; mientras que la comercialización del gas procedente de potencia eléctrica (*Power to gas*) se convierte en una alternativa viable.

Los escenarios de despacho planteados en España para 2030 se obtienen a partir un modelo de optimización que tiene por objetivo la maximización de beneficios del sistema, considerando únicamente los costes variables del sistema (precios de combustibles, operación y mantenimiento; y costes de emisiones) y las hipótesis de cada línea a nivel nacional. En este Trabajo de Fin de Máster, además, el análisis medioambiental se complementará con un estudio del coste nivelado de energía por cada tecnología (*LCOE*, “*Levelised Cost of Electricity*”) incluyendo no solo los costes variables, sino también los costes de inversión.

En el caso de la línea de Generación Distribuida, a nivel nacional, las hipótesis que definen los escenarios son las siguientes [42]:

- Reducción del parque generador de carbón a 837MW a causa del mercado de derecho de emisiones.
- Mantenimiento de los ciclos combinados actuales.
- La fotovoltaica crece más que la eólica, a diferencia de lo que ocurría en el PNIEC.

En el escenario de Generación Distribuida, la solar fotovoltaica ascendería a 47,15

GW (frente a los 39 GW del PNIEC) y la eólica a 31 GW (frente a los 50 GW del PNIEC).

- Crecimiento de la demanda anual de a 296 TWh, siendo la actual 254 TWh (año 2018). Parte de este incremento se debe a la predicción de instalación de 1,2 millones de unidades de bombas de calor para 2030.
- Crecimiento de la potencia de las baterías de almacenamiento a una cantidad equivalente al 5% de la potencia fotovoltaica

Como se ha comentado en la sección 1.4, existe cierta incertidumbre sobre el mantenimiento de las centrales nucleares, por lo que la Comisión de Expertos valoró la necesidad de plantear un análisis de sensibilidad incluyendo además las suposiciones del cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) y del cierre total (7 centrales). Además, para estudiar el efecto que tenía las energías renovables en el sistema, se planteó un escenario de renovable extrema considerando la hipótesis adicional de un incremento de generación renovable hasta 47,5 GW de eólica y 77 GW fotovoltaicos [42], límites máximos considerados en el TYNDP 2018 para el horizonte 2040.

Todos estos escenarios pertenecientes a la línea “Generación Distribuida” son bastante interesantes para nuestro estudio de ACV porque parten de hipótesis diferentes al escenario propuesto por el PNIEC: en el caso base GD, a diferencia del PNIEC, se considera un crecimiento mayoritario de capacidad renovable con respecto a la tecnología fotovoltaica en lugar de la tecnología eólica; en el caso GD cierre parcial, se supone el cierre de 5 reactores frente al PNIEC que solamente considera el cierre 4 de reactores; en el caso GD cierre total del parque nuclear, se parte de la premisa de mantener las licencias de cierre en fecha sin dar opción a una posible prórroga; y por último, el caso de extrema renovable, plantea un escenario de aceleración de la transición energética española, considerando que los objetivos de 2040 se consigan en 2030.

Además, la Comisión de Expertos, para cada uno de estos escenarios introduce la variable exógena de la hidraulicidad, que nos permite apreciar las distintas opciones de despacho de generación y emisiones en el caso de que sea un año seco de pocas precipitaciones. Esta variante nos permitirá llevar a cabo un análisis de sensibilidad de cada escenario en la fase de Evaluación de Impactos (capítulo 6), ofreciendo una visión

más completa y realista de cada uno. En las Figuras 8-15, se muestran los mixes de generación eléctrica de cada escenario perteneciente a esta línea.

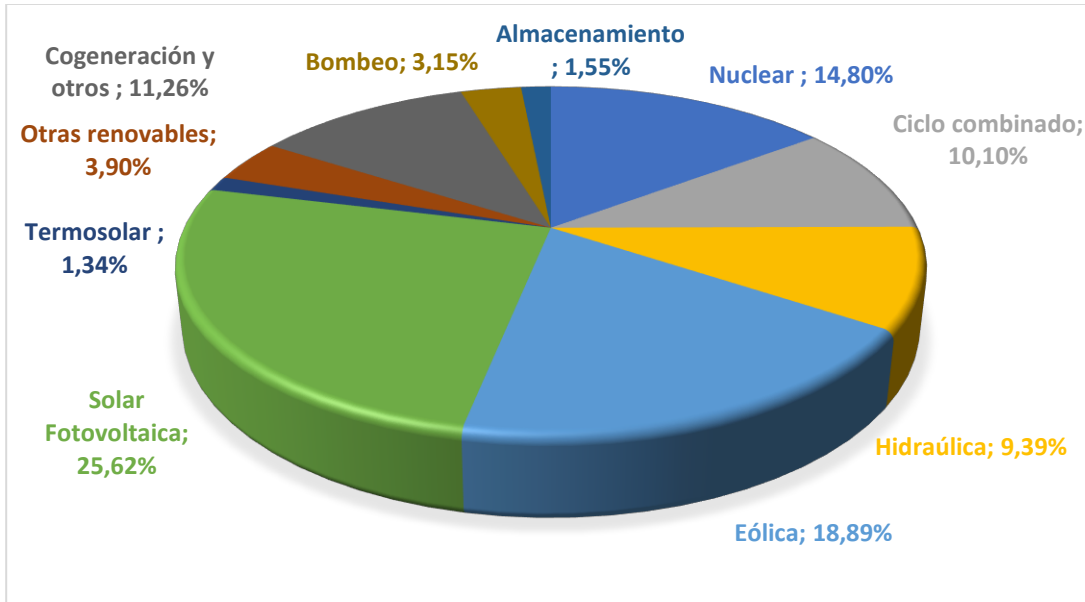


Figura 8. Mix de generación eléctrica en el caso base de Generación Distribuida considerando hidraulicidad media (Escenario 3). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]

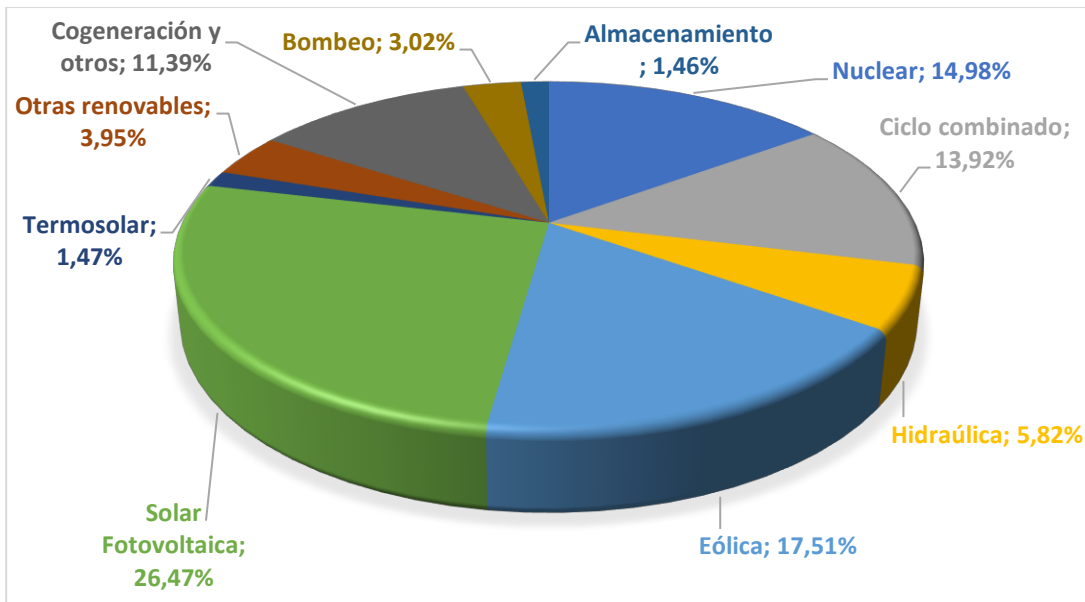


Figura 9. Mix de generación eléctrica en el caso base de Generación Distribuida considerando hidraulicidad seca (Escenario 4). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]

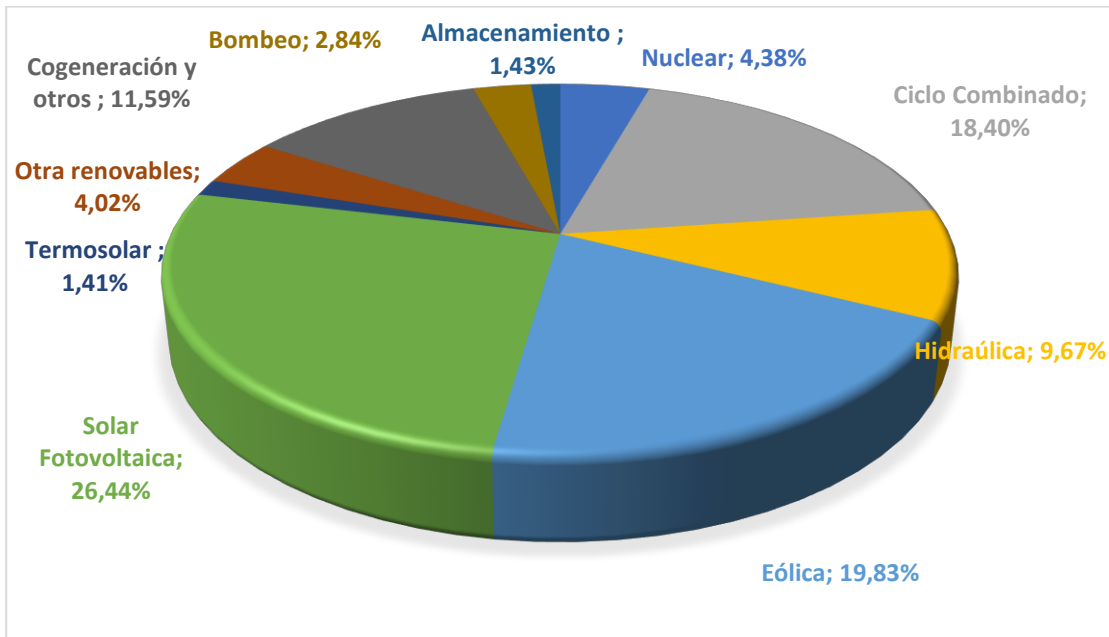


Figura 10. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Generación Distribuida considerando hidráulica media (Escenario 5). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]

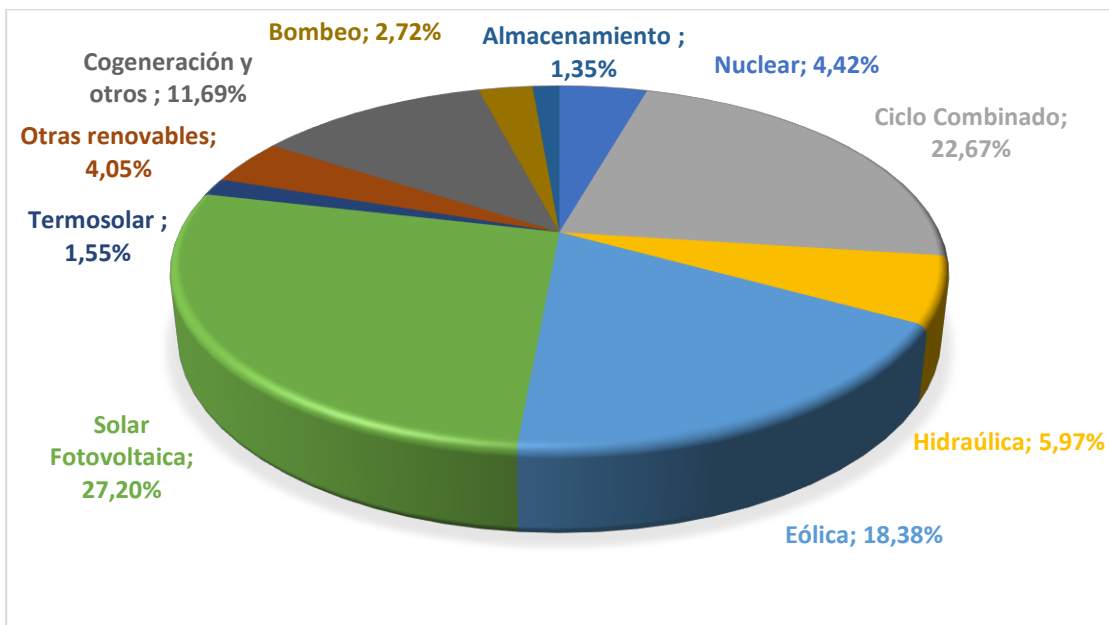


Figura 11. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Generación Distribuida considerando hidráulica seca (Escenario 6). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]

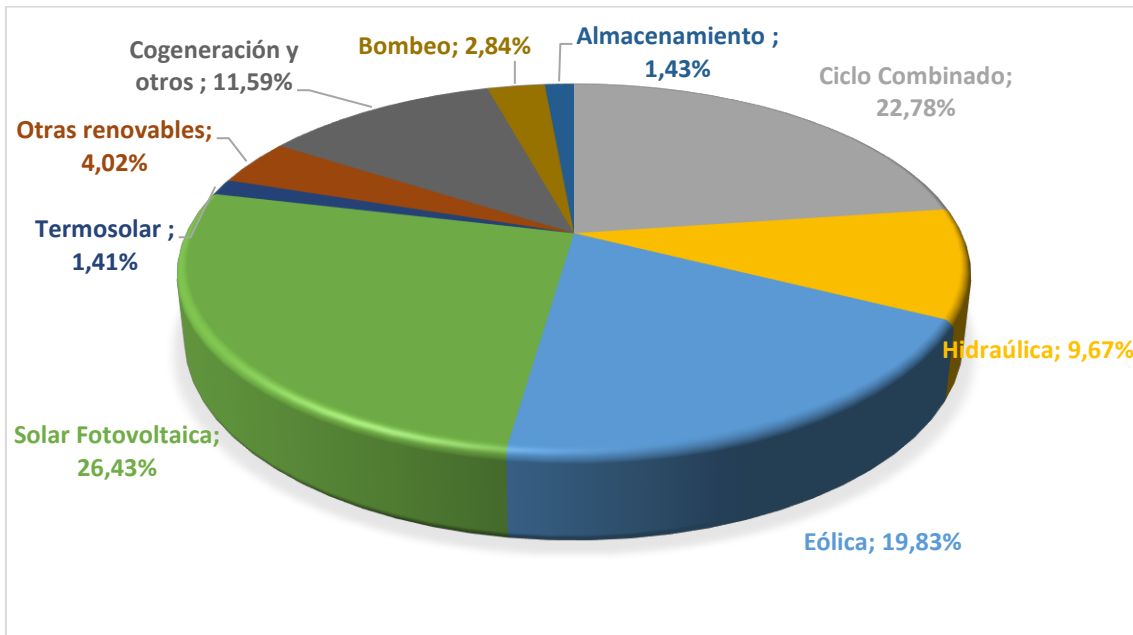


Figura 12. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Generación Distribuida considerando hidraulicidad media (Escenario 7). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]

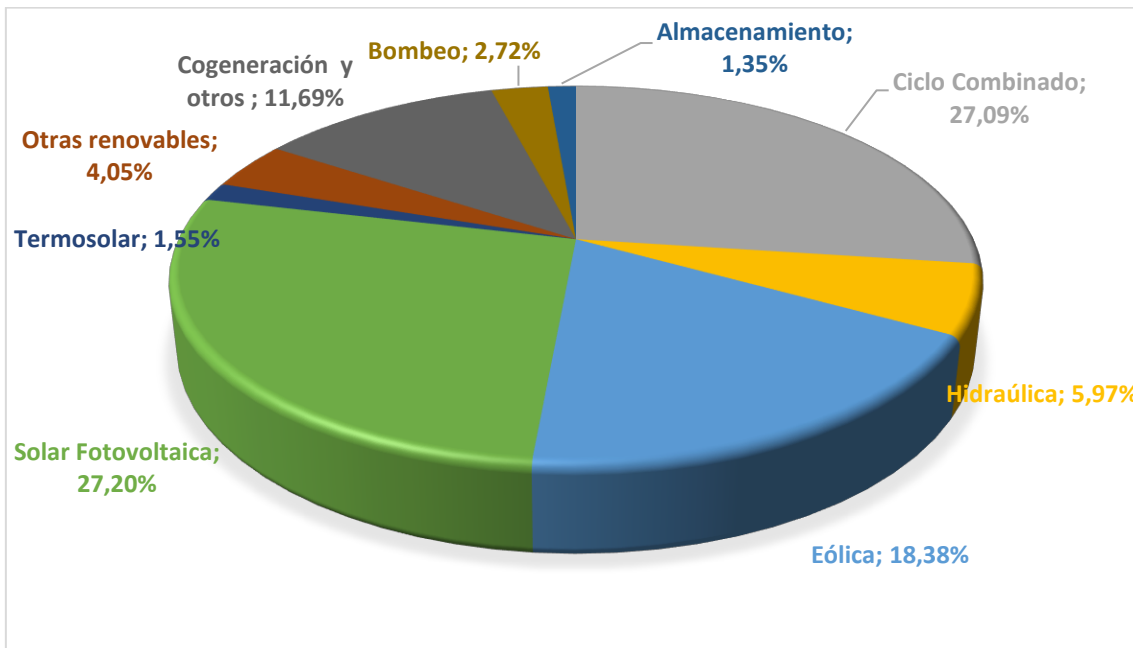


Figura 13. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Generación Distribuida considerando hidraulicidad seca (Escenario 8). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]

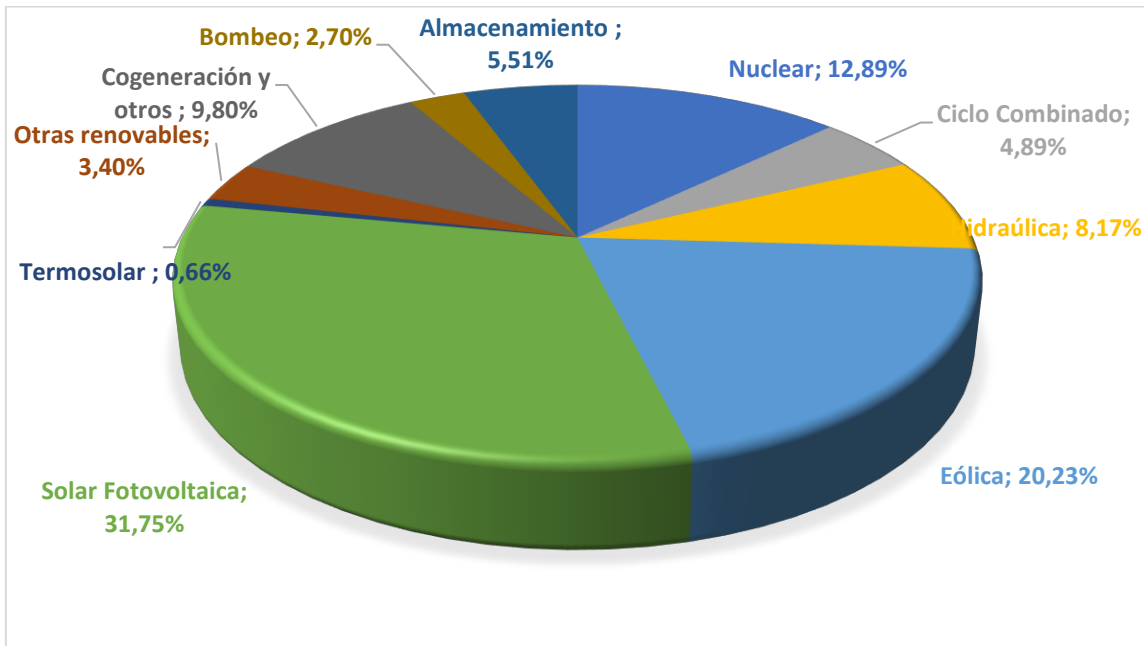


Figura 14. Mix de generación eléctrica en el caso de extrema renovable de Generación Distribuida considerando hidraulicidad media (Escenario 9). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]

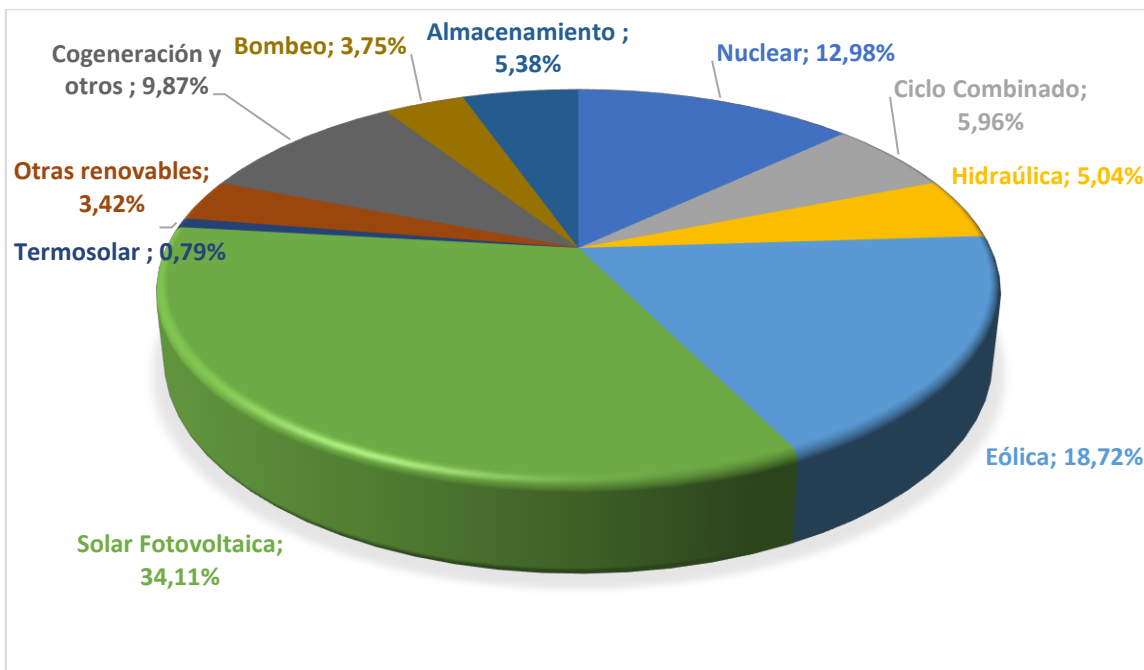


Figura 15. Mix de generación eléctrica en el caso de extrema renovable de Generación Distribuida considerando hidraulicidad seca (Escenario 10). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [42]

4.7.2. Escenarios línea Transición Sostenible (TS)⁷ .

Con respecto a la línea “Transición Sostenible” (TS), a nivel europeo, el empoderamiento del consumidor es prácticamente inexistente, optando por instalaciones renovables centralizadas. Para conseguir una transición económicamente sostenible, se promueve el desarrollo de la captura y almacenamiento de carbono en el sector industrial, destacando la presencia de un mercado consolidado que proporciona señales eficientes de inversión a los *peakers* (ciclos combinados).

Básicamente, la reducción de emisiones se consigue a base de una sustitución progresiva de las centrales de gas por las de carbón e instalación de renovables de gran escala. Las centrales de carbón dejan de ser competitivas en el mercado a causa de un incremento en los derechos de emisiones, combustible y a marcos regulatorios nacionales que promueven el uso de otras tecnologías menos contaminantes como el gas. El gas se presenta como el mejor aliado para ofrecer flexibilidad al sistema ante el incremento de generación renovable (carácter intermitente) en el sistema.

Por último, a nivel europeo, la cantidad de reactores nucleares desciende, aunque algunos marcos nacionales podrían incentivar nuevos proyectos nucleares según necesidades locales.

La comisión de expertos, considerando las características de esta línea, definida en el informe TYNDP 2018[50], asumió las siguientes suposiciones para la definición de escenarios a nivel nacional:

- Mantenimiento de las centrales nucleares y ciclos combinados actuales.
- Reducción de la capacidad instalada de carbón a 4660MW.
- Crecimiento de la capacidad solar fotovoltaica a 40 GW y de la capacidad eólica a 31 GW. En este caso, el crecimiento de la fotovoltaica (40GW) es menor que en el caso de la GD (47GW), a causa del menor despliegue residencial.
- Crecimiento de la demanda eléctrica a 285 TWh, siendo el valor actual de 254 TWh (año 2018). Parte de este crecimiento se produce por el aumento en el número de bombas de calor a 800.000 unidades y la subida de vehículos eléctricos al millón de existencias.

⁷⁷ [42]

Al igual que en la línea anterior, en este caso, también se plantean hipótesis adicionales que dan lugar a nuevos despachos: cierre parcial del parque nuclear (5 reactores) y cierre total del parque nuclear. Además, en cada uno de estos despachos también se varía la variable de la hidraulicidad (media o seca) dando lugar a dos escenarios por caso.

Los escenarios de esta línea serán bastante interesantes en nuestro estudio de ACV porque representan un despliegue menor de renovables que aquellos del PNIEC y de la línea Generación Distribuida, incrementando en mayor medida la generación procedente de ciclos combinados y siendo la mayoría de las instalaciones renovables de carácter centralizado. Las Figuras 16-21 muestran los escenarios planteados dentro de esta línea.

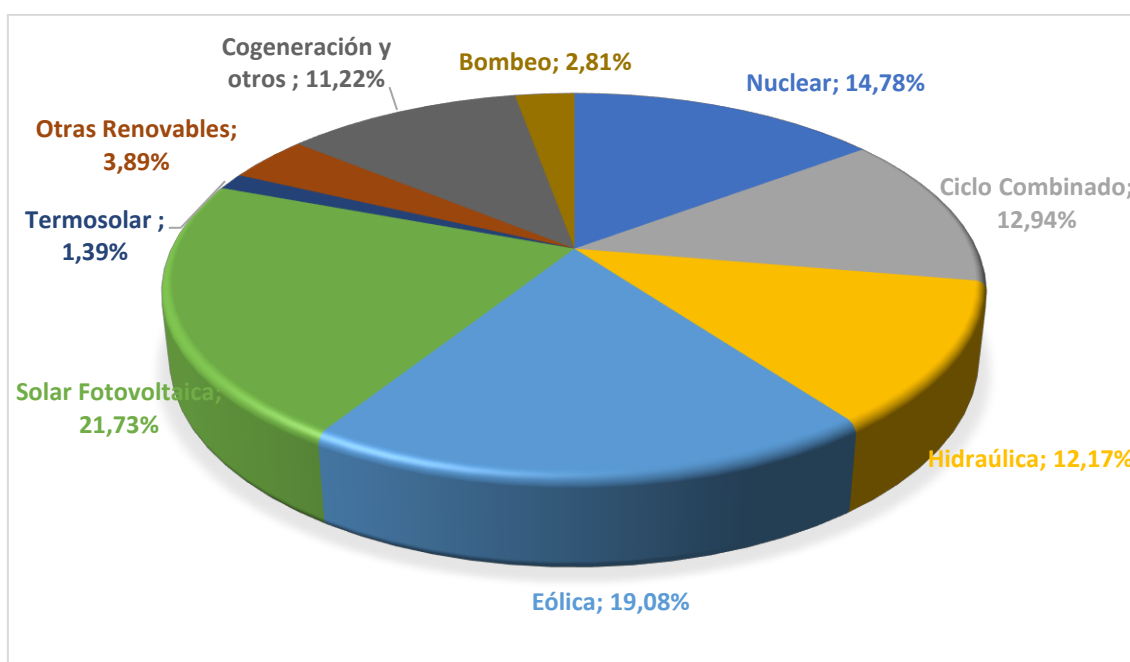


Figura 16. Mix de generación eléctrica en el caso base de Transición Sostenible considerando hidraulicidad media (Escenario 11). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos [41]

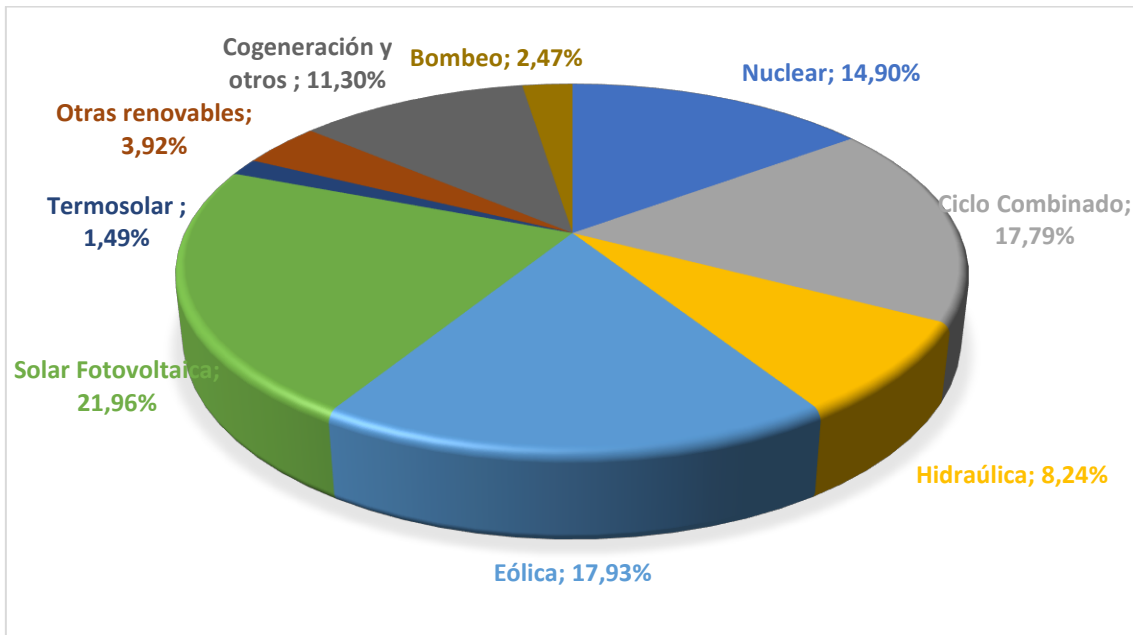


Figura 17. Mix de generación eléctrica en el caso base de Transición Sostenible considerando hidraulicidad seca (Escenario 12). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]

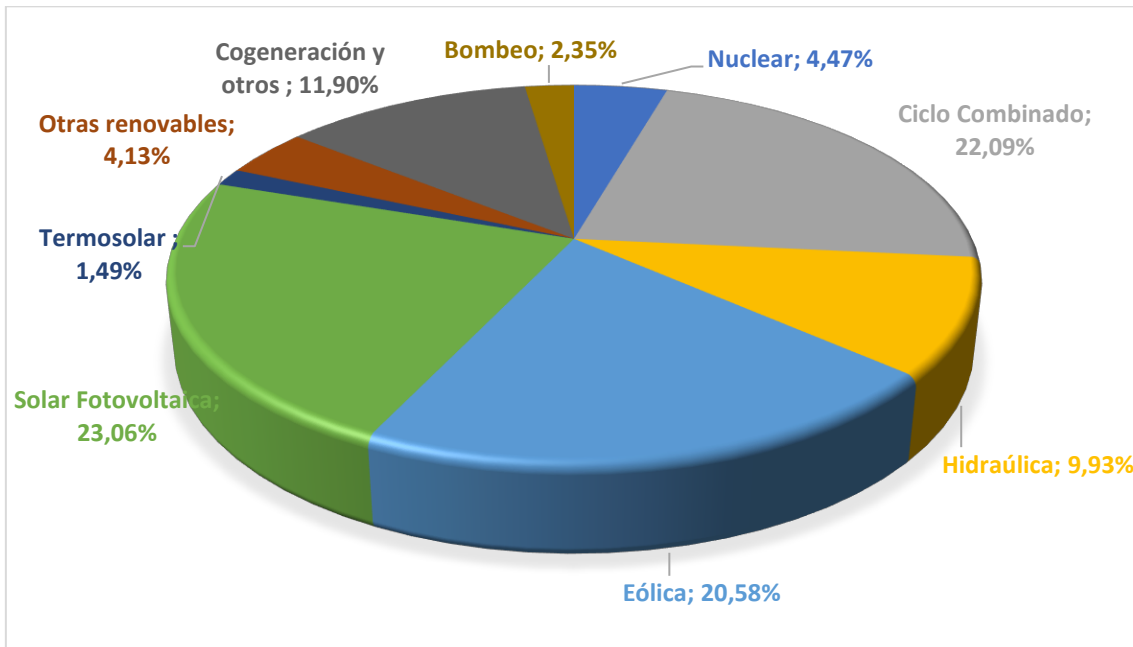


Figura 18. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Transición Sostenible considerando hidraulicidad media (Escenario 13). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]

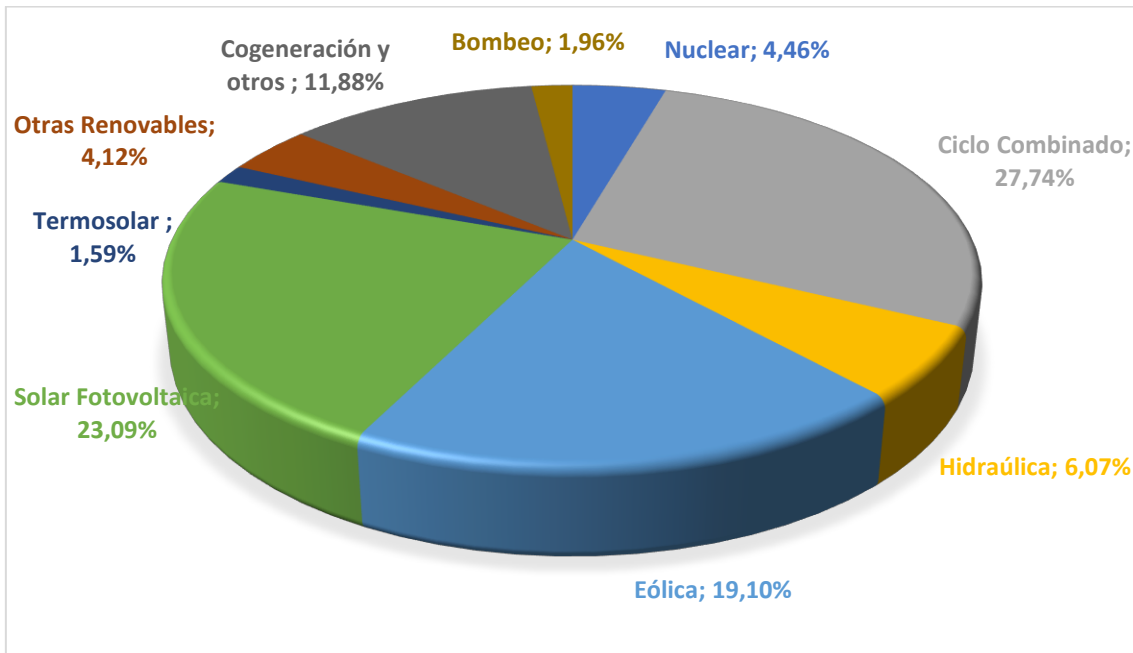


Figura 19. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre parcial del parque nuclear (5 centrales) de Transición Sostenible considerando hidraulicidad seca (Escenario 14). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]

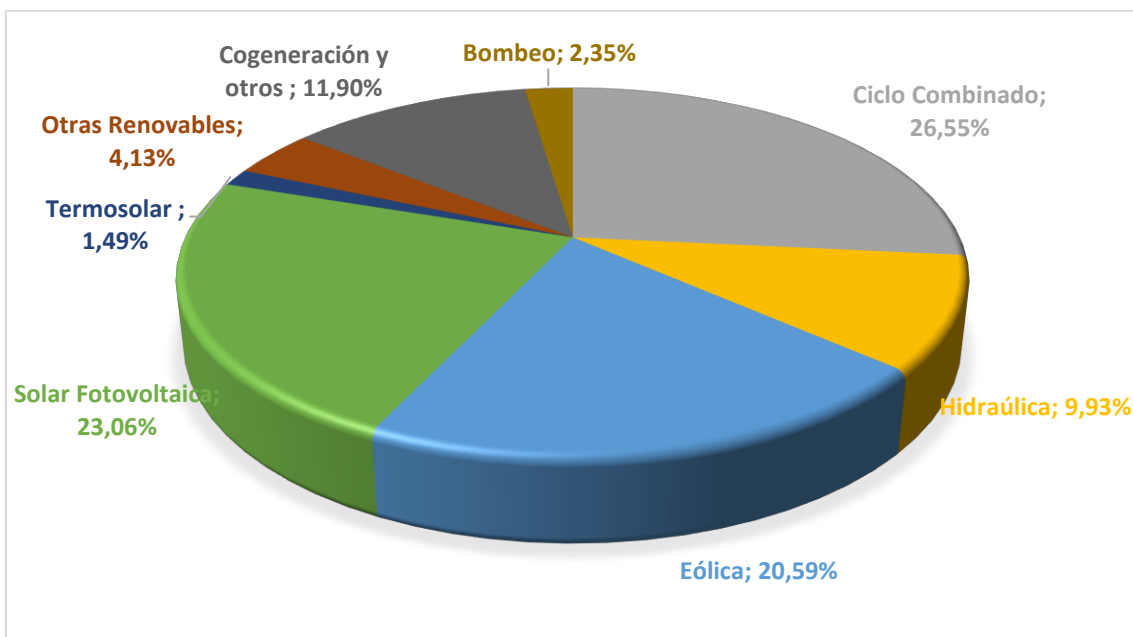


Figura 20. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Transición Sostenible considerando hidraulicidad media (Escenario 15). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]

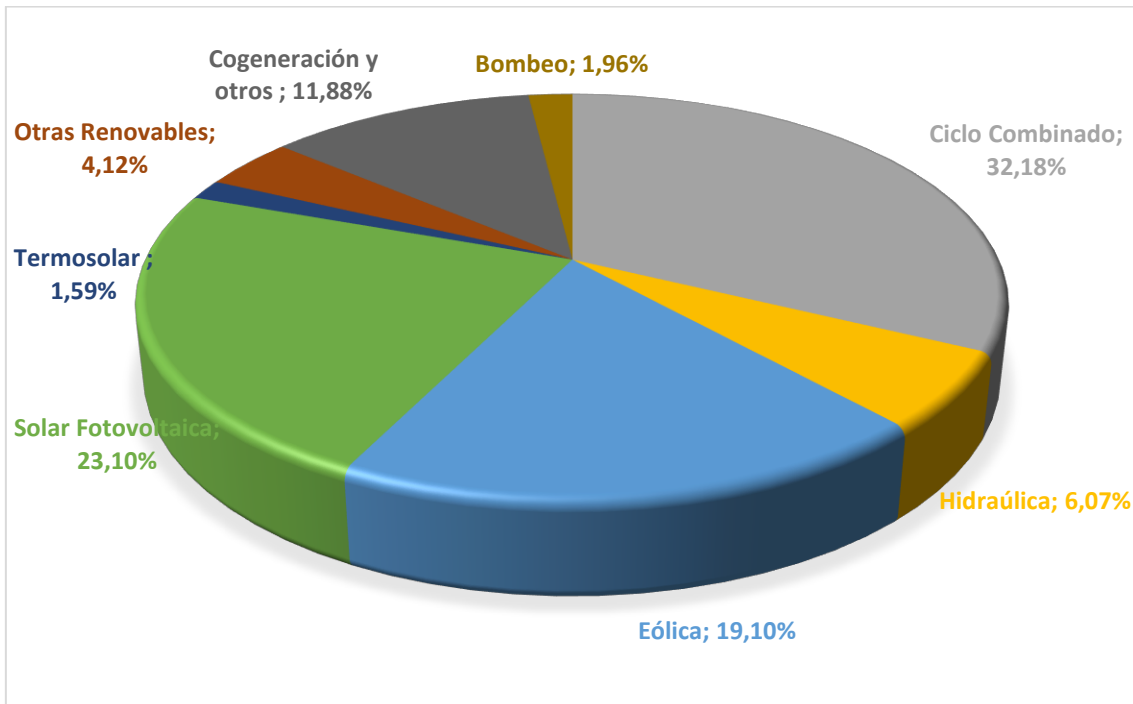


Figura 21. Mix de generación eléctrica en el caso de cierre total del parque nuclear de Transición Sostenible considerando hidraulicidad seca (Escenario 16). Elaboración propia a partir de datos provenientes del Informe de la Comisión de Expertos[42]

5. 2º fase del ACV: Análisis de inventario.

Una vez definidos el alcance y el objetivo de nuestro estudio de análisis de ciclo de vida, este capítulo define los procesos que se van a implementar y la recopilación de datos de entrada al modelo. Como se ha mencionado en la fase anterior, las fuentes de los datos son Red Eléctrica de España [23], Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [30] e Informe de la Comisión de Expertos[42]. El resto de los datos, intrínsecos a las diferentes tecnologías de generación y a la red de transporte, provienen de la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation, default unit*”. En las siguientes secciones, se explican las suposiciones que se han tomado con respecto a los datos de entrada debido a las limitaciones que han aparecido a la hora de confeccionar el modelo en la herramienta SimaPro v8.1.0.60.

5.1. Hipótesis en el tratamiento de los datos.

. Con respecto a otros países, el sistema español se encuentra muy diversificado y destaca por la presencia de un gran número de tecnologías. A la hora de confeccionar el modelo, se han tomado las siguientes suposiciones comunes a todos los escenarios:

- Se va a suponer que la proporción de instalaciones eólicas de menor de 1 MW (37,74%), de entre 1 y 3 MW (60,76%), y de mayor de 3 MW (1,5%) se mantiene constante e igual a la que proporciona la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation default unit*”.
- Se va a suponer que la proporción de centrales hidráulicas de agua fluyente (66%), y con embalse (34%) se mantiene constante e igual a la que proporciona la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation default unit*”.
- Al analizar la generación bruta, solo se tendrá en cuenta el valor de las centrales de bombeo cuando actúan en modo turbina.
- Se va a considerar que la cantidad de energía producida por otras renovables será equivalente a la producida por la biomasa (en particular, forestal), ya que es el principal actor dentro de esta categoría.
- Se ha decidido que no se va a considerar la producción de energía procedente de las instalaciones solar-térmicas, ni residuos renovables, ni residuos no renovables por su baja participación en el mix de generación de todos los escenarios, a excepción del PNIEC (ver sección 5.1.2).

Además, dependiendo de cada una de las fuentes, se han tomado diferentes hipótesis adicionales con respecto a los datos de entrada ya que la recopilación de estos difiere al moverse de un documento a otro.

5.1.1. Hipótesis en el escenario de generación eléctrica actual.

Con respecto al escenario de generación eléctrica actual, se han tomado las siguientes suposiciones:

- En primer lugar, se ha dividido la energía nuclear en generación procedente de reactor PWR (Pressurized Water Reactor) o por reactor BWR (Boiling Water Reactor). En España, todos los reactores del tipo PWR excepto el reactor de la central de Cofrentes que es BWR. Así, la energía generada por las centrales PWR suponen un 83,46% de la energía nuclear total, mientras que la BWR supone un 16,54%.
- Se considerará que el 80% de las instalaciones fotovoltaicas son de gran escala frente al 20% que son de tejado, ya que apenas se ha desarrollado el autoconsumo en el territorio español a causa del conocido “impuesto al sol” [51].

En la Tabla 1, se pueden apreciar los datos de entrada al modelo, resultantes de aplicar las hipótesis mencionadas previamente.

Tabla 1. Datos de entrada al modelo de Simapro en el escenario de mix de generación actual (2018). Valores estimados de datos procedente de Red Eléctrica de España [1]

Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Nuclear	53197,62	22,22%
PWR	44398,20	18,54%
BWR	8799,42	3,67%
Eólica	48945,65	20,44%
Turbina <1MW	18470,98	7,71%
Turbina 1-3MW	29739,75	12,42%
Turbina >3MW	734,92	0,31%
Hidráulica	36112,46	15,08%
Bombeo	2009,38	0,84%
Con embalse	11594,90	4,84%
Agua Fluyente	22508,18	9,40%
CCGT	26402,92	11,03%
Solar fotovoltaica	7373,99	3,08%

Gran escala	5899,19	2,46%
Tejado	1474,80	0,62%
Cogeneración	28980,77	12,10%
Biomasa	3546,52	1,48%
Carbón	34881,64	14,57%
TOTAL	239441,57	100,00%

5.1.2. Hipótesis en el escenario del PNIEC.

Con respecto al escenario propuesto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se han supuesto las siguientes hipótesis adicionales:

- En primer lugar, toda la energía proveniente de la tecnología nuclear proviene de reactores PWR porque el reactor de Cofrentes, único que es BWR, quedaría desmantelado para 2030.
- En segundo lugar, con respecto al almacenamiento, el PNIEC espera que se instalen 6 GW adicionales para 2030, incluyendo instalaciones de bombeo y baterías eléctricas. En este estudio no se va a modelar las baterías, puesto que su influencia en el mix es escasa, además de ser una tecnología que dependerá en gran medida de la implantación de instalaciones de tipo solar térmico (no modelada en este estudio), tecnología que en la actualidad es bastante menos competitiva que la solar fotovoltaica.
- En el PNIEC se plantea que la solar térmica es un 6,11% del mix de generación peninsular (porcentaje que dependerá en gran medida de la evolución de costes de esta tecnología). Al ser una cantidad significativa dentro del mix, se ha considerado modelar esta cantidad de energía como solar fotovoltaico. A su vez, dentro de esta tecnología, se ha asumido que el 50% de las instalaciones fotovoltaicas serán de tejado y el 50% de gran escala. Se parte de la premisa de que el gobierno plantea instalar 6 GW anuales de renovables, 3 GW a partir de subastas anuales y 3GW por iniciativa particular.

En la Tabla 2, se muestran los valores estimados tras aplicar las suposiciones previamente mencionadas.

Tabla 2. Datos de entrada al modelo de Simapro en el escenario de PNIEC (2030). Valores estimados de datos procedentes de PNIEC [8]

Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Nuclear	22034,00	6,87%
PWR	22034,00	6,87%
BWR	0,00	0,00%
Eólica	109464,00	34,13%
Turbina <1MW	41309,24	12,88%
Turbina 1-3MW	66511,16	20,74%
Turbina >3MW	1643,60	0,51%
Hidráulica	46158,00	14,39%
Bombeo	13782,00	4,30%
Con embalse	11007,70	3,43%
Agua Fluyente	21368,30	6,66%
CCGT	27617,00	8,61%
Solar fotovoltaica	84965,00	26,49%
Gran escala	42482,50	13,25%
Tejado	42482,50	13,25%
Cogeneración	18399,00	5,74%
Biomasa	12088,00	3,77%
Carbón	0,00	0,00%
TOTAL	320725,00	100,00%

5.1.3. Hipótesis en los escenarios procedentes de la línea Generación Distribuida.

Con respecto a los escenarios de la línea de Generación Distribuida procedentes de la Comisión de Expertos, se han tomado las siguientes suposiciones:

- En el caso base (mantenimiento de las centrales nucleares), se ha considerado que la proporción producida por reactores PWR y BWR se mantienen constante e iguales a los datos del mix de generación actual (83,46% procedente de PWR y 16,54% procedente de BWR). Tanto en el caso de cierre parcial, como el de cierre total, se ha considerado que la central de Cofrentes (BWR) sería una de las centrales desmanteladas por antigüedad; por lo que toda la generación nuclear provendrá de reactores PWR.
- Con respecto a las instalaciones fotovoltaicas, en todos los escenarios de la línea GD, se ha considerado que un 50% sea de gran escala y un 50% de tejado, ya que

esta línea, como se mencionó, promueve la figura del *prosumer* gracias a una reducción de costes en tecnologías fotovoltaicas y/o baterías.

- No se consideran las baterías eléctricas en el estudio.

En las Tablas 3-5, se muestran los valores estimados en los escenarios de la línea GD tras aplicar las suposiciones mencionadas previamente.

5.1.4. Hipótesis en los escenarios procedentes de la línea Transición Sostenible.

Finalmente, en relación con los escenarios de la línea de Transición Sostenible procedentes de la Comisión de Expertos, se han tomado las siguientes suposiciones:

- Se han considerado las mismas hipótesis que en la línea Generación Distribuida con relación a la tecnología nuclear
- Con respecto a la tecnología fotovoltaica, se ha asumido en todos los escenarios de la línea TS, que un 80% de las instalaciones sean de gran escala y un 20% de tejado, ya que, en esta línea, se opta por una transición más sostenible económicamente, promoviendo tecnología de captura y almacenamiento de carbono y dejando las instalaciones renovables a un plano centralizado.

En las Tablas 6-7, se muestran los valores estimados en los escenarios de la línea TS tras aplicar las hipótesis mencionadas previamente.

Tabla 3. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea GD I. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42]

Línea Generación Distribuida						
	Caso base				Caso cierre parcial	
	Hidraulicidad media		Hidraulicidad seca		Hidraulicidad media	
Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Nuclear	50868,00	15,24%	50868,00	15,43%	14614,00	4,51%
PWR	42453,93	12,72%	42453,93	12,88%	14614,00	4,51%
BWR	8414,07	2,52%	8414,07	2,55%	0,00	0,00%
Eólica	64923,00	19,46%	59465,00	18,04%	66160,00	20,41%
Turbina <1MW	24500,47	7,34%	22440,75	6,81%	24967,29	7,70%
Turbina 1-3MW	39447,71	11,82%	36131,39	10,96%	40199,32	12,40%
Turbina >3MW	974,82	0,29%	892,87	0,27%	993,39	0,31%
Hidráulica	43095,00	12,91%	30034,00	9,11%	41723,00	12,87%
Bombeo	10838,00	3,25%	10268,00	3,12%	9466,00	2,92%
Con embalse	10967,24	3,29%	6720,36	2,04%	10967,24	3,38%
Agua Fluyente	21289,76	6,38%	13045,64	3,96%	21289,76	6,57%
CCGT	34702,00	10,40%	47285,00	14,35%	61381,00	18,94%
Solar fotovoltaica	88027,00	26,38%	89891,00	27,27%	88203,00	27,21%
Gran escala	44013,50	13,19%	44945,50	13,64%	44101,50	13,60%
Tejado	44013,50	13,19%	44945,50	13,64%	44101,50	13,60%
Cogeneración	38675,00	11,59%	38675,00	11,73%	38675,00	11,93%
Gas	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Biomasa	13409,00	4,02%	13409,00	4,07%	13409,00	4,14%
Carbón	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
TOTAL	333699,00	100,00%	329627,00	100,00%	324165,00	100,00%

Tabla 4. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea GD II. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42]

Línea Distribución Generada						
	Caso Cierre Parcial		Caso Cierre Total			
	Hidraulicidad seca		Hidraulicidad media		Hidraulicidad seca	
Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Nuclear	14614,00	4,55%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
PWR	14614,00	4,55%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
BWR	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Eólica	60824,00	18,93%	66167,00	20,41%	60829,00	18,93%
Turbina <1MW	22953,60	7,14%	24969,93	7,70%	22955,49	7,14%
Turbina 1-3MW	36957,13	11,50%	40203,57	12,40%	36960,16	11,50%
Turbina >3MW	913,27	0,28%	993,50	0,31%	913,35	0,28%
Hidráulica	28759,00	8,95%	41724,00	12,87%	28760,00	8,95%
Bombeo	8993,00	2,80%	9467,00	2,92%	8994,00	2,80%
Con embalse	6720,36	2,09%	10967,24	3,38%	6720,36	2,09%
Agua Fluyente	13045,64	4,06%	21289,76	6,57%	13045,64	4,06%
CCGT	75030,00	23,35%	76014,00	23,45%	89669,00	27,90%
Solar fotovoltaica	90022,00	28,02%	88203,00	27,21%	90022,00	28,01%
Gran escala	45011,00	14,01%	44101,50	13,60%	45011,00	14,01%
Tejado	45011,00	14,01%	44101,50	13,60%	45011,00	14,01%
Cogeneración	38675,00	12,04%	38675,00	11,93%	38675,00	12,03%
Gas	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Biomasa	13409,00	4,17%	13409,00	4,14%	13409,00	4,17%
Carbón	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
TOTAL	321333,00	100,00%	324192,00	100,00%	321364,00	100,00%

Tabla 5. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea GD III. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42]

Línea Generación Distribuida				
	Caso Renovable Extrema			
	Hidraulicidad media		Hidraulicidad seca	
Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Nuclear	50868,00	13,74%	50868,00	13,83%
PWR	42453,93	11,47%	42453,93	11,54%
BWR	8414,07	2,27%	8414,07	2,29%
Eólica	79831,00	21,56%	73378,00	19,95%
Turbina <1MW	30126,41	8,14%	27691,20	7,53%
Turbina 1-3MW	48505,92	13,10%	44585,03	12,12%
Turbina >3MW	1198,66	0,32%	1101,77	0,30%
Hidráulica	42909,00	11,59%	34450,00	9,37%
Bombeo	10652,00	2,88%	14684,00	3,99%
Con embalse	10967,24	2,96%	6720,36	1,83%
Agua Fluyente	21289,76	5,75%	13045,64	3,55%
CCGT	19278,00	5,21%	23371,00	6,35%
Solar fotovoltaica	125307,00	33,84%	133695,00	36,35%
Gran escala	62653,50	16,92%	66847,50	18,17%
Tejado	62653,50	16,92%	66847,50	18,17%
Cogeneración	38675,00	10,44%	38675,00	10,51%
Gas	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Biomasa	13409,00	3,62%	13409,00	3,65%
Carbón	0,00	0,00%	0,00	0,00%
TOTAL	370277	100,00%	367846,00	100,00%

Tabla 6. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la línea TS I. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42]

Línea Transición Sostenible						
	Caso base				Caso cierre parcial	
	Hidraulicidad media		Hidraulicidad seca		Hidraulicidad media	
Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Nuclear	50978,00	14,99%	50978,00	15,12%	14516,00	4,53%
PWR	42545,73	12,51%	42545,73	12,62%	14516,00	4,53%
BWR	8432,27	2,48%	8432,27	2,50%	0,00	0,00%
Eólica	65789,00	19,35%	61353,00	18,20%	66891,00	20,89%
Turbina <1MW	24827,28	7,30%	23153,23	6,87%	25243,15	7,89%
Turbina 1-3MW	39973,90	11,76%	37278,55	11,06%	40643,48	12,70%
Turbina >3MW	987,82	0,29%	921,22	0,27%	1004,37	0,31%
Hidráulica	51650,00	15,19%	36646,00	10,87%	39898,00	12,46%
Bombeo	9696,00	2,85%	8440,00	2,50%	7641,00	2,39%
Con embalse	14264,18	4,20%	9589,92	2,85%	10967,24	3,43%
Agua Fluyente	27689,82	8,14%	18616,08	5,52%	21289,76	6,65%
CCGT	44604,00	13,12%	60864,00	18,06%	71794,00	22,43%
Solar fotovoltaica	74921,00	22,03%	75154,00	22,30%	74952,00	23,41%
Gran escala	59936,80	17,63%	60123,20	17,84%	59961,60	18,73%
Tejado	14984,20	4,41%	15030,80	4,46%	14990,40	4,68%
Cogeneración	38675,00	11,37%	38675,00	11,47%	38675,00	12,08%
Gas	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Biomasa	13409,00	3,94%	13409,00	3,98%	13409,00	4,19%
Carbón	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
TOTAL	340026,00	100,00%	337079,00	100,00%	320135,00	100,00%

Tabla 7. Datos de entrada al modelo de Simapro en los escenarios de la TS II. Valores estimados de datos procedentes de la Comisión de Expertos [42]

Línea Transición Sostenible						
	Caso cierre parcial		Caso cierre total			
	Hidraulicidad seca		Hidraulicidad media		Hidraulicidad seca	
Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Nuclear	14516,00	4,53%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
PWR	14516,00	4,53%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
BWR	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Eólica	62201,00	19,41%	66907,00	20,90%	62180,00	19,41%
Turbina <1MW	23473,25	7,32%	25249,19	7,89%	23465,33	7,32%
Turbina 1-3MW	37793,80	11,79%	40653,20	12,70%	37781,04	11,79%
Turbina >3MW	933,95	0,29%	1004,61	0,31%	933,63	0,29%
Hidráulica	26138,00	8,16%	39903,00	12,47%	26140,00	8,16%
Bombeo	6372,00	1,99%	7646,00	2,39%	6374,00	1,99%
Con embalse	6720,36	2,10%	10967,24	3,43%	6720,36	2,10%
Agua Fluyente	13045,64	4,07%	21289,76	6,65%	13045,64	4,07%
CCGT	90355,00	28,19%	86268,00	26,95%	104756,00	32,70%
Solar fotovoltaica	75198,00	23,46%	74952,00	23,41%	75197,00	23,47%
Gran escala	60158,40	18,77%	59961,60	18,73%	60157,60	18,78%
Tejado	15039,60	4,69%	14990,40	4,68%	15039,40	4,69%
Cogeneración	38675,00	12,07%	38675,00	12,08%	38675,00	12,07%
Gas	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Biomasa	13409,00	4,18%	13409,00	4,19%	13409,00	4,19%
Carbón	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
TOTAL	320492,00	100,00%	320114,00	100,00%	320357,00	100,00%

5.2. Definición de procesos del modelo en SimaPro.

En esta sección se mencionarán los procesos que se han considerado para modelar las diferentes tecnologías. Todos los procesos referentes a las tecnologías incluyen todas las actividades comprendidas entre la extracción de las materias primas para la construcción de la infraestructura hasta la producción de un kWh de electricidad.

Para estudiar los impactos de las diferentes tecnologías dentro del mix, resulta necesario que la salida de energía se produzca en niveles similares de tensión. Se incluirán dos procesos comunes a todas las tecnologías que produzcan en alta tensión:

- “*Electricity, medium voltage {ES}| electricity voltage transformation from High to Medium Voltage| Alloc Def U*” que modela la transformación de electricidad de alta tensión a baja tensión.

- “*Electricity, low voltage {ES}| electricity voltage transformation from Medium to Low Voltage| Alloc Def U*” que modela la transformación de electricidad de media tensión a baja tensión.

Se ha considerado que todas las tecnologías están conectadas a alta tensión excepto la solar fotovoltaica y la cogeneración. Con respecto a estas dos tecnologías, se han tomado hipótesis adicionales:

- Cogeneración: en los escenarios de 2030, se va a mantener la misma proporción de centrales conectadas a alta tensión y media tensión que la actual (40% de potencia conectada a media tensión y 60% de potencia conectada a alta tensión [52]).
- Solar Fotovoltaica: en el escenario actual, la proporción de instalaciones conectadas a baja tensión es de 40%, a media tensión de 47,5% y a alta tensión de 12,5%[52]. Se mantendrá esta proporción para los escenarios de 2030.

En la Figura 22, se muestra una representación esquemática de los procesos involucrados en nuestro modelo:

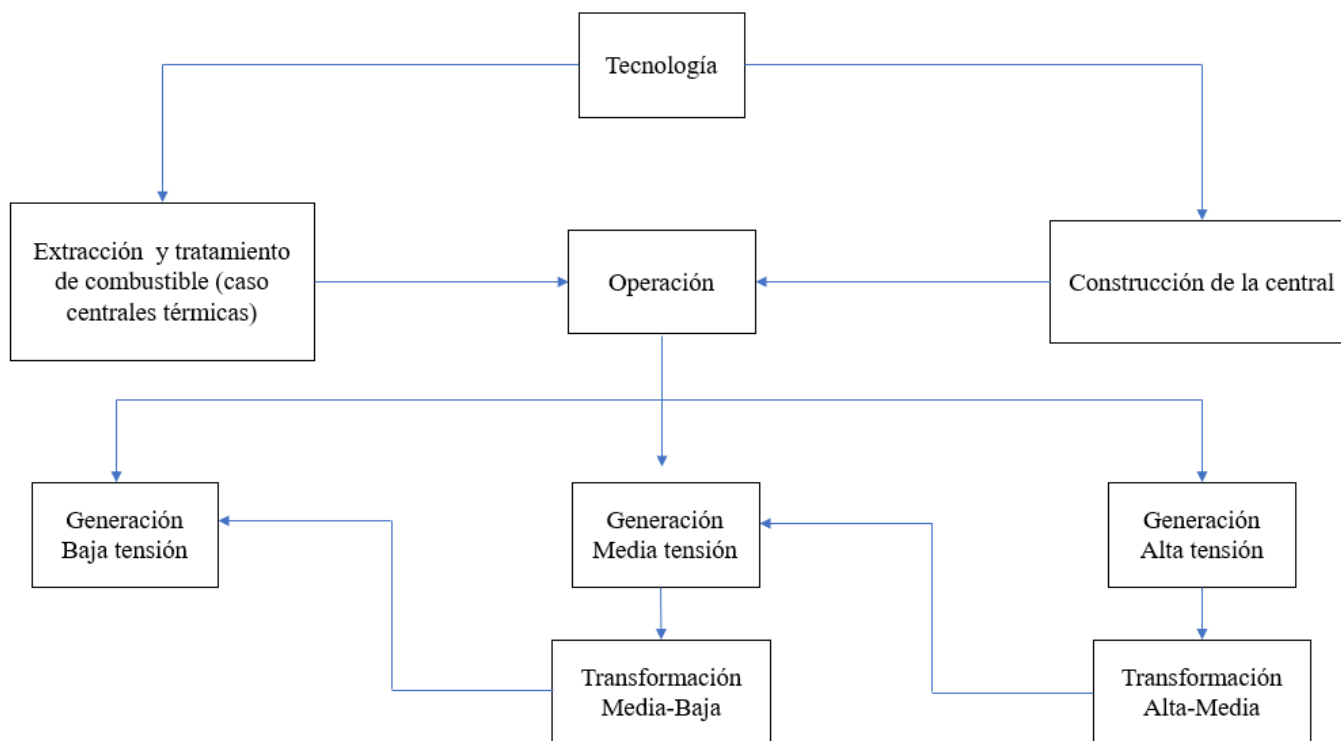


Figura 22. Representación esquemática del árbol de procesos considerados en el modelo

5.2.1. Tecnología nuclear.

Los procesos que se han considerado para modelar los reactores nucleares son los siguientes:

- *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, nuclear, pressure water reactor| Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”* para modelar los reactores de tipo PWR.
- *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, nuclear, boiling water reactor| Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3-allocation, default unit”* para modelar los reactores de tipo BWR.

5.2.2. Tecnología eólica.

Los procesos que se han considerado para modelar las turbinas eólicas son los siguientes:

- *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, wind<1MW turbine, onshore | Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”* para modelar las turbinas eólicas de menos de 1MW.
- *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, wind>3MW turbine, onshore | Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”* para modelar las turbinas eólicas de más de 3MW.
- *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, wind 1-3MW turbine, onshore | Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”* para modelar las turbinas eólicas en el rango ente 1 MW y 3MW.

5.2.3. Tecnología hidráulica.

Los procesos que se han considerado para modelar las turbinas hidráulicas son los siguientes:

- *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, hydro, run-of-river | Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”* para modelar las centrales de agua fluyente.

- “*Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region | Alloc Def, U*” de la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation, default unit*” para modelar las centrales de embalse.
- Se ha modificado el modelo “*Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, hydro, pumped storage | Alloc Def, U*” de la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation, default unit*” para modelar las centrales de bombeo. En este modelo, se parte de la premisa que el consumo de la central proviene de la red y, en consecuencia, de las tecnologías provenientes del mix de generación. Se ha modificado los datos del mix de generación que aparecen por defecto, por los de cada escenario. En la realidad, la energía de estas centrales puede provenir tanto de la red como de centrales de agua fluyente.

5.2.4. Tecnología CCGT.

Para modelar las centrales de ciclos combinados, no existía un proceso específico para España en la base de datos Ecoinvent 3. Se ha creado un proceso a partir de “*Electricity, High Voltage {AU}|electricity production, natural gas, combined cycle power plant | Alloc Def, U*” de la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation default unit*”, que modela una planta de ciclo combinado de 400MW (260 MWe del ciclo de gas y 140 MWe del ciclo de vapor) en Australia. Dentro de este proceso, se han variado las siguientes características:

- Dentro de los inputs de la naturaleza, se ha sustituido la entrada “*Water, cooling unspecified natural origin, AU*” propia de Australia por la entrada “*Water, unspecified natural origin, ES*” propia de España.
- Dentro de los inputs de materiales, se ha sustituido el proceso de obtención del combustible de gas natural de Australia “*Natural gas, high pressure {AU}, market for| Alloc Def, U*” por el proceso de obtención de combustible de gas natural de España “*Natural gas, high pressure {ES}, market for|Alloc Def, U*”. Ambos procesos pertenecen a la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation default unit*”.
- Se han mantenido constante los tipos y los niveles de emisiones al aire.
- Se ha variado la salida de emisiones al agua de Australia “*Water, AU*”, por emisiones al agua de España “*Water, ES*”.

5.2.5. Tecnología Fotovoltaica.

Los procesos que se han considerado para modelar los paneles fotovoltaicos son los siguientes:

- *“Electricity, Low Voltage {ES}|electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted | Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”* para modelar los paneles fotovoltaicos de tejado.
- *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, photovoltaic, 570 kWp open ground installation, multi-Si | Alloc Def, U”* de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”* para modelar los parques fotovoltaicos de gran escala.

5.2.6. Tecnología Cogeneración.

Con respecto a las centrales de cogeneración en España, el combustible más utilizado es el gas natural. Se ha utilizado el siguiente proceso *“Electricity, High Voltage {ES}|heat and power co-generation, photovoltaic, biogas, gas engine | Alloc Def, U”* para modelar las centrales de cogeneración ya que es el que mejor se adapta a las características de las centrales de España.

5.2.7. Tecnología Biomasa.

La mayoría de la energía de biomasa generada en España proviene de cultivos energéticos agrícolas y forestales. Para modelar esta tecnología se ha utilizado el proceso *“Electricity, High Voltage {ES}|heat and power cogeneration, wood chips, 6667 kWp, state-of-the-art 2014 | Alloc Def, U”* procedente de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”*.

5.2.8. Tecnología Carbón.

Para modelar las centrales de carbón se ha utilizado el proceso *“Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, hard coal | Alloc Def, U”* procedentes de la base de datos *“Ecoinvent 3- allocation, default unit”*, ya que, en los últimos años, los combustibles más utilizados han sido la antracita y la hulla. No se ha modelado las centrales de lignito ya que los efectos de las centrales de carbón en nuestro estudio son escasos. Solo existe producción de carbón en el escenario de mix de generación eléctrica actual.

5.2.9. Tecnología Gas.

Para modelar las centrales de gas se ha utilizado el proceso “*Electricity, High Voltage {ES}|electricity production, natural gas, at conventional power plant | Alloc Def, U*” procedentes de la base de datos “*Ecoinvent 3- allocation, default unit*”. Estas centrales solo tendrán importancia en la comparación por tecnologías, ya que no tiene influencia en ningún escenario de mix de generación.

5.3. LCOE: Metodología e hipótesis en los datos de entrada.

Para cuantificar el LCOE, la metodología dependerá en gran medida de la disposición de los tipos de datos de entrada. A partir de diversas fuentes consultadas [53],[54],[55], se ha confeccionado la siguiente fórmula:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \frac{(f_a * IC + FO \& MC_t)}{8760 * CF} + \left(VO \& M * 10^{-3} + FC * HR * 10^{-6} + \frac{CO_2 C}{EF} * 10^{-3} - HC * 10^{-3} \right) * f_a * f_{(\Sigma V)}$$

Los términos de la fórmula son los siguientes:

- IC: Coste de inversión no anualizado (€/kW)
- FO&MC_t: Coste fijo de operación y mantenimiento anualizados (€/kW-año)
- CF: Factor de capacidad
- VO&MC: Coste variable de operación y mantenimiento (€/MWh)
- FC: Coste de combustible (€/mmBTU)
- HR: Consumo calorífico (BTU/kWh)
- CO₂C: Coste por tonelada de CO₂ emitida (€/tCO₂)
- EF: Factor de equivalencia (MWh/tCO₂)
- HC: Crédito por la producción de calor (€/MWh)⁸
- f_a : factor de conversión a valor anualizado con respecto al valor actual a una tasa de descuento.
- $f_{(\Sigma V)}$: factor que incluye la proyección de costes futuros a una tasa de proyección y la acumulación de coste al tiempo presente a una tasa de descuento.

Los factores f_a y $f_{(\Sigma V)}$ se calculan de la siguiente manera:

$$f_a = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

$$f_{(\Sigma V)} = \frac{k * (1 - k^n)}{1 - k}$$

$$k = \frac{1 + r}{1 + i}$$

⁸ Este término solo aplica a las centrales de cogeneración. Incluye la compensación en el coste nivelado de electricidad por la producción de calor [55].

- i : tasa de descuento.
- r : tasa nominal de gastos variables.

En esta categoría de impacto, algunos costes pueden verse modificados dependiendo del momento en el que se calculen. Por esta razón, para obtener resultados más precisos, se ha procedido a calcular tres valores diferentes: LCOE para mix actual; LCOE para escenarios GD y PNIEC; y LCOE para escenarios TS.

Los valores de datos de entrada se han estimado principalmente a partir de los siguientes informes: “*Lazards Levelized Cost of Energy Analysis 2019, Lazard*”[56], “*Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, IEA*” [55], “*Quarterly Report Energy on European Gas Markets, EC*” [57] “*Renewable Generation Power Costs in 2019, IRENA*”[58], Informe de la Comisión de Expertos [42]. En la Tabla 8 , se muestran los parámetros inherentes a cada tecnología, comunes para los tres valores de LCOE. En la Tabla 9 , Tabla 10 y Tabla 11 se muestran los costes fijos y variables de todas las tecnologías para los diferentes escenarios.

Finalmente, con respecto a la tasa de retorno, los valores más típicos utilizados son 3%, 7% y 10% dependiendo del nivel de riesgo de la inversión. En este Trabajo de Fin de Máster, se ha optado por una tasa de retorno del 7% (riesgo medio) y una tasa de proyección del coste variable del 2,25%.

Tabla 8. Parámetros inherentes a cada tecnología. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60]

Tecnologías	Vida útil (años)	Factor de capacidad (%)	Poder calorífico (BTU/kWh)	Factor de equivalencia (MWh /tCO ₂)
Carbón	40	80,00%	10.375	1,03
Gas (peaker)	20	12,00%	8.902	2,83
Hidráulica de Agua Fluyente	80	35,00%	-	-
Hidráulica de bombeo	80	35,00%	-	-
Hidráulica de embalse	80	35,00%	-	-
Nuclear	40	80,00%	10.045	-
Panel Fotovoltaico tejado	25	23,00%	-	-
Panel Fotovoltaico gran escala	25	23,00%	-	-
Turbina eólica	25	25,00%	-	-
Cogeneración (gas)	25	71,00%	5.336	4,98
Biomasa (forestal)	20	75,00% (actual) - 85,00% (2030)	-	-
CCGT	40	80%	6.516,5	2,83

Tabla 9. Costes fijos de inversión, y costes fijos de operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías en los distintos escenarios. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60]

Tecnologías	IC (€/kW)			FO&MC (€/kW-year)		
	Actual	Línea GD y PNIEC	Línea TS	Actual	Línea GD y PNIEC	Línea TS
Carbón	3248,00	2141,00	2141,00	54,51	33,00	33,00
Gas (peaker)	800,00	800,00	800,00	20,00	20,00	20
Hidráulica de Agua Fluyente	1946,48	2888,00	2888,00	101,55	59,00	59
Hidráulica de bombeo	2888,00	2888,00	2888,00	59,00	59,00	59
Hidráulica de embalse	1250,92	2888,00	2888,00	14,13	59,00	59
Nuclear	6675,00	4500,00	4500,00	107,00	90,00	90
Panel Fotovoltaico tejado	2800,00	640,00	640,00	15,00	10,00	10
Panel Fotovoltaico gran escala	1000,00	640,00	640,00	10,50	10,00	10
Turbina eólica	1400,00	1300,00	1300,00	36,50	39,00	39
Cogeneración (gas)	1497,00	1497,00	1497,00	164,20	164,20	164,2
Biomasa (forestal)	4060,00	2517,00	2517,00	270,82	54,0	54
CCGT	1000,00	900,00	900,00	12,25	23,0	23

Tabla 10. Costes variables de operación y mantenimiento y costes de combustible de las diferentes tecnologías de los distintos escenarios. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60]

Tecnologías	VO&MC (€/MWh)			FC (€/mmBTU)		
	Actual	Línea GD y PNIEC	Línea TS	Actual	Línea GD y PNIEC	Línea TS
Carbón	3,45	3,30	3,30	1,45	2,64	2,38
Gas (peaker)	4,92	4,92	4,92	4,50	8,37	4,76
Hidráulica de Agua Fluyente	-	-	-	-	-	-
Hidráulica de bombeo	-	-	-	-	-	-
Hidráulica de embalse	-	-	-	-	-	-
Nuclear	3,45	9,00	9,00	0,76	0,49	0,49
Panel Fotovoltaico tejado	-	-	-	-	-	-
Panel Fotovoltaico gran escala	-	-	-	-	-	-
Turbina eólica	-	-	-	-	-	-
Cogeneración (gas)	-	-	-	4,50	8,37	4,76
Biomasa (forestal)	42,03	42,03	42,03	-	-	-
CCGT	3,38	1,60	1,60	4,50	8,37	4,76

Tabla 11. Costes por tonelada de CO₂ y crédito por la producción de calor de las diferentes tecnologías en los distintos escenarios. Valores estimados de datos procedentes de [42], [55]–[60]

Tecnologías	CO ₂ C (€/tCO ₂)			HC (€/MWh)		
	Actual	Línea GD y PNIEC	Línea TS	Actual	Línea GD y PNIEC	Línea TS
Carbón	25,00	50,00	33,30	-	-	-
Gas (peaker)	25,00	50,00	33,30	-	-	-
Hidráulica de Agua Fluyente	-	-	-	-	-	-
Hidráulica de bombeo	-	-	-	-	-	-
Hidráulica de embalse	-	-	-	-	-	-
Nuclear	-	-	-	-	-	-
Panel Fotovoltaico tejado	-	-	-	-	-	-
Panel Fotovoltaico gran escala	-	-	-	-	-	-
Turbina eólica	-	-	-	-	-	-
Cogeneración (gas)	25,00	50,00	33,30	38,85	59,50	40,25
Biomasa (forestal)	-	-	-	-	-	-
CCGT	25,00	50,00	33,30	-	-	-

6. 3º fase del ACV: Evaluación de impactos.

Tras la definición de alcance y objetivos, y el análisis de inventario, este capítulo evalúa las categorías de impacto del estudio de análisis de ciclo de vida. Se han llevado a cabo un total de 17 simulaciones para cubrir los objetivos con respecto a los impactos medioambientales:

- 1 simulación para analizar los impactos que genera la producción de un kWh de cada tecnología.
- 16 simulaciones para analizar los impactos que genera la producción de un kWh en baja tensión producido por las tecnologías que conforman cada mix de generación.

En este capítulo, se dará una breve explicación sobre el método de cálculo utilizado para cuantificar los impactos medioambientales; y, se analizarán los impactos ambientales y económicos por tecnologías y por escenario

6.1. Método de cálculo: CML- IA baseline.

En este Trabajo de Fin de Máster, se va a utilizar el método CML-IA baseline V3.02/EU25 que fue creado por la Universidad de Leiden en Holanda en el año 2001. Contiene más de 1900 flujos diferentes⁹ [61] que impactan en las categorías de impacto más extendidas de los estudios de ACV (ir a sección 4.6). Estas categorías de impacto son las siguientes:

- Agotamiento Abiótico (kg Sb equivalente).
 - o Indicador de impacto: Escasez de recursos abióticos.
- Agotamiento Abiótico (combustibles fósiles) (MJ).
 - o Indicador de impacto: Escasez de recursos (combustibles fósiles).
- Calentamiento global (kg CO₂ equivalente).
 - o Indicador de impacto: Aumento de la temperatura global y fenómenos climáticos.

⁹Estos flujos incluyen recursos, emisiones al aire, emisiones al agua dulce, emisiones al agua marina, efectos en suelo agrícola, efectos en paisajes. La asociación de flujos con categoría de impacto está fuera del alcance de este trabajo de fin de máster debido a altos volúmenes de datos. Para información adicional, se recomienda consultar [61]

- Destrucción de la capa de ozono (kg CFC-11 equivalente).
 - Indicador de impacto: Aumento de las radiaciones ultravioleta.
- Toxicidad humana (kg 1,4 DB- equivalente).
 - Indicador de impacto: Aumento de enfermedades en los seres humanos tales como cáncer, enfermedades respiratorias...
- Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4 DB- equivalente).
 - Indicador de impacto: Pérdida de biodiversidad y/o extinción de especies en ecosistemas de agua dulce.
- Ecotoxicidad en agua marina (kg 1,4 DB- equivalente).
 - Indicador de impacto: Pérdida de biodiversidad y/o extinción de especies en ecosistemas de agua marina.
- Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4 DB- equivalente).
 - Indicador de impacto: Pérdida de biodiversidad y/o extinción de especies en ecosistemas terrestres.
- Oxidación Fotoquímica (kg C₂H₄ equivalente).
 - Indicador de impacto: Aumento del esmog fotoquímico en la superficie terrestre.
- Acidificación (kg en SO₂ equivalente).
 - Indicador de impacto: Incremento de la acidez en los ecosistemas.
- Eutrofización (kg en PO₄³⁻ equivalente).
 - Indicador de impacto: Exceso de nutrientes químicos en ecosistemas acuáticos y formación de algas.

6.2. Agotamiento abiótico.

La Figura 23 muestra la cuantificación del agotamiento abiótico a partir de la utilización de recursos de las diferentes tecnologías para producir 1kWh de energía (escala logarítmica). Este impacto, como se ha explicado en la subsección 4.6.1, incluye la utilización de recursos no biológicos pero que influyen en la vida de los seres vivos (agua, minerales, combustibles fósiles...). Se incluye la utilización de los recursos abióticos limitados existentes¹⁰, a excepción de los combustibles fósiles¹¹. Por esta razón, como se puede apreciar en el gráfico, el impacto de las centrales térmicas sobre esta categoría es limitado (orden 10E-6, utilización de minerales en las fases de construcción). Por otro lado, las energías renovables y la cogeneración son las tecnologías que presentan mayor impacto en esta categoría (alrededor de 10 veces mayor que las centrales térmicas). Las instalaciones de solar fotovoltaica se encuentran en primer lugar por la alta utilización de minerales en la construcción de las infraestructuras, siendo los paneles de tejado las que mayor impacto presentan (3,24E-6 kg Sb eq/kWh). Tras la solar fotovoltaica, se posicionan las turbinas eólicas y las centrales de cogeneración. En el caso de las turbinas eólicas, cuanto mayor sea la capacidad de la instalación, mayor impacto presentan.



Figura 23. Agotamiento abiótico (kg antimonio equivalente) por la producción por 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

¹⁰ Podrían ser recursos renovables (agua, radiación solar, aire...) y no renovables. El método CML- IA baseline V3.02/EU25 solo incluye los limitados, es decir, los no renovables

¹¹ El método CML-IA baseline V3.02/EU25 presenta una categoría particular para el Agotamiento Abiótico por combustibles fósiles (ir a subsección 6.3)

La Figura 24 muestra la cuantificación del agotamiento abiótico por la producción de 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes escenarios de mix de generación. Como se puede apreciar en el gráfico, todos los escenarios con relación a 2030 tienen un impacto mayor que el mix actual, dado el crecimiento de la penetración renovable.

Los escenarios provenientes de la línea de generación distribuida presentan un impacto mayor que los de transición sostenible porque el despliegue de renovables es más significativo (además de descentralizado). Dentro de esta línea, los escenarios de extrema renovable ($1,31E-6$ y $1,37E-7$ kg Sb eq/kWh) son los que mayor impacto presentan ya que en estos escenarios se aceleraban los objetivos de la transición energética, considerando que los objetivos de 2040 se cumplieran en 2030 (nivel de renovables mayor).

Analizando la sensibilidad de cada escenario, por un lado, en la línea GD, los escenarios con hidraulicidad seca tienen un impacto ligeramente superior que los que presentan hidraulicidad media, puesto que la reducción de la generación proveniente de las instalaciones hidráulicas de agua fluyente y de embalse se sustituye por energía producida por ciclos combinados (mayor impacto, ver Figura 23). Además, en el escenario de año seco, la producción solar fotovoltaica de tejado también aumenta ligeramente, incrementando en mayor medida las diferencias (caso renovable extrema más significativo). Por otro lado, en la línea TS, no se aprecian diferencias significativas por la variable de hidraulicidad.

Por último, tampoco se aprecian diferencias relevantes entre los casos bases y los casos de cierre de centrales nucleares en ambas líneas, ya que la producción de las centrales térmicas tiene un impacto limitado en esta categoría (ver Figura 23).

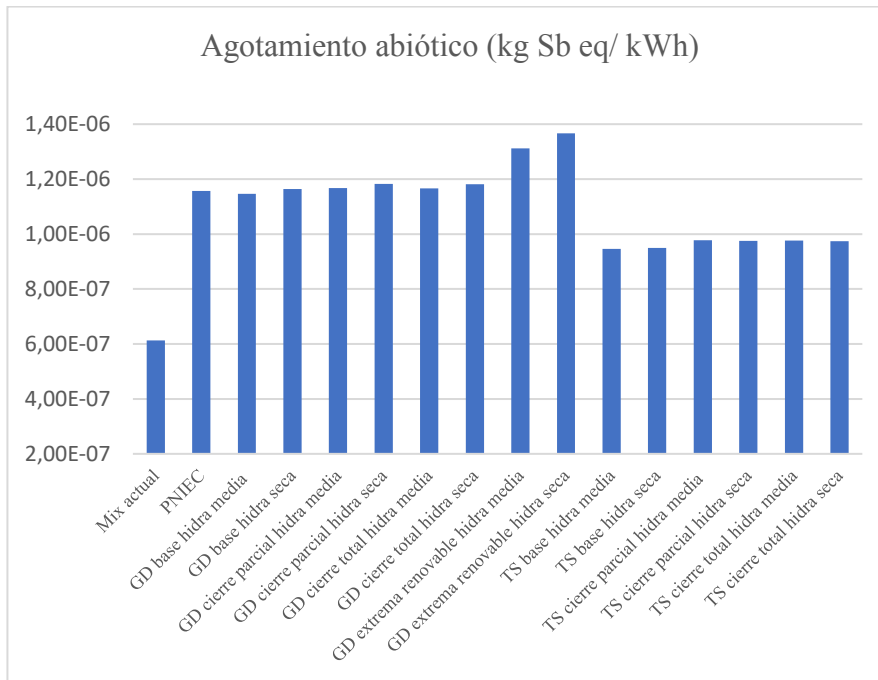


Figura 24. Agotamiento abiótico (kg de antimonio equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.3. Agotamiento abiótico (combustible fósil).

La Figura 25 muestra la cuantificación de la categoría de impacto agotamiento abiótico por la producción de 1kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Esta categoría de impacto nos da información sobre la escasez de combustible fósiles. Como se puede apreciar en el gráfico, el impacto es notablemente superior en las centrales térmica ya que necesitan de combustibles fósiles para producir la electricidad, siendo las centrales de carbón las que presentan mayor impacto (10,64 MJ). Posteriormente, se posicionan las centrales de gas, ciclos combinados y cogeneración.

Con respecto a las centrales de bombeo, el impacto es notable (9,67 MJ) ya que para producir un kWh en modo turbina, se necesita un kWh de bombeo. En el proceso de la base datos de Ecoinvent 3, se asume que este kWh proviene de la red, y por lo tanto de todas las energías que conforman el mix eléctrico. Este efecto se apreciará prácticamente en todas las categorías.

Por último, el impacto de las energías renovables es reducido. Se debe prácticamente al origen de los recursos utilizados durante la construcción de la infraestructura.

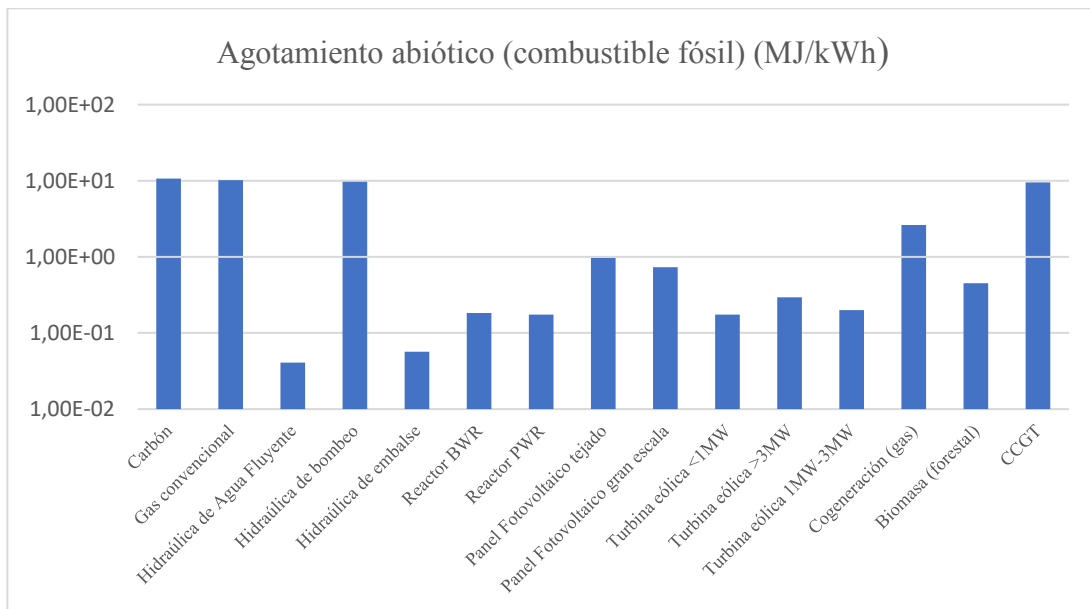


Figura 25. Agotamiento abiótico de combustibles fósiles (MJ) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).

La Figura 26 muestra la cuantificación del agotamiento abiótico de combustibles fósiles por cada 1 kWh en baja tensión producido por las tecnologías que conforman los diferentes escenarios del mix de generación. Como se puede apreciar en la figura, todos

los escenarios futuros muestran una mejora con respecto al mix actual, debido a la disminución de la dependencia de combustibles fósiles. Otro aspecto que ha contribuido es la desaparición del carbón del mix (mayor impacto, ver Figura 25) y su sustitución por ciclos combinados.

Los escenarios de la línea de generación distribuida y PNIEC son más ventajosos que los de transición sostenible por su alta penetración de renovables, siendo los escenarios de extrema renovables los más convenientes (12,07 y 12,1 MJ respectivamente).

Con respecto a las centrales nucleares, el cierre implica un aumento notable en la categoría de impacto ya que la energía producida por ellas sería sustituida por centrales de ciclos combinados. Por último, analizando la sensibilidad de cada escenario, la hidraulicidad seca tiene un efecto negativo en los resultados, ya que la producción hidráulica de embalse y de agua fluyente (libre de emisiones) es sustituida por energía producidas por ciclos combinados (mayor impacto).

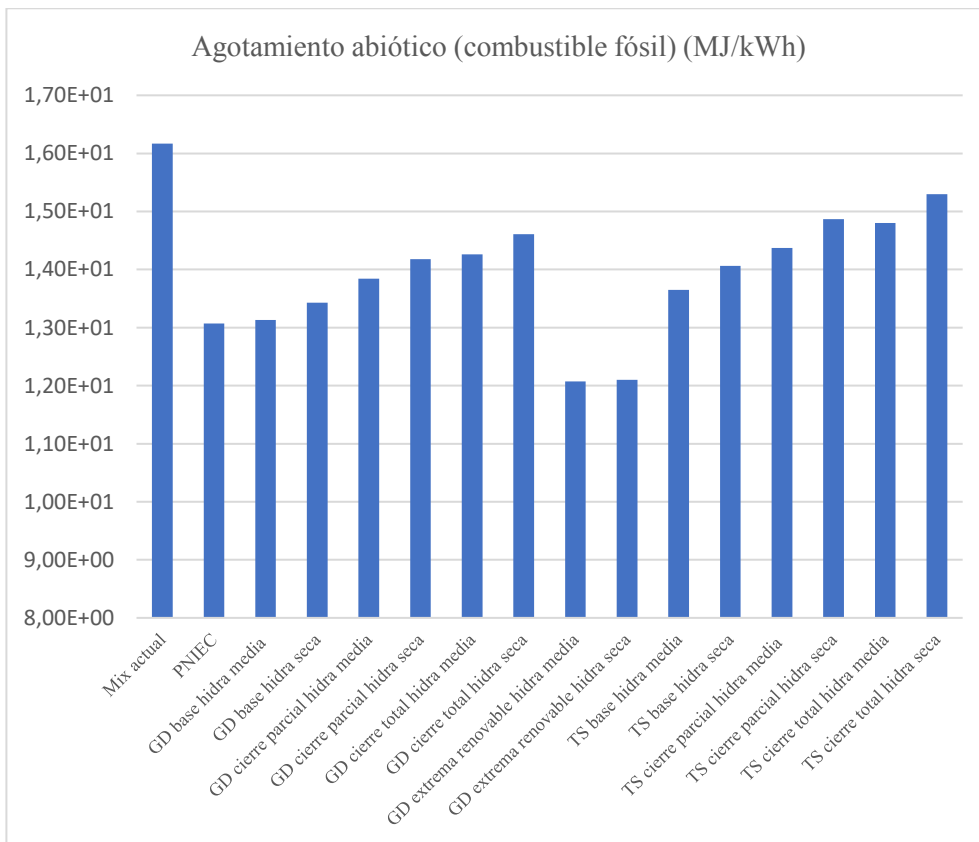


Figura 26. Agotamiento abiótico de combustibles fósiles (MJ) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.4. Calentamiento Global.

La Figura 27 muestra el calentamiento global por la producción de 1kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Esta categoría de impacto, como se adelantó en la subsección 4.6.2, nos indica el calor que se genera a causa de la emisión de gases del efecto invernadero medido en Kg de CO₂ equivalentes. Los resultados obtenidos son bastantes similares a los de agotamiento abiótico por combustibles fósiles ya que la emisión de GEI está asociada a las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles (carbón, gas y ciclos combinados).

En este caso, la diferencia en la categoría de impacto entre las centrales de carbón y las centrales de gas o ciclos combinados es bastante más significativa; prácticamente, el calor generado por las emisiones GEI se reduce a la mitad. La hidráulica de bombeo tiene un impacto significativo por las emisiones indirectas producidas por otras centrales cuando ésta funciona en modo bombeo.

Por último, con respecto a las energías renovables (del orden de 10-100 veces menor que las térmicas), una parte de las emisiones GEI se producen por la electricidad necesaria en la fase de construcción de las infraestructuras y aprovisionamiento de material. Por esta razón, es importante señalar que gran parte de las emisiones GEI procedente del ciclo de vida de las energías renovables variaran dependiendo del conjunto de tecnologías que forman el mix de generación del lugar de lugar donde se produzcan esos procesos.

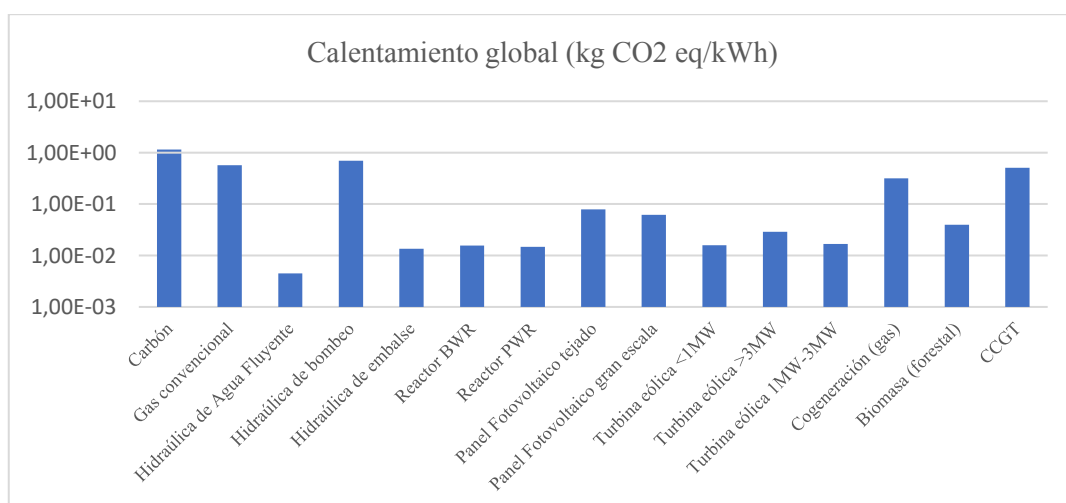


Figura 27. Calentamiento global (kg de dióxido de carbono equivalente) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 28 muestra la cuantificación del calentamiento global producido por la producción de 1 kWh en baja tensión de las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Como se muestra en la figura, el impacto de esta categoría se reduce considerablemente en todos los escenarios futuros por la alta penetración de renovables, siendo el escenario más ventajoso el de generación distribuida de extrema renovable.

Los escenarios de PNIEC y de la línea Generación Distribuida son más ventajosos que lo de la línea de Transición Sostenible por su menor dependencia de tecnologías de combustibles fósiles. Por último, el cierre de nuclear y la hidraulicidad seca afecta de manera negativa a los resultados de esta categoría, ya que la producción procedente de tecnologías libres de emisiones GEI (nuclear e hidráulica) se sustituye por producción de ciclos combinados.

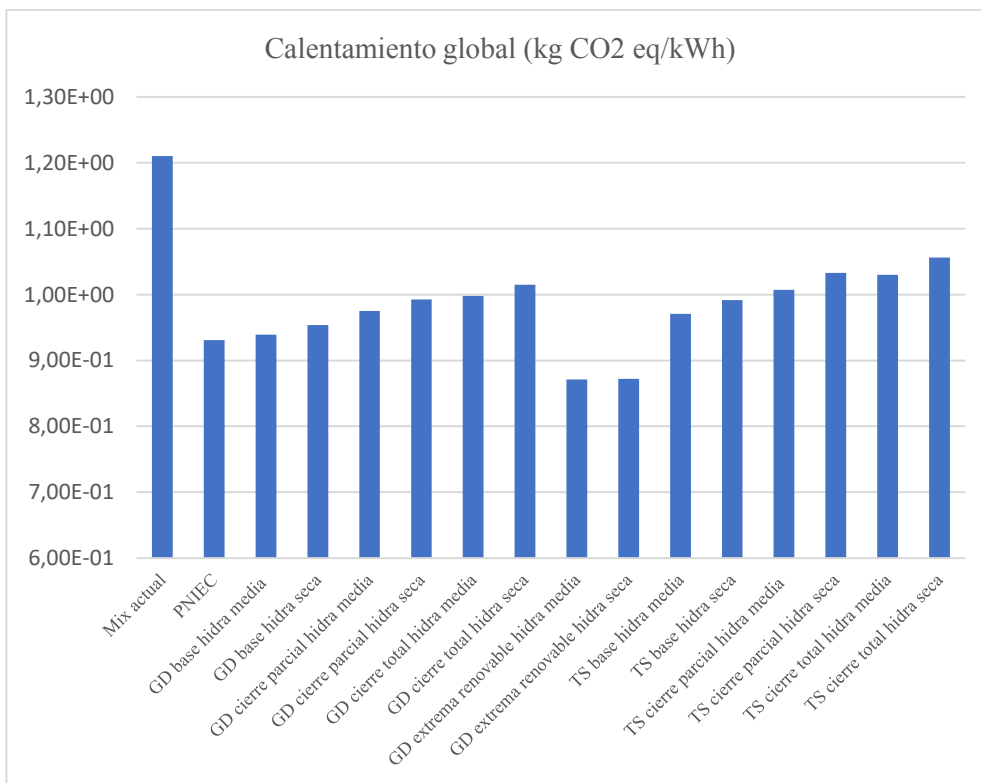


Figura 28. Calentamiento global (kg de dióxido de carbono equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.5. Destrucción de la capa de ozono.

La Figura 29 muestra la cuantificación de la destrucción de la capa de ozono por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Esta categoría de impacto incluye la emisión todos los gases (halógenos, CFC, HCFC, compuestos con bromo y cloro) que impactan en el agotamiento de la capa de ozono. En esta categoría, la tecnología que mayor impacto presenta es las nuclear, siendo los reactores BWR los más perjudiciales ($1,07E-7$ kg CFC-11 eq/kWh). Posteriormente, se posicionan las centrales de gas y los ciclos combinados.

Finalmente, la biomasa también impacta en esta categoría de manera notoria ($7,7E-8$ kg CFC-11 eq/kWh), principalmente por la emisión de gases durante la quema de la materia prima. El resto de las tecnologías impacta en menor medida (del orden de 10 veces menor).

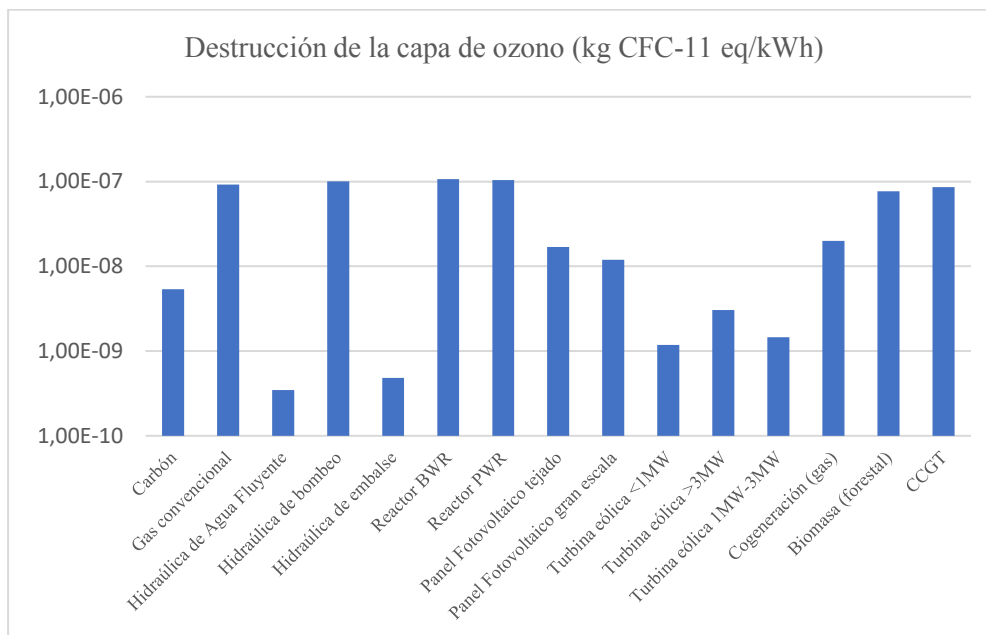


Figura 29. Destrucción de la capa de ozono (kg CFC-11 equivalentes) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 30 muestra la cuantificación de la destrucción de la capa de ozono por la producción de 1kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Como se puede apreciar en la figura, todos los mixes futuros muestran una mejoría con respecto al actual, debido al incremento de la cuota de ciclos combinados en el mix de generación.

Los escenarios de la línea de Transición Sostenible tienen un impacto ligeramente superior a los de la generación distribuida y PNIEC, básicamente por una mayor cuota de producción por ciclos combinados (menor dependencia de renovables).

El PNIEC ($1,47E-7$ Kg CFC-11 eq/kWh) y los escenarios de extrema renovable ($1,44-1,45E-7$ Kg CFC-11 eq/kWh), aunque conserven la producción nuclear¹² (tecnología más perjudicial), son los escenarios más convenientes en esta categoría de impacto por sus niveles más bajos de tecnologías de ciclos combinados y biomasa.

Finalmente, dentro de las líneas, por un lado, el cierre de las centrales nucleares presenta un efecto positivo en los resultados, ya que son sustituidas por ciclos combinados (tecnología menos perjudicial, ver Figura 29). Por otro lado, la hidraulicidad seca impacta negativamente en los resultados, puesto que la energía procedente de tecnología hidráulica (libre de emisiones de gases nocivos para esta categoría) se reemplaza por energía procedente de ciclos combinados.

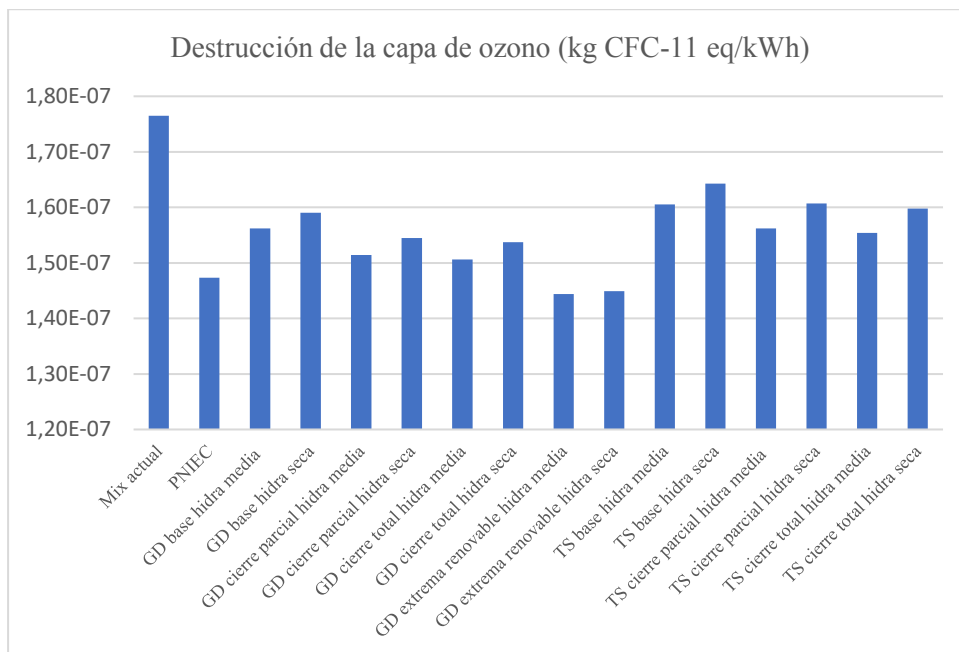


Figura 30. Destrucción de la capa de ozono (kg CFC-11 equivalentes) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

¹² El escenario PNIEC conserva la actividad de 4 reactores y el escenario de extrema renovable mantiene los 7 reactores.

6.6. Toxicidad humana.

La Figura 31 muestra la cuantificación de la toxicidad humana por la producción de 1kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Esta categoría nos proporciona información sobre la emisión de compuestos que son potencialmente dañinos para los seres humanos. Algunos de los más comunes son el arsénico, el dicromato de sodio y el fluoruro de hidrógeno.

Como se puede apreciar en el gráfico, el carbón es la tecnología que mayor impacto presenta (0,31 kg 1,4 dicloro benceno equivalente/kWh). No obstante, a diferencia de las otras categorías de impacto, la cuantificación de toxicidad humana es bastante uniforme entre el resto de las tecnologías, a excepción de las instalaciones hidráulicas de agua fluvente y embalse donde el impacto es insignificante.

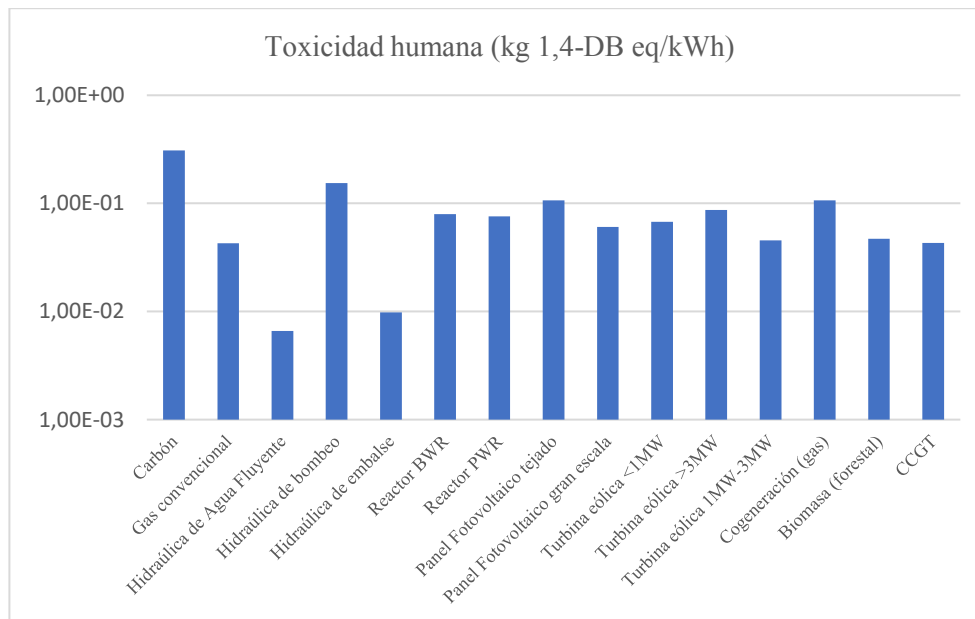


Figura 31. Toxicidad humana (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 32 muestra la cuantificación de la toxicidad humana por la producción de 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Como se puede apreciar en el gráfico, todos los escenarios futuros mejoran el mix actual debido a la desaparición del carbón del mix de generación (tecnología más perjudicial, ver Figura 31).

Con respecto a los escenarios de 2030, todos los escenarios presentan resultados similares ya que como se ha mencionado anteriormente, los efectos del resto de tecnologías sobre esta categoría de impacto son similares.

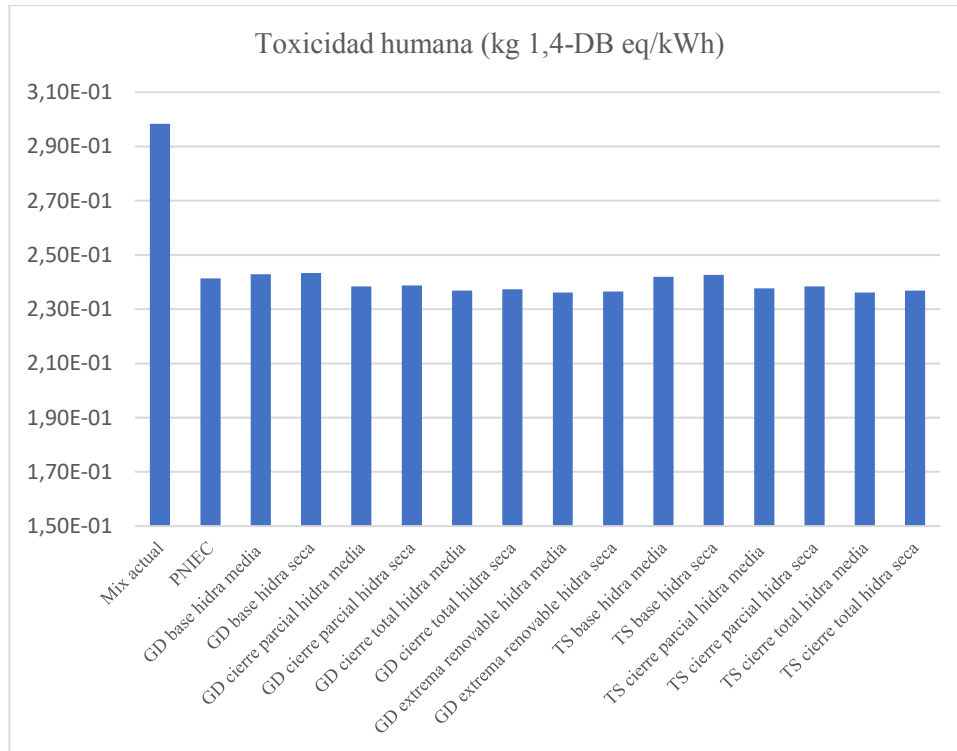


Figura 32. Toxicidad humana (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.7. Ecotoxicidad en agua dulce.

La Figura 33 muestra la cuantificación de la ecotoxicidad en agua dulce por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Esta categoría de impacto nos informa sobre la emisión de sustancias tóxicas en ecosistemas de agua dulce que son nocivas para sus especies. Como se puede apreciar en la figura, la tecnología que impacta más notablemente en esta categoría es la cogeneración (0,4843 kg 1,4-DB equivalente).

En esta categoría de impacto, las tecnologías renovables impactan de manera más significativa que las centrales de combustibles fósiles (a excepción de las centrales de carbón, 0,24 kg-1,4 dicloro benceno equivalente). Dentro de las tecnologías renovables, las turbinas eólicas de más de 3MW y las instalaciones solares descentralizadas son las más perjudiciales. La instalación de grandes parques solares centralizados o de turbinas eólicas de menor tamaño reduce de manera significativa el impacto en los ecosistemas de agua dulce.

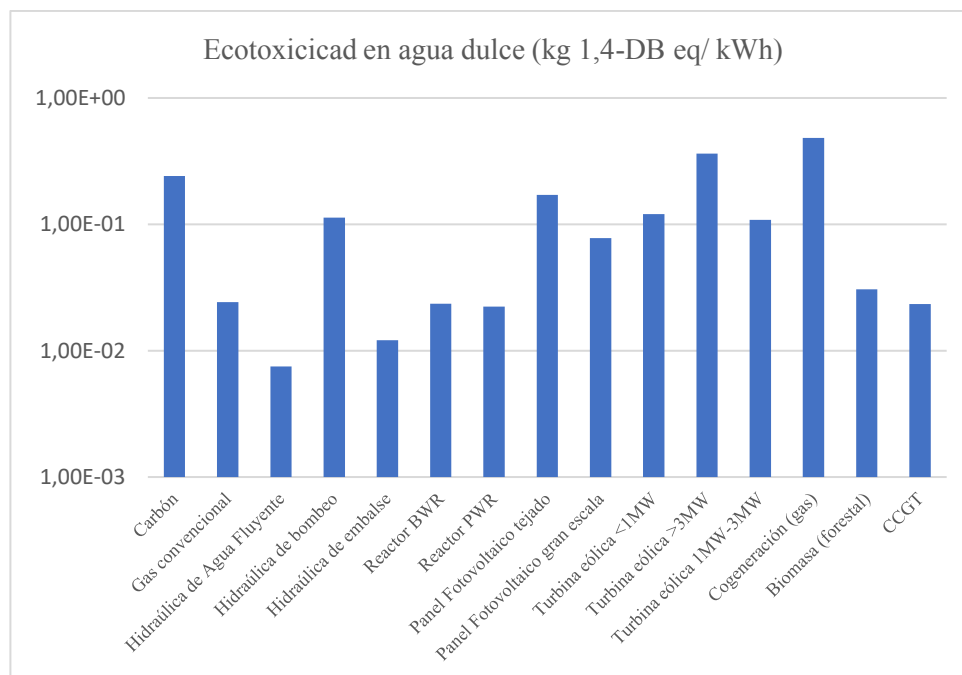


Figura 33. Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 34 muestra la cuantificación de la ecotoxicidad de agua dulce por la producción de 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Como se puede apreciar en la figura, todos los escenarios presentan

una mejoría con respecto al mix actual debido a la desaparición del carbón (14,57% del mix actual).

Con respecto a los escenarios de 2030, en primer lugar, el escenario que presenta mejores resultados es el PNIEC ya que la cuota de cogeneración es del 5,74%, del mix de generación mientras que, en los otros escenarios, el valor de la cuota ronda entre el 10% y 12%.

En segundo lugar, los escenarios de la Línea de Transición Sostenible muestran resultados más positivos que los de la línea de Generación Distribuida por dos razones principalmente: en primer lugar, la reducción de la cuota de solar fotovoltaica (22%-23,5% en los escenarios de TS frente 26%-36% en los escenarios de GD); y en segundo lugar, por el hecho de que la mayoría de instalaciones fotovoltaicas de los escenarios de la línea de Transición Sostenible son parques centralizados de gran escala (80% en escenarios TS frente a 50% en escenarios GD).

En tercer lugar, el cierre de las centrales nucleares tiene efectos negativos sobre los resultados ya que las centrales de cogeneración toman mayor importancia en el mix de generación. Por último, analizando la sensibilidad de cada escenario, la hidraulicidad seca tiene un efecto ligeramente positivo en los resultados (a excepción del escenario GD extrema renovable). Esto se debe principalmente a una ligera reducción de la producción de energía eólica en los escenarios con hidraulicidad seca.

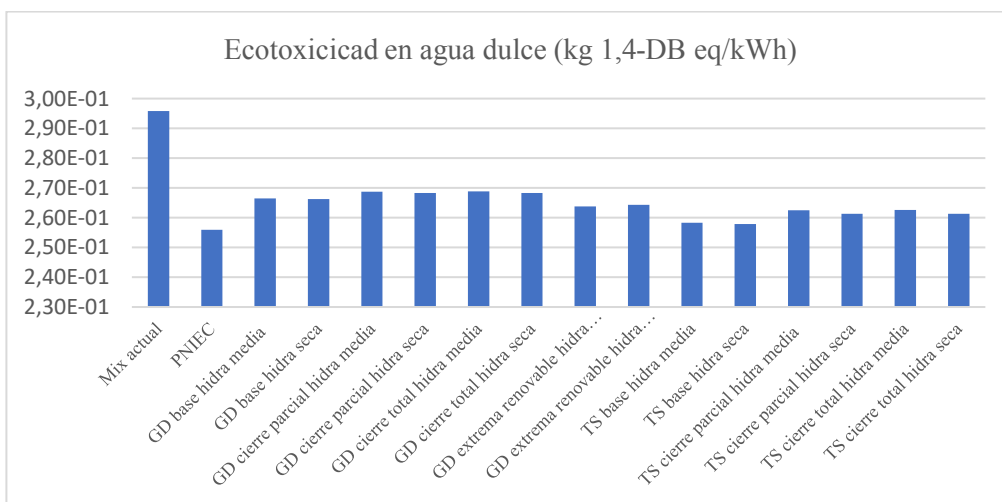


Figura 34. Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.8. Ecotoxicidad en agua marina.

La Figura 35 muestra la cuantificación de la ecotoxicidad en agua marina por la producción de 1kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Esta categoría nos proporciona información sobre la emisión de sustancias tóxicas en los ecosistemas de agua marinas que son perjudiciales para sus especies.

Como se puede apreciar en la Figura 35, el carbón es la tecnología que mayor impacto presenta (2288,93 kg 1,4-DB equivalente/kWh, del orden de 10 veces mayor que el resto de las tecnologías). Al igual que ocurría con la toxicidad humana, el resto de las tecnologías presentan una cuantificación de la ecotoxicidad en agua marina bastante similar, teniendo la solar fotovoltaica y la cogeneración un impacto ligeramente superior.

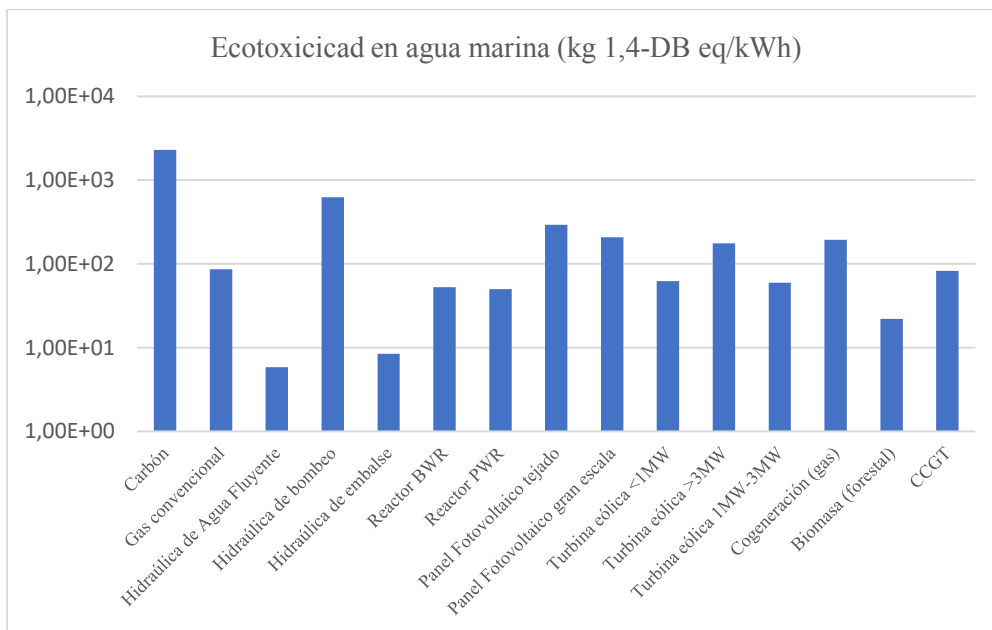


Figura 35. Ecotoxicidad en agua marina (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 36 muestra la cuantificación de la ecotoxicidad en agua marina por la producción de 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Como se puede apreciar en la figura, la alta participación del carbón en el mix actual (tecnología más nociva en este impacto, 14,57%), hace que sea el escenario con peor resultado en esta categoría.

Con respecto a los escenarios de 2030, al igual que ocurría con la toxicidad humana, todos los escenarios presentan resultados similares, ya que la variación de impactos entre tecnologías es reducida.

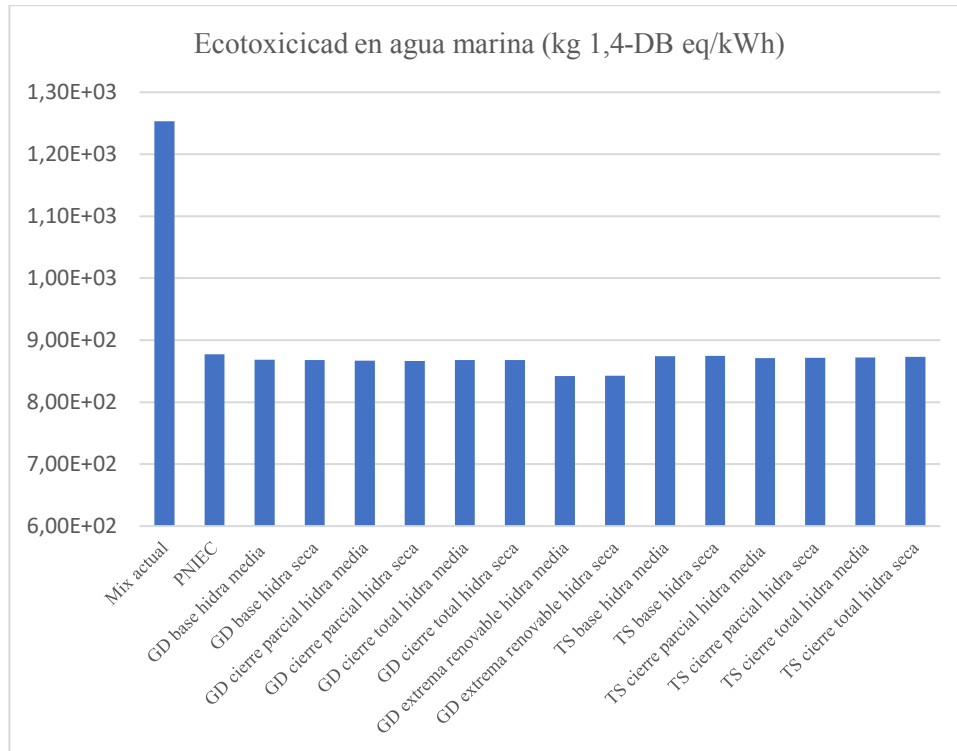


Figura 36. Ecotoxicidad en agua marina (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.9. Ecotoxicidad terrestre.

La Figura 37 muestra la cuantificación de la ecotoxicidad terrestre por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Esta categoría nos proporciona información sobre la emisión de sustancias tóxicas en los ecosistemas terrestres y sus especies.

Como se puede apreciar en la figura, la cogeneración es la tecnología claramente predominante en esta categoría de impacto (0,03 kg 1,4-DB equivalente/kWh). El resto de las tecnologías presenta resultados similares, siendo el impacto de las centrales de carbón ligeramente superior.

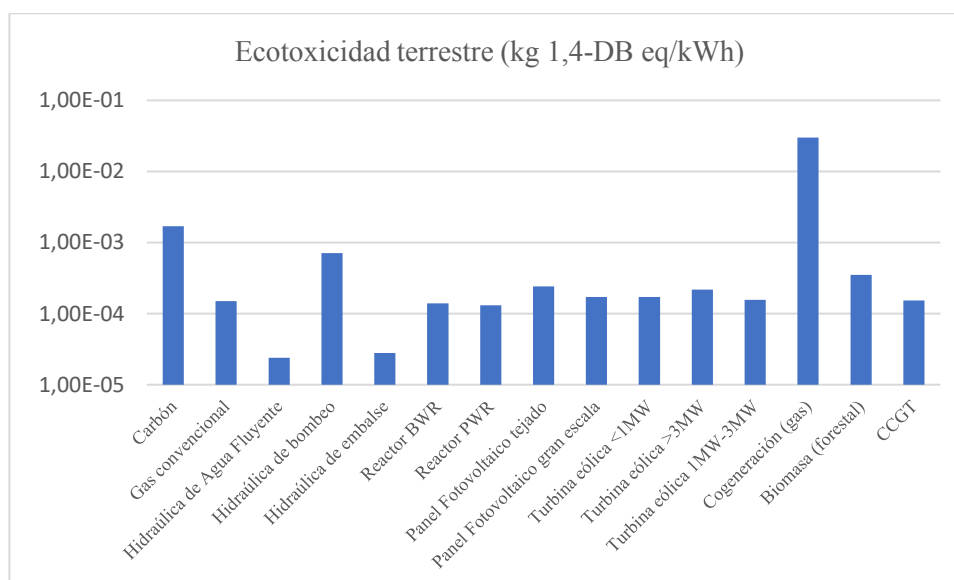


Figura 37. Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 38 muestra la cuantificación de la ecotoxicidad terrestre por la producción de 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Los resultados están asociados a la cuota de cogeneración que presenta cada escenario. El PNIEC presenta los mejores resultados en esta categoría ya que tiene la menor cuota de cogeneración (5,74% frente a 10%-12% en los escenarios de GD y TS). El mix actual es el que impacta más notablemente en esta categoría ya que su cuota

de cogeneración es la más alta (12,1 %), además de presentar una cuota de carbón del 14,57% (tecnología con un impacto ligeramente superior)

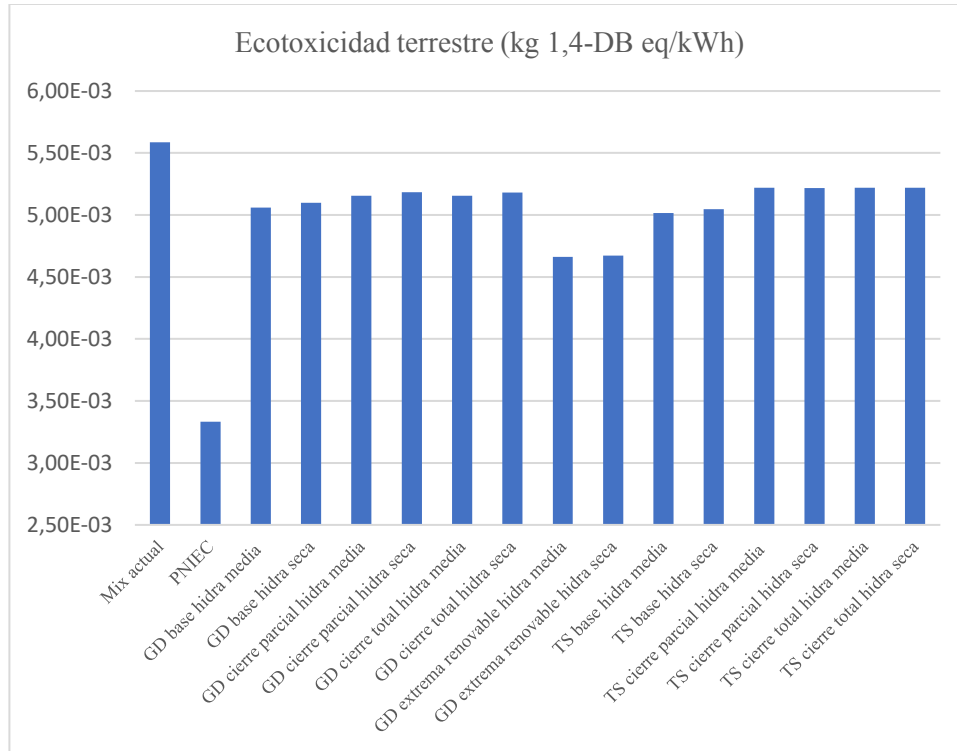


Figura 38. Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4 dicloro benceno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.10. Oxidación fotoquímica.

La Figura 39 muestra la cuantificación de la oxidación fotoquímica por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Como se adelantó en la subsección 4.6.6, esta categoría nos proporciona información sobre el ozono que se forma a nivel de la superficie terrestre por la reacción de óxidos de nitrógeno con compuestos orgánicos volátiles en presencia de luz y agua. Los gases más determinantes de esta categoría son: monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂), monóxido de nitrógeno (NO), amonio y compuestos orgánicos volátiles.

Como se puede apreciar en la Figura 39, por un lado, las tecnologías que utilizan combustibles fósiles son las más perjudiciales en esta categoría de impacto. No obstante, existen diferencias significativas entre el impacto creado por una central de carbón y el de una de gas o ciclo combinado. Las centrales de carbón contribuyen a la creación de ozono fotoquímico alrededor de cinco veces más que las centrales de gas y ciclos combinados. Por otro lado, el impacto de las centrales nucleares es prácticamente inexistente.

Con respecto a las energías renovables, el impacto es bastante menor que las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, siendo la biomasa la tecnología más perjudicial. Posteriormente, se encuentran los paneles fotovoltaicos que tienen un impacto ligeramente superior a las turbinas eólicas.

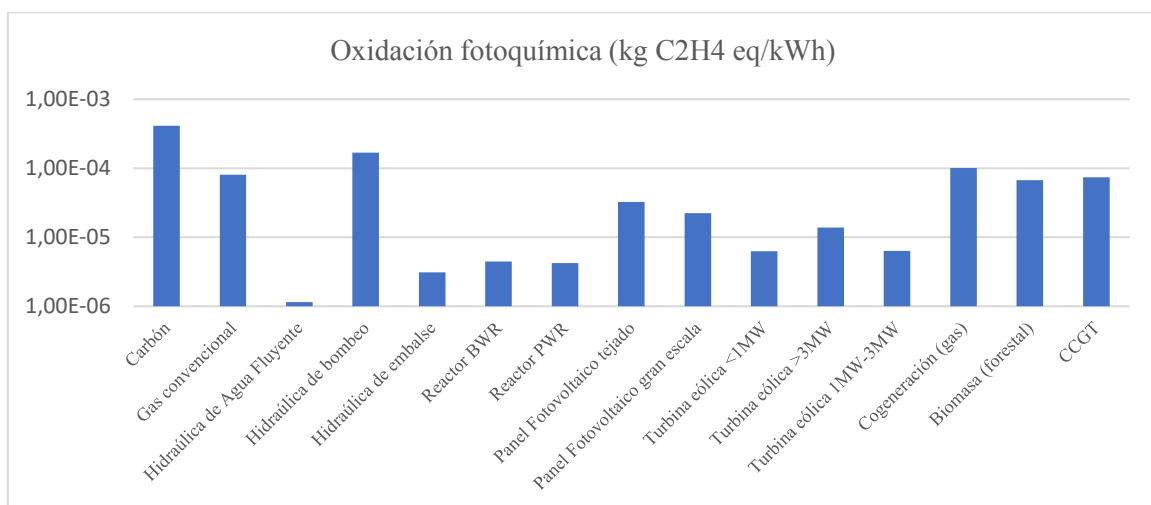


Figura 39. Oxidación fotoquímica (kg de etileno equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 40 muestra la cuantificación de oxidación fotoquímica por la producción de 1kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Como se puede apreciar en la figura, todos escenarios de 2030 presentan una mejoría con respecto al mix actual debido a la desaparición del carbón del mix de generación (14,57%).

Dentro de los mixes de 2030, los escenarios que menos impactan en la creación de ozono fotoquímico son los escenarios GD de extrema renovable por su escasa dependencia de combustibles fósiles (5%-6%), gracias al mantenimiento de los siete reactores nucleares (13,8%). A continuación, se posiciona el PNIEC que presenta mejores resultados que el resto de los escenarios por su alta penetración de tecnología eólica (36% en PNIEC frente 18%-20% en resto de escenarios) que permite reducir la dependencia de otras tecnologías más nocivas para la creación de ozono fotoquímico como la cogeneración o la biomasa (ver Figura 39). Por último, el resto de los escenarios de la línea de GD presenta resultados ligeramente inferiores a los de la línea de TS. La mayor dependencia de los combustibles fósiles en los mixes de generación de la línea TS se compensa en cierta medida con el alto nivel de instalaciones solares descentralizadas en los escenarios de la línea GD (más perjudiciales que las centralizadas, ver Figura 39).

Finalmente, el cierre de las centrales nucleares y el hecho que sea un año seco tiene un efecto negativo en los resultados ya que aumenta la cuota de generación de los ciclos combinados.

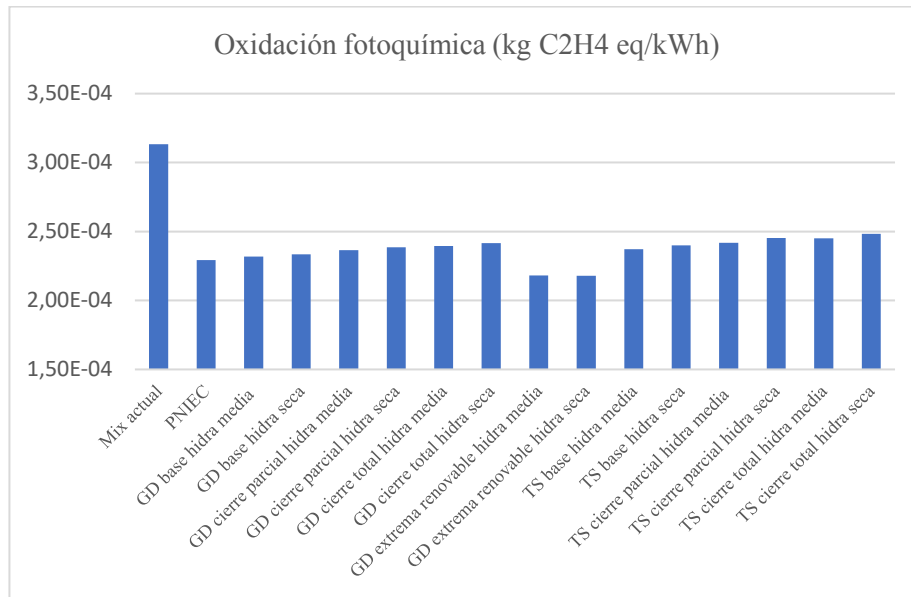


Figura 40. Oxidación fotoquímica (kg etileno equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.11. Acidificación.

La Figura 41 muestra la cuantificación de acidificación por la producción de cada tecnología (escala logarítmica). Como se adelantó en la subsección 4.6.7, esta categoría de impacto nos proporciona información sobre la emisión de gases ácidos que al reaccionar con el agua atmosférica podría dar lugar a precipitaciones en forma de lluvia ácida. Los gases que afectan en mayor medida esta categoría de impacto son: amonio (NH_3), los óxidos de nitrógeno y los óxidos de azufre.

Como se puede apreciar en la Figura 41, el impacto es superior en las tecnologías que utilizan combustibles fósiles. Dentro de ellas, el carbón es claramente la tecnología más perjudicial ($0,01155 \text{ kg SO}_2 \text{ Kg SO}_2 \text{ equivalente/kWh}$), alrededor de seis veces más nociva que otras tecnologías como la cogeneración, gas o ciclos combinados.

Con respecto a las energías renovables, la biomasa es el principal agente de contaminación acida, seguido de los paneles fotovoltaica y de las turbinas eólicas. Por último, el impacto de las centrales nucleares es prácticamente inexistente (del orden 100-1000 veces menor que el carbón y los ciclos combinados respectivamente).

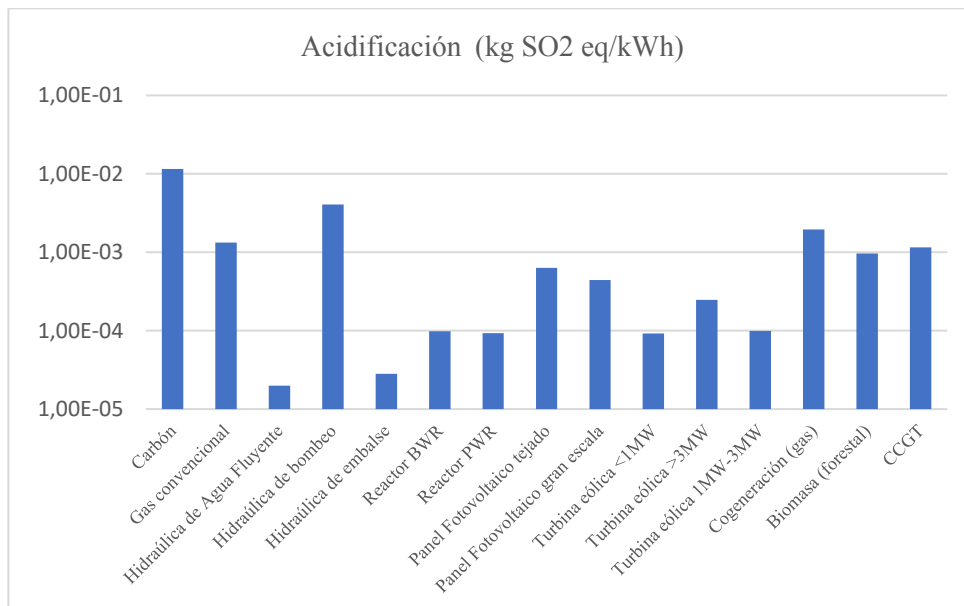


Figura 41. Acidificación (kg de dióxido de azufre equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica).

La Figura 42 muestra la cuantificación de acidificación por la producción de un 1 kWh en baja tensión de las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.

Al igual que ocurría en otras categorías de impacto, la desaparición del carbón en los escenarios de 2030, hacen que los resultados mejoren de manera significativa.

Con respecto a los escenarios de 2030, los mixes de extrema renovable son los que menos impactan en la emisión de gases ácidos al depender en gran medida de producción renovable y nuclear. El PNIEC se posiciona en segundo lugar gracias a su alta producción de energía eólica (36% en PNIEC frente 18%-20% en resto de escenarios), que le permite depender en menor medida de tecnologías más dañinas como cogeneración o la biomasa. Por último, los escenarios de la línea de TS son ligeramente más perjudiciales que el resto de la línea de GD, ya que la producción del mix depende en mayor medida de ciclos combinados. No obstante, la diferencia no es tan significativa porque el despliegue de instalaciones solares descentralizadas es bastante superior en los escenarios de GD (ver Figura 41).

Por último, el cierre de las centrales nucleares y la hidráulica seca impactan negativamente en los resultados ya que la producción de estas tecnologías es sustituida por ciclos combinados.

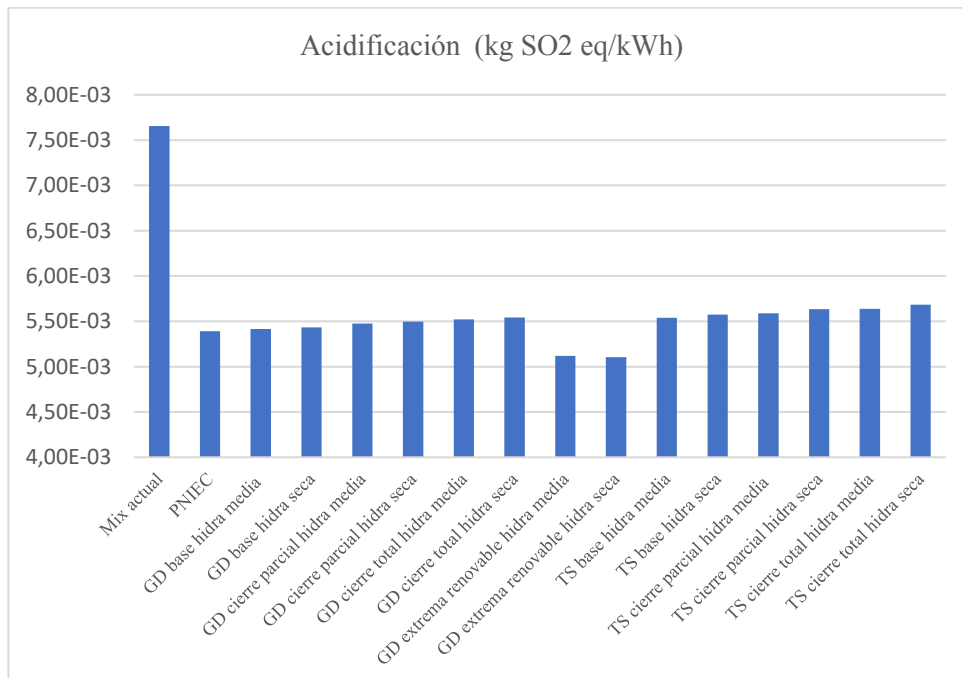


Figura 42. Acidificación (kg dióxido de azufre equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

6.12. Eutrofización.

La Figura 43 muestra la cuantificación de eutrofización por la producción de 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica). Como ya se adelantó en la subsección, esta categoría nos informa de la emisión de gases contribuyentes en la formación de nutrientes químicos que producen un desarrollo anormal de los ecosistemas. Algunos de los gases más determinantes son amoníaco, nitratos, óxidos de nitrógeno o fósforo.

Como se puede apreciar en la Figura 43, la tecnología determinante en esta categoría de impacto es la cogeneración (0,32 kg PO₄—eq/kWh). El efecto del resto de tecnologías sobre la eutrofización es prácticamente inexistente en comparación (del orden de 100-1000 veces menor).

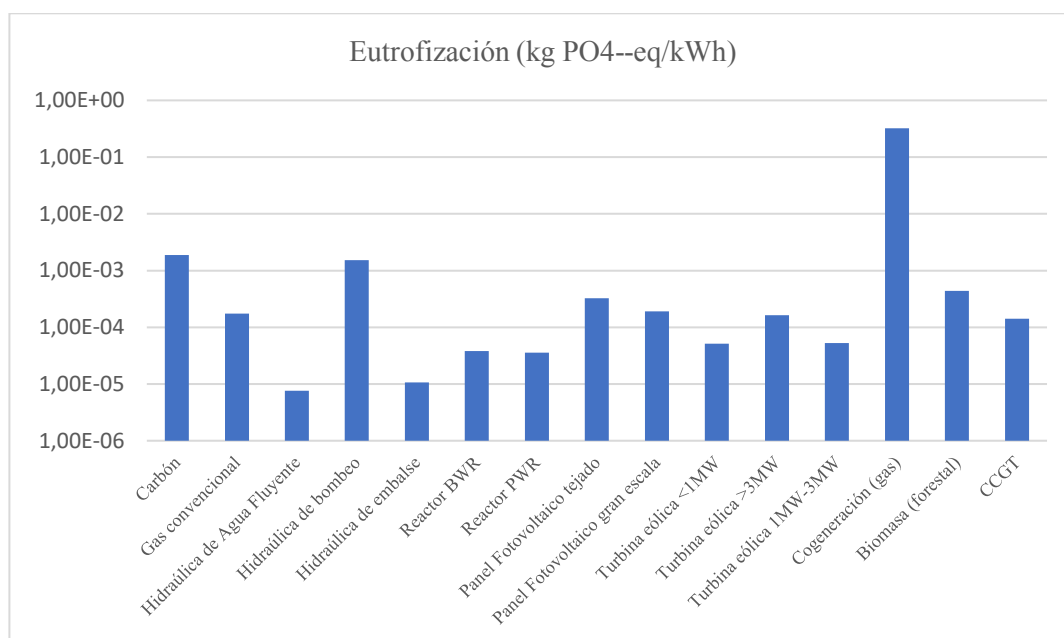


Figura 43. Eutrofización (kg de PO₄ equivalente) por la producción de un 1 kWh de cada tecnología (escala logarítmica)

La Figura 44 muestra la cuantificación de eutrofización por la producción de 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. Al igual que ocurría con la ecotoxicidad terrestre, los resultados dependerán de la cuota de cogeneración de cada mix de generación. El PNIEC es el escenario más conveniente en esta categoría ya que su cuota de cogeneración es la menor (5,74%). En el resto de los escenarios, la proporción de cogeneración dentro del mix de generación ronda entre el 10,44% (GD extrema renovable) y el 12,1%. (mix actual).

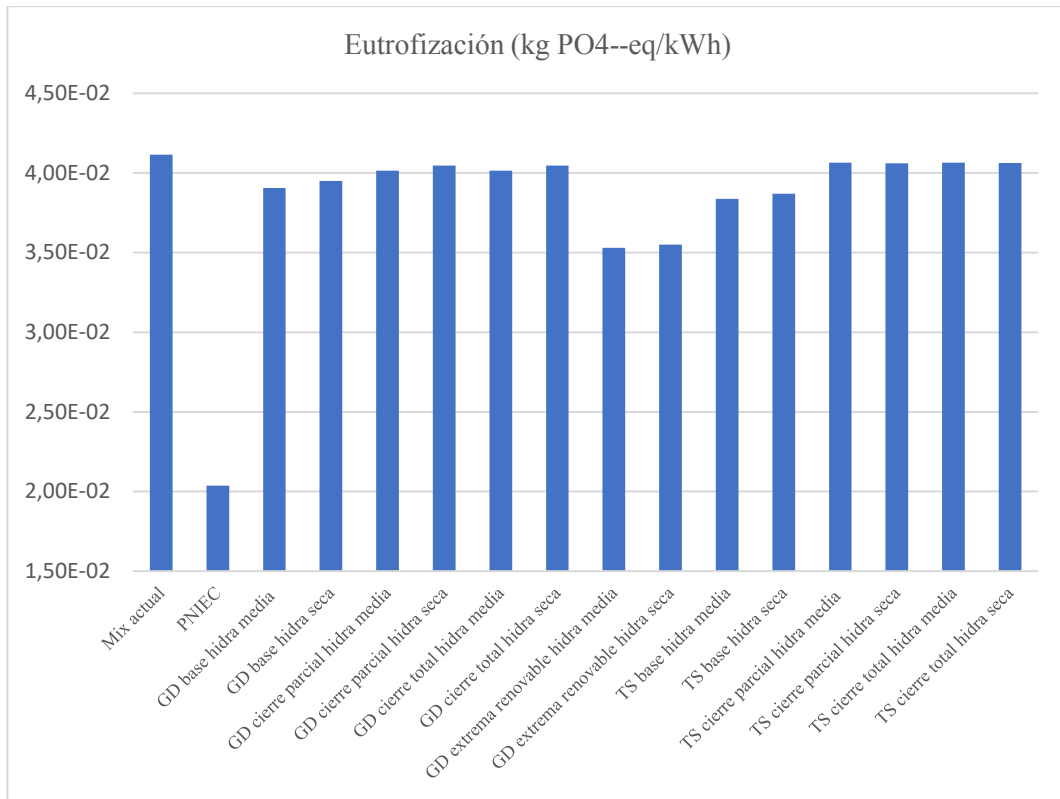


Figura 44. Eutrofización (kg de PO₄- equivalente) por la producción de un 1 kWh en baja tensión por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación.

6.13. LCOE: Levelised Cost of Electricity.

La Figura 45 cuantifica el coste nivelado de electricidad por cada tecnología en los distintos escenarios. En primer lugar, con respecto a las centrales de combustible fósil (Carbón, Gas, CCGTs, y Cogeneración), los costes nivelados de electricidad son bastante más elevados en los escenarios de 2030 en comparación con los costes actuales, principalmente por el aumento de costes por tonelada de CO₂. En el año 2019, el coste por tonelada alcanzó un valor medio de 25€ por tonelada de CO₂.¹³ Mientras que en la línea GD y TS alcanza valores de 50€/tCO₂ y 33,3€/tCO₂ respectivamente.

En segundo lugar, el coste nivelado de electricidad de la energía nuclear se reduce en los escenarios de 2030 (0,0801€/kWh) en comparación con el coste en el mix actual (0,1021€/kWh). En esta tecnología, el coste nivelado de electricidad depende fundamentalmente de los costes de inversión. Durante las últimas décadas, este ha aumentado considerablemente, alcanzando actualmente un valor alrededor de 6675€/kW. No obstante, según las estimaciones de los informes consultados, en los próximos años se espera una ligera caída reduciéndose el valor a 4500€/kW.

En tercer lugar, la energía eólica y la solar fotovoltaica han sido las tecnologías que más han reducido sus costes en los últimos años. El coste del panel fotovoltaico se ha reducido alrededor de un 68% desde 2010, mientras que las turbinas eólicas cuestan entre un 39% y un 58% menos que en 2007. Todo indica que esta tendencia de reducción de costes va a continuar en la próxima década.

En actualidad, el LCOE resultante de los paneles fotovoltaicos de gran escala (alrededor de 0,047€/kWh) demuestra que la tecnología es lo suficientemente rentable y que ya no necesitaría incentivos para poder competir con el resto de las tecnologías. No obstante, sí se requiere un mayor esfuerzo con respecto a los paneles de tejado cuyo coste nivelado de electricidad se encuentra alrededor de 0,1267 €/kWh, valor más alto que el de las tecnologías convencionales. En el año 2030, a falta de datos por categorías, se ha estimado un coste nivelado de electricidad único para las instalaciones fotovoltaicas. La reducción de coste hasta 0,0322€/kWh convierten a la solar fotovoltaica en la tecnología

¹³ En el año 2019, este aumento en la tasa de emisiones unido a la reducción de costes de gas natural provocó que la producción procedente de las centrales de carbón cayera 9 puntos porcentuales en el mix de generación con respecto al año anterior.

más competitiva en los escenarios de 2030. Nuestras estimaciones para 2030 parten de datos del Informe de la Comisión de Expertos, escrito en el año 2018. Sin embargo, analizando los valores actuales de las instalaciones de gran escala y la reducción de costes en los últimos años, todo hace indicar que la reducción de costes podría ser aún más pronunciada.

Con respecto a la tecnología eólica, el LCOE de las turbinas eólicas en la actualidad ronda 0,0715€/kWh, valor muy por debajo de otras tecnologías como el carbón, nuclear o el gas (peaker). Para el año 2030, las estimaciones de este Trabajo de Fin de Máster concluyen en que el precio se reducirá alrededor de un 4%. Como ocurría con la tecnología solar fotovoltaica, la reducción de precios podría ser aún más pronunciada dependiendo del nivel de despliegue de turbinas eólicas que finalmente se implemente. Sin embargo, sí se espera que el potencial de reducción de costes de los paneles fotovoltaicos sea siempre mayor en todos los escenarios.

Finalmente, el coste nivelado de la electricidad de la biomasa mejora significativamente para el año 2030 (0,0901€/kWh) en comparación con el año actual (0,1505€/kWh). Se debe principalmente a dos motivos: el primero, una reducción en los costes de inversión de las turbinas de biomasa a causa de un mayor desarrollo (4060€/kW en la actualidad frente 2517€/kW en 2030); y, en segundo lugar, un aumento en el número de horas de producción. En la actualidad, el factor de capacidad de las turbinas de biomasa ronda el 75%, mientras en el año 2030 se espera una subida hasta el 85%. A falta de datos, se ha asumido que el combustible de la biomasa (pellets, astillas de madera y huesos de aceituna) permanecerá constante en los próximos años, puesto que la variabilidad de los datos históricos ha sido reducida.

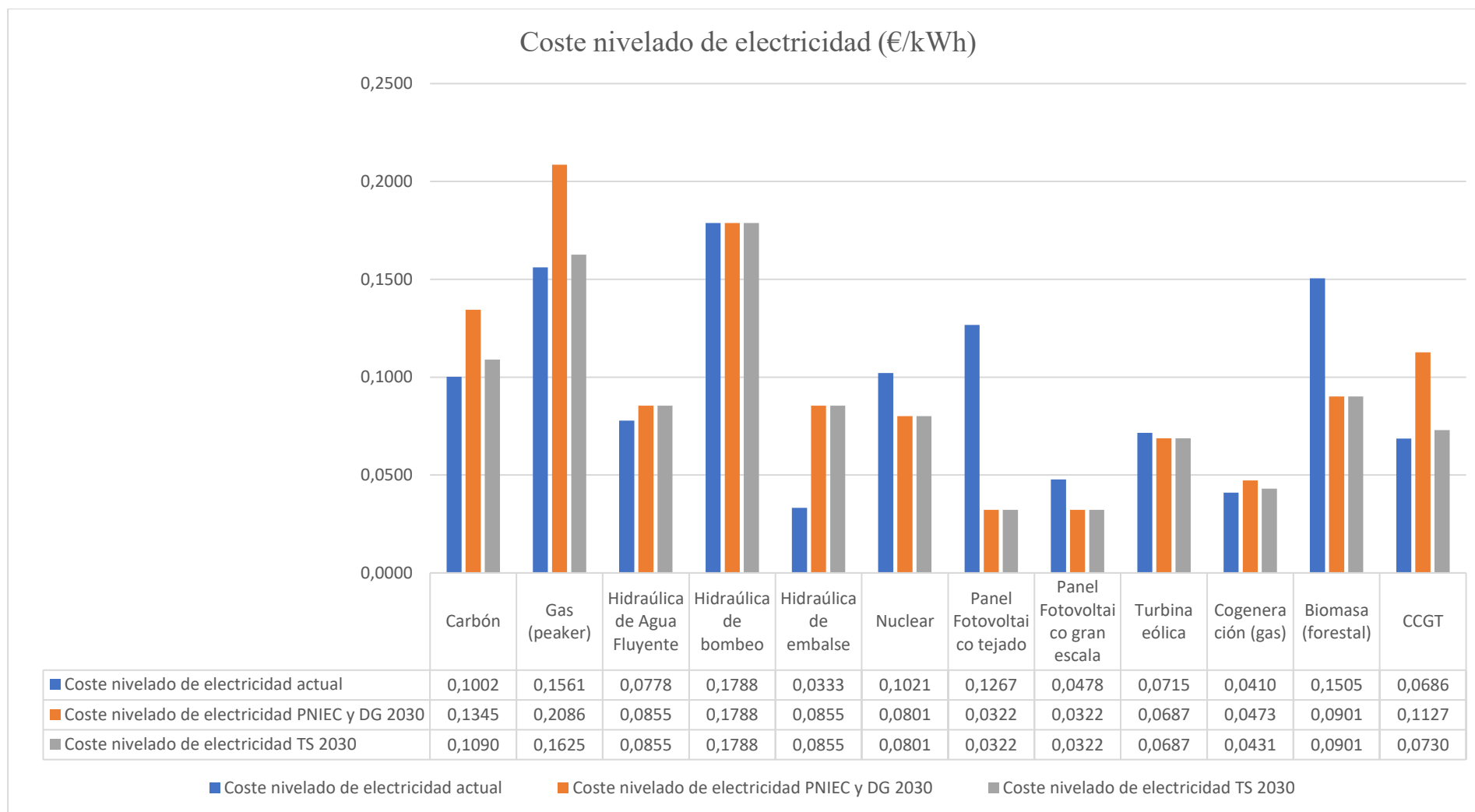


Figura 45. Coste nivelado de electricidad (€/kWh) por la producción de 1 kWh de las tecnologías en los diferentes escenarios.

La Figura 46 muestra la cuantificación del coste nivelado de electricidad por la producción de 1 kWh por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación. En primer lugar, como se puede apreciar en el gráfico, todos los escenarios de 2030 (valor medio igual 0,067€/kWh) mejoran los resultados del mix actual (0,079€/kWh). En particular, los escenarios de extrema renovable de la línea GD son los escenarios con mejor resultado promedio porque el coste de las emisiones de CO₂ les afecta en menor medida, al depender mayoritariamente de generación renovable y de generación nuclear.

En segundo lugar, los costes nivelados de electricidad de los escenarios procedentes de PNIEC y de la línea GD son relativamente superiores a los de los escenarios de la línea TS, principalmente por la diferencia de costes de emisiones de CO₂ (50 €/tCO₂ frente a 33,3 €/tCO₂) y por el coste del gas natural (8,37 €/mmBTU frente a 4,76 €/mmBTU). En la línea GD, el cierre de las centrales nucleares y la hidráulidad seca tienen un impacto negativo en los resultados, ya que los ciclos combinados tienen un coste nivelado muy elevado por el coste de las emisiones de CO₂ (50 €/tCO₂).

Finalmente, en los escenarios de línea TS, ocurre el fenómeno contrario. Al ser el coste de emisiones igual a 33,3€/tCO₂ y el coste del gas natural igual a 4,76 €/mmBTU, los ciclos combinados son más competitivos (LCOE) que las centrales nucleares e hidráulicas. Por esta razón, el cierre de las centrales nucleares y la hidráulidad seca tiene un impacto positivo en los resultados.

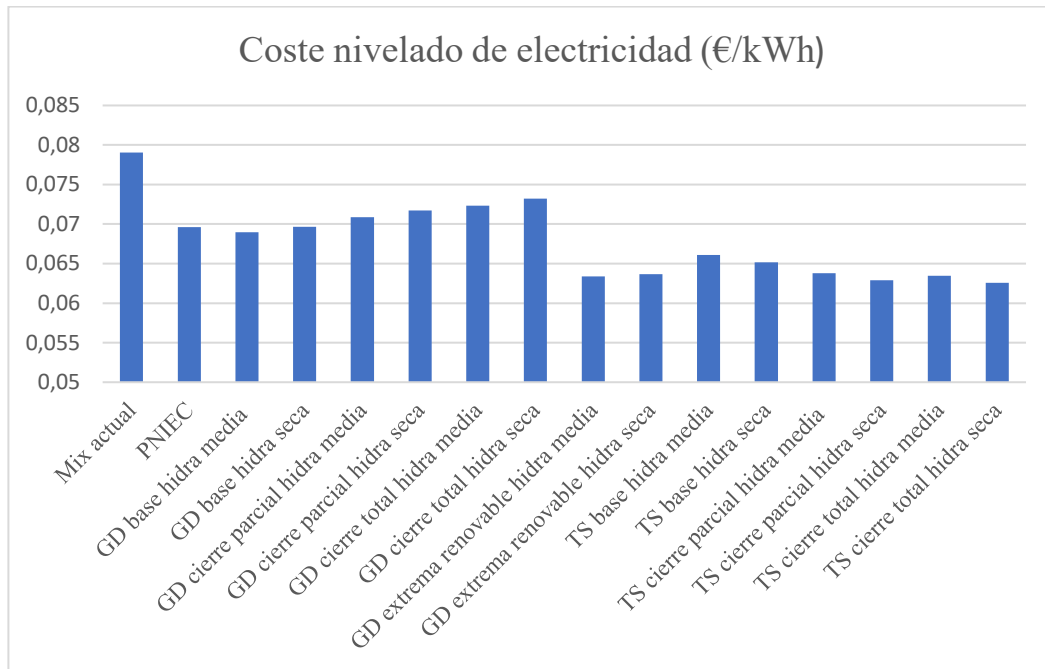


Figura 46. Coste nivelado de electricidad (euros) por la producción de un 1 kWh por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación

7. 4º fase del ACV: Interpretación de resultados.

Tras haber analizado la cuantificación de todas las categorías de impacto de todos los escenarios, este capítulo incluye la elección del escenario de 2030 en términos relativos y absolutos a través de un análisis multicriterio. Las simulaciones del modelo se han realizado en tanto por uno, es decir, se han calculado los impactos por la producción de 1 kWh, a partir de diferentes tecnologías. Para obtener una cuantificación de impactos en valores absolutos, se multiplicarán estos impactos por la generación total de cada escenario. Posteriormente, se explicarán las principales conclusiones, limitaciones y recomendaciones que se han extraído de este Trabajo de Fin de Máster.

7.1. Análisis multicriterio: Elección del escenario de 2030 con mejor resultado global.

En esta sección, se hará un análisis multicriterio de los diferentes escenarios considerando los valores normalizados de cada categoría de impacto. En primer lugar, se calcularán los pesos de ponderación de cada categoría a través del método “*Analytic Hierarchy Process*” (AHP) [62] [63], metodología ampliamente conocida que permite priorizar criterios de forma cuantitativa y cualitativa en los procesos de toma de decisiones. Posteriormente, se calcularán los valores normalizados y se elegirá el escenario con mejor resultado global en términos relativos y absolutos.

7.1.1. Cálculo de los pesos de cada categoría. Metodología AHP.

Para elegir el escenario de 2030 con mejor resultado global, resulta necesario ponderar el peso de cada categoría de impacto. Como se ha comentado en la introducción de la sección, se utilizará el método AHP para jerarquizar las categorías de impacto. Se han establecido los siguientes niveles de importancia:

- 1º Nivel: calentamiento global.
- 2º Nivel: LCOE.
- 3º Nivel: destrucción de la capa de ozono, eutrofización, toxicidad humana, agotamiento abiótico (mineral y combustible fósil) y acidificación.
- 4º Nivel: ecotoxicidad (agua dulce, agua marina, terrestre), y oxidación fotoquímica.

El calentamiento global y el LCOE se han posicionado en los niveles de mayor importancia (primer y segundo nivel), puesto que la descarbonización del sector y la reducción de costes de las tecnologías son los principales objetivos de las próximas décadas. Las categorías del tercer y cuarto nivel se han dispuesto a juicio personal del alumno.

La Tabla 12 muestra la matriz de comparación de criterios. Consiste en una matriz cuadrada de dimensiones igual al número de categorías de impactos (12x12). Cada categoría de impacto (fila) se compara con cada categoría de impacto (columna). Para cuantificar la comparación entre las categorías de los diferentes niveles, se ha tomado la siguiente suposición: cada categoría de impacto será igual de importante que aquellas que se sitúen en su nivel; dos veces más que aquellas que se sitúen un nivel por debajo; tres veces más que aquellas que se sitúen dos niveles por debajo; y cuatro veces más que aquellas que se sitúen tres niveles por debajo. Por ejemplo, en la Tabla 12, entrando por la fila tres, se puede apreciar que el calentamiento global (primer nivel) es cuatro veces más importante que las categorías del cuarto nivel, tres veces más que las del tercer nivel, dos veces más que las del segundo nivel e igual de importante que las de su nivel (en este caso, solo se encuentra ella misma en el primer nivel). Como se puede apreciar en la Tabla 12, la diagonal principal de la matriz está compuesta por términos igual a uno, ya que estos cuantifican la comparación de cada categoría de impacto con ella misma. Por último, dada la naturaleza de la matriz, los términos que están por encima de la diagonal principal son los inversos de sus simétricos, situados por debajo de la diagonal principal.

La Tabla 13 muestra la matriz de comparación normalizada por columnas. El peso se obtiene a partir del promedio de los elementos por filas.

Tabla 12. Matriz de comparación de las diferentes categorías de impacto

	AA	AACF	CG	DCO	TH	EAD	EAM	ET	OF	A	E	LCOE
AA	1,00	1,00	0,33	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
AACF	1,00	1,00	0,33	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
CG	3,00	3,00	1,00	3,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	2,00
DCO	1,00	1,00	0,33	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
TH	1,00	1,00	0,33	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
EAD	0,50	0,50	0,25	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50	0,50	0,33
EAM	0,50	0,50	0,25	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50	0,50	0,33
ET	0,50	0,50	0,25	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50	0,50	0,33
OF	0,50	0,50	0,25	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50	0,50	0,33
A	1,00	1,00	0,33	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
E	1,00	1,00	0,33	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
LCOE	2,00	2,00	0,50	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00	2,00	1,00

Tabla 13. Matriz de comparación normalizada de las diferentes categorías de impacto.

	AA	AACF	CG	DCO	TH	EAD	EAM	ET	OF	A	E	LCOE	Pesos
AA	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08
AACF	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08
CG	0,23	0,23	0,22	0,23	0,23	0,17	0,17	0,17	0,17	0,23	0,23	0,27	0,21
DCO	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08
TH	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08
EAD	0,04	0,04	0,06	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04
EAM	0,04	0,04	0,06	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04
ET	0,04	0,04	0,06	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04
OF	0,04	0,04	0,06	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04
A	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08
E	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08
LCOE	0,15	0,15	0,11	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,14	0,14

7.1.2. Cálculo de valores normalizados.

De acuerdo con los objetivos definidos en la fase 1, se considerarán los valores normalizados de cada categoría de impacto para cuantificar los impactos producidos por cada escenario. Además de los pesos, la influencia de cada categoría sobre el resultado global dependerá de la variación entre escenarios. En aquellas categorías de impacto donde la variación entre escenarios sea más alta, los efectos sobre el resultado global serán mayores; mientras que en aquellas categorías donde los escenarios presenten impactos similares, estas influirán en menor medida en el resultado global. Para cumplir este objetivo, se ha aplicado la siguiente metodología:

- En primer lugar, se ha establecido la siguiente función objetivo:

$$f_{\text{escenario}}(\%) = \sum_{n=1}^{n=\text{n}^{\circ} \text{ de categorías}} \text{Peso}_n * \text{Valor normalizado}_{\text{nescenario}}(\%)$$

- En cada categoría de impacto, el valor normalizado de cada escenario se calculará como la variación de cada escenario con respecto al escenario con peor resultado (impacto más alto) de esa categoría. De esta manera, en cada categoría de impacto, se toma como referencia el escenario con peor resultado (mayor impacto) que tendría una puntuación del 0%. La puntuación del resto de escenarios dependerá de la distancia porcentual que tengan con respecto al peor. Se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} & \text{Valor normalizado}_{\text{nescenario}}(\%) \\ & = 100 * \left(1 - \frac{\text{Impacto de escenario}_n}{\text{Impacto del escenario con peor resultado}_n} \right) \end{aligned}$$

7.1.3. Valores relativos (impacto/kWh).

En la Tabla 14, se muestran las puntuaciones de cada escenario por categoría, así como el resultado de la función objetivo de cada escenario, considerando valores relativos (impactos/kWh). Como se puede observar, el PNIEC es el escenario que mejor resultado global presenta (12,91%), seguido de los dos escenarios de extrema renovable provenientes de la línea GD (11,87% y 11,4% respectivamente). Los buenos resultados obtenidos por del PNIEC en las categorías ecotoxicidad terrestre (36,15%) y eutrofización (49,91%) marcan claramente la diferencia en la función objetivo. Como se analizó en las subsecciones 6.9 y 6.12, estas categorías de impacto dependen en gran medida del nivel de cogeneración. El PNIEC presenta diferencias significativas en cuota de cogeneración con respecto a los escenarios de extrema renovable (5,74%, vs 10,44% y 10,51% respectivamente) y esto provoca que las variaciones de los resultados en estas categorías sean altas. En las otras categorías, el PNIEC no obtiene los mejores resultados, aunque sí se sitúa entre los escenarios más ventajosos, a excepción de las categorías toxicidad humana y ecotoxicidad en agua marina. En estos dos impactos, el PNIEC muestra resultados bastante bajos, 0,82% y 0% respectivamente. No obstante, la variación de resultados entre escenarios en estas categorías de impactos es reducida. Por lo tanto, su contribución en el resultado global es limitada.

Con respecto a los resultados de las categorías de mayor peso, por un lado, en la categoría de calentamiento global, los escenarios de GD extrema renovable muestran los mejores resultados (17,42%-17,49%), diferenciándose en gran medida del resto debido a la alta penetración de energía renovables y al mantenimiento de las centrales nucleares. Por otro lado, en la categoría de LCOE, los mejores escenarios son los de TS cierre total (13,33%-14,52%) o los de GD extrema renovable (13,41%-13,05%) dependiendo de la hidraulicidad del año.

Los escenarios de extrema renovable presentan los mejores resultados en 7 de 12 categorías de impactos: agotamiento abiótico de combustible fósil, calentamiento global, destrucción de la capa de ozono, toxicidad humana, ecotoxicidad en agua marina, oxidación fotoquímica y acidificación. Además, son más ventajosos que el PNIEC en las dos principales categorías de impacto (mayor peso): calentamiento global (17,42%-17,49% vs 11,86%) y LCOE (13,05%-13,41% vs 4,89%). No obstante, como se ha

mencionado anteriormente, las diferencias significativas de sus valores normalizados en categorías de menor peso, como eutrofización, ecotoxicidad terrestre o agotamiento abiótico hacen que se sitúen por detrás del PNIEC.

Finalmente, con respecto al resto de escenarios, los resultados de la línea GD son similares a los de la línea TS. En ambos, el cierre de las centrales nucleares y la hidraulicidad seca afectan de manera negativa a los resultados, siendo los efectos en la línea GD ligeramente superiores.

Tabla 14. Elección del escenario de 2030 con mejor resultado global (valores relativos)

Pesos		PNIEC	GD B HM	GD B HS	GD CP HM	GD CP HS	GD CT HM	GD CT HS	GD ER HM	GD ER HS	TS B HM	TS B HS	TS CP HM	TS CP HS	TS CT HM	TS CT HS
0,08	AA	15,36%	16,17%	14,85%	14,63%	13,53%	14,70%	13,61%	4,02%	0,00%	30,79%	30,57%	28,49%	28,67%	28,56%	28,73%
0,08	AACF	14,58%	14,18%	12,22%	9,54%	7,32%	6,80%	4,51%	21,11%	20,92%	10,78%	8,10%	6,08%	2,81%	3,27%	0,00%
0,21	CG	11,86%	11,06%	9,69%	7,64%	6,00%	5,52%	3,88%	17,49%	17,42%	8,09%	6,08%	4,64%	2,18%	2,46%	0,00%
0,08	DCO	10,35%	4,93%	3,23%	7,85%	5,96%	8,34%	6,45%	12,11%	11,81%	2,31%	0,00%	4,93%	2,19%	5,42%	2,74%
0,08	TH	0,82%	0,16%	0,00%	2,01%	1,85%	2,63%	2,47%	2,92%	2,79%	0,58%	0,29%	2,30%	2,01%	2,92%	2,63%
0,04	EAD	4,80%	0,86%	0,93%	0,04%	0,19%	0,00%	0,19%	1,86%	1,67%	3,91%	4,06%	2,34%	2,79%	2,31%	2,79%
0,04	EAM	0,00%	0,96%	1,05%	1,17%	1,22%	1,01%	1,06%	3,96%	3,95%	0,31%	0,27%	0,71%	0,62%	0,55%	0,44%
0,04	ET	36,15%	3,08%	2,34%	1,26%	0,71%	1,25%	0,73%	10,71%	10,48%	3,91%	3,31%	0,02%	0,04%	0,00%	0,02%
0,04	OF	7,69%	6,68%	6,00%	4,79%	3,95%	3,54%	2,70%	12,16%	12,24%	4,55%	3,42%	2,62%	1,29%	1,37%	0,00%
0,08	A	5,12%	4,68%	4,42%	3,68%	3,29%	2,83%	2,45%	9,94%	10,19%	2,52%	1,90%	1,65%	0,84%	0,81%	0,00%
0,08	E	49,91%	3,94%	2,83%	1,25%	0,44%	1,25%	0,47%	13,19%	12,67%	5,58%	4,80%	0,02%	0,10%	0,00%	0,07%
0,14	LCOE	4,89%	5,77%	4,88%	3,22%	2,03%	1,20%	0,00%	13,41%	13,05%	9,73%	11,01%	12,89%	14,07%	13,33%	14,52%
1,00	F.O.	12,91%	7,17%	6,18%	5,49%	4,40%	4,50%	3,40%	11,87%	11,40%	7,81%	6,94%	6,50%	5,56%	5,84%	4,89%

7.1.4. Valores absolutos.

En este caso, se elegirá el escenario con mejor resultado global teniendo en cuenta los impactos totales. La Tabla 15 muestra las puntuaciones de cada escenario, así como el resultado de la función de objetivo, considerando valores absolutos (impactos totales). Como se puede apreciar en la tabla, los resultados son bastante similares a los del caso anterior. El PNIEC sigue siendo el escenario con mejor resultado global (16,28%), en este caso, diferenciándose en mayor medida del resto de escenarios. La razón principal es se encuentra en el grupo de escenarios con menor generación bruta (320,73 TWh).

En esta ocasión, por un lado, el PNIEC sería el escenario más ventajoso en calentamiento global, ya que los escenarios de extrema renovable incrementan las emisiones de gases GEI a causa de la construcción de nuevos parques. Por otro lado, en la categoría de LCOE, los escenarios TS cierre total serían los mejores, ya que los escenarios de GD extrema renovable incrementan sus costes a causa de la inversión de los nuevos parques.

Por último, los resultados de los escenarios de extrema renovable son bastantes llamativos, puesto que presentan el peor resultado global a causa de un valor de generación bruta bastante más elevado (370,28 TWh). Según el Informe de la Comisión de Expertos, los vertidos renovables aumentan radicalmente en este escenario (500%-600%). Los efectos por operación sobre algunos aspectos se consideraban positivos con respecto al caso GD base: por un lado, se reducían las emisiones de CO₂ por operación entre 5,7 Mt y 8,8 Mt; mientras, que, por otro lado, se reducía el coste marginal del sistema. Sin embargo, en este Trabajo de Fin de Máster, comparando los efectos con el caso base de GD, los impactos del caso extrema renovable resultan ser bastante más perjudiciales en todas las categorías de impacto. Particularmente, en la categoría de calentamiento global, las emisiones GEI de los escenarios de extrema renovable (incluyendo las fases desde la extracción de las materias primas hasta la producción de energía) aumentarían entre 6,4Mt y 9,21Mt CO₂ equivalente con respecto a los de GD base.

Tabla 15. Elección del escenario de 2030 con mejor resultado global (valores absolutos)

		PNIEC	GD B HM	GD B HS	GD CP HM	GD CP HS	GD CT HM	GD CT HS	GD ER HM	GD ER HS	TS B HM	TS B HS	TS CP HM	TS CP HS	TS CT HM	TS CT HS
Pesos	Dem	320,73	333,70	329,63	324,17	321,33	324,19	321,36	370,28	367,85	340,03	337,08	320,14	320,49	320,11	320,36
0,08	AA	26,20%	23,95%	23,70%	24,77%	24,47%	24,83%	24,52%	3,39%	0,00%	36,02%	36,38%	37,76%	37,85%	37,83%	37,93%
0,08	AACF	14,48%	10,61%	9,68%	8,47%	7,04%	5,68%	4,21%	8,82%	9,19%	5,31%	3,31%	6,14%	2,77%	3,34%	0,00%
0,21	CG	11,75%	7,36%	7,07%	6,54%	5,72%	4,39%	3,58%	4,63%	5,18%	2,44%	1,18%	4,71%	2,14%	2,54%	0,00%
0,08	DCO	14,70%	5,88%	5,37%	11,38%	10,36%	11,84%	10,81%	3,46%	3,76%	1,46%	0,00%	9,71%	7,00%	10,18%	7,56%
0,08	TH	11,51%	7,32%	8,30%	11,64%	12,26%	12,19%	12,81%	0,00%	0,53%	5,95%	6,50%	12,99%	12,64%	13,55%	13,23%
0,04	EAD	15,98%	8,96%	10,13%	10,83%	11,74%	10,79%	11,73%	0,00%	0,47%	10,08%	11,00%	13,97%	14,27%	13,94%	14,30%
0,04	EAM	9,81%	7,06%	8,28%	9,92%	10,75%	9,76%	10,59%	0,00%	0,64%	4,68%	5,47%	10,62%	10,43%	10,48%	10,32%
0,04	ET	38,06%	2,18%	2,63%	3,19%	3,50%	3,17%	3,51%	0,00%	0,40%	1,18%	1,43%	3,19%	3,10%	3,18%	3,12%
0,04	OF	9,06%	4,35%	4,82%	5,19%	5,19%	3,94%	3,95%	0,09%	0,83%	0,30%	0,00%	4,23%	2,82%	3,01%	1,59%
0,08	A	8,75%	4,61%	5,52%	6,36%	6,81%	5,53%	5,99%	0,00%	0,93%	0,60%	0,84%	5,59%	4,70%	4,78%	3,93%
0,08	E	50,03%	0,28%	0,36%	0,42%	0,48%	0,41%	0,50%	0,00%	0,07%	0,13%	0,17%	0,43%	0,40%	0,42%	0,41%
0,14	LCOE	5,08%	2,16%	2,44%	2,37%	2,04%	0,34%	0,00%	0,23%	0,48%	4,49%	6,66%	13,23%	14,31%	13,67%	14,79%
1,00	F.O.	16,28%	7,01%	7,15%	7,97%	7,70%	6,95%	6,69%	2,27%	2,43%	5,77%	5,69%	9,98%	8,95%	9,32%	8,32%

7.2. Conclusiones.

Esta sección incluye las principales conclusiones del ACV de este Trabajo de Fin de Máster, de acuerdo con los objetivos definidos en la primera fase.

En primer lugar, con respecto a la cuantificación y comparación de los impactos medioambientales de cada categoría de impacto que implica la producción de 1 kWh de cada tecnología, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El carbón es la tecnología más nociva para el medio ambiente. Presenta impactos significativos en todas las categorías excepto en agotamiento abiótico, destrucción de la capa de ozono, ecotoxicidad terrestre y eutrofización.
- Con respecto a las centrales térmicas, la energía nuclear es la más respetuosa con el medio ambiente. Solo presenta impactos significativos en la categoría de destrucción de la capa de ozono y toxicidad humana. No obstante, el análisis de inventario no incluye el riesgo por accidente nuclear, ya que está fuera del alcance de este Trabajo de Fin de Máster. Es una variable que suele afectar a la sensibilidad política de cada país y, en consecuencia, a la toma de decisiones.
- Las energías renovables muestran un impacto significativo en la categoría de impacto de agotamiento abiótico.
- Dentro de las energías renovables, la solar es más perjudicial para el medio ambiente que la eólica. En la solar fotovoltaica, los impactos son mayores en las instalaciones descentralizadas; mientras que, en las turbinas eólicas, los impactos aumentan al incrementarse la potencia.
- La cogeneración impacta de manera significativa en las categorías ecotoxicidad terrestre y eutrofización.
- Los impactos de las centrales de bombeo dependen del mix de generación, ya que, en el modelo, se presupone que, para turbinar un kWh, se consume un kWh de la red.

En segundo lugar, con respecto a la cuantificación y comparación de los impactos medioambientales que implica la producción de 1 kWh por las tecnologías que conforman los diferentes mixes de generación, se han extraído las siguientes conclusiones:

- Todos los escenarios de 2030 mejoran el resultado del mix actual en todas las categorías de impacto a excepción de agotamiento abiótico. En esta categoría, el mix actual muestra los mejores resultados por su nivel más bajo de penetración renovable.
- El cierre de las centrales nucleares afecta negativamente a los resultados en todas las categorías de impacto a excepción de destrucción de la capa de ozono y toxicidad humana.
- Por lo general, la hidraulicidad seca tiene un impacto negativo en los resultados de todas las categorías de impacto a excepción de ecotoxicidad de agua dulce.
- Por lo general, los escenarios de extrema renovable presentan mayor robustez en los resultados frente a la variable de hidraulicidad.

En tercer lugar, con respecto al cálculo y comparación del coste nivelado de electricidad por cada tecnología por cada escenario (€/kWh), se han extraído las siguientes conclusiones:

- El coste por tonelada de CO₂ afecta de manera significativa al LCOE de las centrales de combustible fósil.
- Las energías renovables (en especial, el panel fotovoltaico residencial) tienen bastante potencial para reducir sus costes para el año 2030.
- Los costes de inversión de las centrales nucleares se reducirán ligeramente en la próxima década.
- Los costes de combustibles y los costes por tonelada de CO₂ en las centrales de carbón y centrales de ciclo combinado dependen en gran medida del desarrollo del sistema eléctrico.
- La biomasa tiene un alto potencial de desarrollo para el año 2030, por el potencial de incremento del factor de capacidad y la cantidad de recursos existentes en España.

En cuarto lugar, con respecto al cálculo y comparación del coste nivelado promedio de cada escenario de mix de generación, se han extraído las siguientes conclusiones:

- Todos los escenarios de 2030 mejoran el resultado del mix actual.

- Con hidraulicidad media, los escenarios de GD de extrema renovable presentan los mejores resultados, mientras que con hidraulicidad seca, los escenarios de TS cierre total son los más ventajosos.
- El cierre de las centrales nucleares y la hidraulicidad seca incrementan los costes en los escenarios de Generación Distribuida, mientras, que, en los escenarios de Transición Sostenible, los costes se reducen.

En quinto lugar, con respecto al análisis multicriterio de los diferentes escenarios y elección del escenario de 2030 con mejor resultado global en valores relativos, prestándole especial atención al calentamiento global y al LCOE, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El escenario PNIEC es el escenario con mejor resultado global.
- Los escenarios GD extrema renovable (segunda posición) presentan los mejores resultados en 7 de 12 categorías de impacto.
- Los escenarios GD extrema renovable son los más ventajosos con respecto al calentamiento global.
- El resto de los escenarios de la línea GD obtiene resultados globales similares a los de la transición sostenible.
- A nivel global, el cierre de las centrales nucleares y la hidraulicidad seca, empeoran los resultados.

Finalmente, con respecto al análisis multicriterio de los diferentes escenarios y elección del escenario de 2030 con mejor resultado global en valores absolutos, prestándole especial atención al calentamiento global y al LCOE, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El escenario PNIEC se posiciona en el primer puesto, diferenciándose en mayor medida del resto de escenarios.
- El escenario PNIEC también es el escenario con mejor resultado en la categoría de calentamiento global.
- Los escenarios TS cierre total son los que presentan mejor resultado en la categoría de LCOE.
- La generación bruta de los escenarios de extrema renovable está caracterizada por una alta cantidad de vertidos renovables. Desde el punto de vista de operación,

instalar exceso de renovable puede tener sentido, ya que se reducen las emisiones de CO₂ por operación, y el coste marginal del sistema (variables). Sin embargo, bajo una perspectiva de ciclo de vida, la instalación de exceso de renovable (valores muy por encima de la demanda) empeora los resultados de manera significativa en todas las categorías de impacto.

7.3. Limitaciones y recomendaciones.

Por último, se destacan las siguientes limitaciones y recomendaciones para futuros proyectos:

- En primer lugar, en este Trabajo de Fin de Máster, no se han modelado las centrales termo solares, ni las baterías eléctricas por la ausencia de procesos en Ecoinvent y por su baja participación en los mixes de generación. Para obtener resultados más precisos (especialmente en los casos GD y PNIEC), sería interesante desarrollar procesos que te permitan modelar estas tecnologías. Los impactos de las baterías eléctricas dependerán en gran medida de las fuentes de generación utilizadas en el modo consumo.
- En segundo lugar, en este Trabajo de Fin de Máster, se han modelado todas las actividades desde la extracción de materias primas hasta la producción de 1 kWh. Sería interesante incorporar otras fases del ciclo de vida en los procesos de las tecnologías como el desmantelamiento de las centrales.
- Finalmente, en la elección del mejor escenario para el año 2030, se ha prestado especial atención a las categorías de impacto de calentamiento global y LCOE. Si se desea obtener conclusiones con especial atención a otras categorías de impacto, habrá que modificar la ponderación de cada impacto en el resultado global.

8. Bibliografía.

- [1] “UNE-EN ISO 14040,” Madrid, 2006.
- [2] “UNE-EN_ISO 14044,” Madrid, 2006.
- [3] R. Turconi, A. Boldrin, and T. Astrup, “Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28. Elsevier Ltd, pp. 555–565, 2013.
- [4] A. Gargiulo, P. Girardi, and A. Temporelli, “LCA of electricity networks: a review,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 22, no. 10, pp. 1502–1513, 2017.
- [5] R. Garcia, P. Marques, and F. Freire, “Life-cycle assessment of electricity in Portugal,” *Appl. Energy*, vol. 134, no. 2014, pp. 563–572, 2014.
- [6] L. Lelek, J. Kulczycka, A. Lewandowska, and J. Zarebska, “Life cycle assessment of energy generation in Poland,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, no. 1, pp. 1–14, 2016.
- [7] D. Burchart-Korol, P. Pustejovska, A. Blaut, S. Jursova, and J. Korol, “Comparative life cycle assessment of current and future electricity generation systems in the Czech Republic and Poland,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 23, no. 11, pp. 2165–2177, Nov. 2018.
- [8] M. Messagie *et al.*, “The hourly life cycle carbon footprint of electricity generation in Belgium, bringing a temporal resolution in life cycle assessment,” *Appl. Energy*, vol. 134, pp. 469–476, 2014.
- [9] M. A. Rubio Rodríguez, M. Feitó Cespón, J. De Ruyck, V. S. Ocaña Guevara, and V. K. Verma, “Life cycle modeling of energy matrix scenarios, Belgian power and partial heat mixes as case study,” *Appl. Energy*, vol. 107, pp. 329–337, 2013.
- [10] L. Stamford and A. Azapagic, “Life cycle sustainability assessment of UK electricity scenarios to 2070,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 23, pp. 194–211, 2014.
- [11] M. Raugei and E. Leccisi, “A comprehensive assessment of the energy performance of the full range of electricity generation technologies deployed in the United Kingdom,” *Energy Policy*, vol. 90, pp. 46–59, Mar. 2016.
- [12] R. Turconi, C. G. Simonsen, I. P. Byriel, and T. Astrup, “Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 19, no. 1, pp. 100–108, 2014.

- [13] R. Turconi, D. Tonini, C. F. B. Nielsen, C. G. Simonsen, and T. Astrup, “Environmental impacts of future low-carbon electricity systems: Detailed life cycle assessment of a Danish case study,” *Appl. Energy*, vol. 132, no. x, pp. 66–73, 2014.
- [14] D. A. Lopes Silva, I. Delai, M. L. Delgado Montes, and A. Roberto Ometto, “Life cycle assessment of the sugarcane bagasse electricity generation in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 532–547, 2014.
- [15] M. V. Barros, C. M. Piekarski, and A. C. De Francisco, “Carbon footprint of electricity generation in Brazil: An analysis of the 2016-2026 period,” *Energies*, vol. 11, no. 6, 2018.
- [16] M. Z. Akber, M. J. Thaheem, and H. Arshad, “Life cycle sustainability assessment of electricity generation in Pakistan: Policy regime for a sustainable energy mix,” *Energy Policy*, vol. 111, no. September, pp. 111–126, 2017.
- [17] B. Atilgan and A. Azapagic, “Assessing the environmental sustainability of electricity generation in Turkey on a life cycle basis,” *Energies*, vol. 9, no. 1, 2016.
- [18] B. Atilgan and A. Azapagic, “An integrated life cycle sustainability assessment of electricity generation in Turkey,” *Energy Policy*, vol. 93, pp. 168–186, 2016.
- [19] M. Felix and S. H. Gheewala, “Environmental assessment of electricity production in Tanzania,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 4, pp. 439–447, 2012.
- [20] D. García-Gusano, D. Garraín, and J. Dufour, “Prospective life cycle assessment of the Spanish electricity production,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75. Elsevier Ltd, pp. 21–34, 2017.
- [21] D. García-Gusano, D. Iribarren, M. Martín-Gamboa, J. Dufour, K. Espegren, and A. Lind, “Integration of life-cycle indicators into energy optimisation models: The case study of power generation in Norway,” *J. Clean. Prod.*, vol. 112, pp. 2693–2696, 2016.
- [22] “About SimaPro - SimaPro.” [Online]. Available: <https://simapro.com/about/>. [Accessed: 04-Apr-2020].
- [23] Red Eléctrica de España, “Informe El Sistema Eléctrico Español 2018,” *REE*, no. 1, p. 104, 2018.
- [24] “Moratoria nuclear - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Moratoria_nuclear. [Accessed: 02-Apr-2020].

- [25] “El Pleno del CSN aprueba unificar el criterio que fija el inicio de la vida de diseño de las centrales nucleares - 2019 - CSN.” [Online]. Available: <https://www.csn.es/-/el-pleno-del-csn-aprueba-unificar-el-criterio-que-fija-el-inicio-de-la-vida-de-diseno-de-las-centrales-nucleares>. [Accessed: 02-Apr-2020].
- [26] “España fija ahora la fecha de ‘nacimiento’ de sus nucleares décadas después de encenderse.” [Online]. Available: <https://www.elindependiente.com/economia/2019/11/13/espana-fija-ahora-la-fecha-de-nacimiento-de-las-nucleares-decadas-despues-de-encenderse/>. [Accessed: 02-Apr-2020].
- [27] G. Q. Bermejo, “Spanish Renewable Energy and Support Mechanisms Development 2000-2030,” 2018.
- [28] Red Eléctrica de España, “Previsión de cierre 2019: Sistema eléctrico español,” p. 1, 2019.
- [29] “Marco sobre clima y energía para 2030 | Acción por el Clima.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es. [Accessed: 01-Nov-2019].
- [30] M. para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, “Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,” 2021.
- [31] “Europe 2020 targets: statistics and indicators for Spain | Comisión Europea.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/european-semester-your-country/spain/europe-2020-targets-statistics-and-indicators-spain_es. [Accessed: 02-Apr-2020].
- [32] Agencia Estatal, “Resolución de 18 de enero de 2016, del BOE núm. 18,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 5615–5618, 2016.
- [33] Agencia Estatal and T. y A. D. Ministerio de Energía, “Resolución de 19 de mayo de 2017, del BOE núm. 125,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 42785–42788, 2017.
- [34] Agencia Estatal and Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital, “Resolución de 27 de julio de 2017, del BOE núm. 179,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 70285–70289, 2017.
- [35] “Las grandes eléctricas pactan el cierre escalonado de las centrales nucleares españolas entre 2025 y 2035 - RTVE.es.” [Online]. Available:

- <https://www.rtve.es/noticias/20190306/grandes-electricas-pactan-cierre-escalonado-centrales-nucleares-espanolas-entre-2025-2035/1896202.shtml>.
[Accessed: 02-Apr-2020].
- [36] “Estrategia a largo plazo para 2050 | Acción por el Clima.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es. [Accessed: 01-Nov-2019].
- [37] “Análisis de ciclo de vida - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Análisis_de_ciclo_de_vida. [Accessed: 02-Apr-2020].
- [38] E. Haya, “Análisis de Ciclo de Vida Master en Ingeniería y Gestión Medioambiental,” p. 43, 2016.
- [39] D. Nugent and B. K. Sovacool, “Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey,” *Energy Policy*, vol. 65, pp. 229–244, 2014.
- [40] F. Asdrubali, G. Baldinelli, F. D’Alessandro, and F. Scrucca, “Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 1113–1122, 2015.
- [41] D. R. Tobergte and S. Curtis, *Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context*, vol. 53, no. 9. 2013.
- [42] Government of Spain, “Comisión de Expertos de Transición Energética,” 2018.
- [43] “About – ecoinvent.” [Online]. Available: <https://www.ecoinvent.org/about/about.html>. [Accessed: 04-Apr-2020].
- [44] A. P. Acero, C. Rodríguez, and A. Ciroth, “LCIA methods Impact assessment methods in Life Cycle Assessment and their impact categories,” *openLCA*, no. February, pp. 1–23, 2014.
- [45] “Acuerdo de París | Acción por el Clima.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es. [Accessed: 02-Jul-2020].
- [46] “Índice GWP - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Índice_GWP. [Accessed: 02-Jul-2020].
- [47] “Ecotoxicología - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Ecotoxicología>. [Accessed: 03-Jul-2020].
- [48] “Esmog fotoquímico - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available:

- https://es.wikipedia.org/wiki/Esmog_fotoquímico. [Accessed: 03-Jul-2020].
- [49] “Eutrofización - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Eutrofización>. [Accessed: 03-Jul-2020].
- [50] L. Schmitt, “Connecting Europe : Electricity ENTSO-E Reports 2018 Committee,” no. October, 2018.
- [51] G. Q. Bermejo, “TERM PAPER: REGULATION OF THE SELF-CONSUMPTION IN SPAIN,” no. June, 2020.
- [52] J. Pablo and C. Ávila, “Network business: transmission, distribution and smart grids ICAI-Master in Electric Power Industry ICAI-Master in Electric Power System Network Distributed Energy Resources: locational value, business models, energy communities and self-generation,” 2020.
- [53] José Ignacio Linares Hurtado, “Análisis de Viabilidad Económica de Proyectos ,” *Dep. Ing. Mecánica. Univ. Pontif. Comillas*.
- [54] “Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation | Energy Analysis | NREL.” [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>. [Accessed: 20-Jun-2020].
- [55] I. E. Agency, “Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition,” 2015.
- [56] Lazard, “Lazard’s Levelized Cost Of Energy Analysis- Version 13.0,” 2019.
- [57] European Commission, “Quarterly Report Energy on European Gas Markets with focus on the impact of global LNG markets on EU gas imports Market Observatory for Energy DG Energy Volume 12.”
- [58] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2019,” */publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019*.
- [59] Avebiom, “Índice de precios de astilla de madera,” pp. 1–5, 2020.
- [60] Avebiom, “Índice de precios de pellet de madera,” 2020.
- [61] “CML-IA Characterisation Factors - Leiden University.” [Online]. Available: <https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors>. [Accessed: 12-Jun-2020].
- [62] A. Taoufikallah, “ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE SEVILLA UNIVERSIDAD DE SEVILLA CAPÍTULO 4: El método AHP 4.1 Introducción.”
- [63] “(163) Análisis decisión Multicriterio: Método AHP y Escala de Saaty -

- YouTube.” [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=mA-4qES7fNc>. [Accessed: 03-Jul-2020].
- [64] “Energía – Desarrollo Sostenible.” [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>. [Accessed: 22-Jun-2020].
- [65] “Crecimiento económico – Desarrollo Sostenible.” [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/economic-growth/>. [Accessed: 22-Jun-2020].
- [66] “Cambio climático – Desarrollo Sostenible.” [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>. [Accessed: 22-Jun-2020].
- [67] “Levelized cost of energy - Wikipedia.” [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized_cost_of_energy. [Accessed: 23-Jun-2020].

9. Anexo A: Alineamiento del Proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas.

Este Trabajo de Fin de Máster está fuertemente alineado con distintos objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. En primer lugar, con el número 7, “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” [64]. Todos los escenarios que han sido analizado bajo la perspectiva del Análisis de Ciclo de Vida (ACV), plantean una mejora de la eficiencia energética para 2030, un incremento de energías renovables en el mix de generación y el acceso a tecnologías de energías modernas como la fuerte penetración de vehículos eléctricos o la introducción de bombas de calor en sistemas de climatización. Además, en el Análisis de Ciclo de vida se presta especial atención al impacto del calentamiento global, ya que la energía es el sector que más impacta en la emisión de gases GEI. Según los Objetivos de Desarrollo Sostenible, el 60% de emisiones de GEI del mundo provienen del sector de la energía.

En segundo lugar, la metodología del análisis de ciclo de vida tiene un fuerte alineamiento con el objetivo número 8, “Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos” [65]. Como se ha visto en el estado del arte, son numerosas las investigaciones del análisis de ciclo de vida que han considerado impactos económicos y sociales. El impacto social que se ha tenido en cuenta principalmente ha sido la creación de empleo. Algunos ejemplos son los estudios de Reino Unido, Pakistán o Turquía.

En tercer lugar, el análisis de ciclo de vida se presenta como una herramienta versátil para conseguir el objetivo número 13, “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos” [66]. Son bastante las empresas que se han comprometido a conseguir la neutralidad climática (cero emisiones de GEI) para el año 2050. Muchas de estas empresas están cambiando el modelo de economía lineal (recurso-utilización-residuo) por el de economía circular, cuyo objetivo es el incremento de valor de materiales o recursos como el agua o la energía. El objetivo principal es cerrar el ciclo de vida de un recurso, es decir, los residuos de una empresa después de ser tratados podrían servir como recursos a otras empresas. Serán numerosas las alianzas estratégicas entre empresas que veremos en los próximos años para obtener sinergias con relación al modelo de economía circular. Otro tema que está teniendo bastante repercusión es el capital

natural, en otras palabras, la monetización de impactos medioambientales en las actividades operacionales de la empresa que sirve como herramienta estratégica para la toma de decisiones. El Análisis de Ciclo de Vida se presenta como una de las principales herramientas de apoyo de cara a estas dos tendencias.