



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MODELADO DE LA RECUPERACIÓN DE COSTES A LARGO PLAZO PARA EL
ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

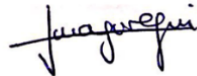
Autor: Javier Maguregui Ortiz
Director: Efraim Centeno Hernáez

Madrid
Diciembre de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título MODELADO DE LA RECUPERACIÓN DE COSTES A LARGO PLAZO PARA EL ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021/2022 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.: Javier Maguregui Ortiz

Fecha: 17/12/2021



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Efraim Centeno Hernáez

Fecha: 17/12/2021





MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MODELADO DE LA RECUPERACIÓN DE COSTES A LARGO PLAZO PARA EL
ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Autor: Javier Maguregui Ortiz
Director: Efraim Centeno Hernáez

Madrid
Diciembre de 2021

MODELADO DE LA RECUPERACIÓN DE COSTES A LARGO PLAZO PARA EL ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Autor: Maguregui Ortiz, Javier

Director: Centeno Hernández, Efraim

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

Un sistema de energía eléctrica es aquel formado por unos agentes que proveen de energía eléctrica a una serie de agentes compradores, bajo las normas del mercado, siguiendo la pauta marcada por los entes reguladores y ajustándose a las limitaciones técnicas y físicas del propio sistema. Se compone, por el lado de la oferta, del conjunto de agentes encargados de producir la energía, y por el lado de la demanda, por los usuarios de dicha energía. Para coordinar el sistema, se encuentran las figuras de reguladores de mercados, operadores del sistema y demás entes técnicos que permiten el correcto funcionamiento.

Dentro del sistema eléctrico, y a grandes rasgos, el flujo económico funciona de la siguiente manera: los consumidores pagan por la electricidad que consumen a un precio determinado, y los agentes productores son remunerados por el suministro de electricidad. El precio que se paga por cada unidad energética consumida viene fijado por el mercado y depende de su estructura. Un formato habitual para determinarlo es el de mercado marginalista. Los agentes generadores del sistema proponen en la subasta el precio al que están dispuestos a vender su energía (hay tecnologías que pueden resultar más caras de operar que otras, por lo que cada una buscará un precio que al menos le permita recuperar los costes). En otras palabras, las tecnologías buscarán el mínimo precio que les permita vender energía sin dejar de ser rentables. Por otro lado, la demanda marcará el máximo precio a pagar en el mercado por la energía en el periodo subastado. Si la demanda es baja, solo las tecnologías más baratas venderán en la subasta y el precio será bajo. Si, por el contrario, la demanda es alta, el lote de oferta entrará prácticamente entero y el precio será el marcado por la última tecnología que entra en la venta, es decir, la más cara. Esto sucede a diario en el sistema eléctrico de muchos territorios, entre los que se encuentra España y Portugal (Mibel) dentro del mercado europeo.

En estos mercados, la responsabilidad de invertir en capacidad eléctrica recae en los agentes generadores y en el regulador del mercado. Se trata de una decisión que requiere de

planificación por adelantado, dado que la inversión en centrales eléctricas no se puede realizar de un año para otro. Además, un agente debe conocer la demanda esperada, así como a los demás participantes del sistema para poder optimizar las inversiones, dados sus costes de inversión y producción.

Bajo una serie de hipótesis que permitan considerar el mercado como perfecto, considerando que en el sistema no se dan situaciones de oligopolio o monopolio, se puede asumir que, si los agentes toman decisiones racionales a la hora de invertir y pujar en el mercado, el sistema alcanza una solución de mínimo coste.

Por todo lo introducido anteriormente, uno de los problemas más frecuentes en la explotación de los sistemas de energía eléctrica es el de la planificación del *mix* energético o de la capacidad. No resulta trivial, ni para los agentes generadores ni para el regulador, planificar por adelantado la capacidad a instalar en el sistema que permita minimizar el coste y permita que las empresas involucradas obtengan cierta rentabilidad dentro del mercado. Por ello, el problema se puede plantear de diversas maneras, entre las que se encuentra la estudiada en este proyecto: mediante un problema de optimización. El modelo planteado pretende encontrar la solución de mínimo coste (de producción e inversión) para el sistema que permite satisfacer la demanda prevista para un conjunto de años dado. El resultado se compone de las decisiones de inversión de cada uno de los agentes del sistema, a lo largo del horizonte del modelo. Este será el enfoque estudiado en el proyecto puesto que la solución de mínimo coste dentro de un mercado que fija los precios de la electricidad es el punto de partida para obtener las condiciones de mercado perfecto que desea el regulador del sistema.

El enfoque de mínimo coste propuesto permite estudiar la recuperación de costes total de los agentes generadores, bajo la teoría marginalista que considera la remuneración a coste marginal en los mercados de competición perfecta. Bajo las siguientes hipótesis (Ventosa, Linares, & Pérez-Arriaga, Power System Economics, 2013) se consigue recuperación de costes completa: a) la capacidad instalada y la energía generada deben modelarse como variables continuas; b) el hecho de instalar más capacidad no reduce el coste de inversión (no hay economías de escala); c) igualmente, no hay economías de escala para los costes de producción; d) no hay tecnologías con restricción de producción de electricidad (centrales hidráulicas); e) se considera la energía no suministrada en el sistema.

A la hora de plantear el problema de optimización que permita planificar la capacidad de producción eléctrica en el sistema, se deben considerar distintos aspectos que pueden resultar en enfoques diferentes para el problema. Se deben representar los costes de inversión para la vida útil de cada una de las centrales instaladas de manera adecuada, teniendo en cuenta el cierre de las centrales al alcanzar su vida útil, así como su reemplazo. Si se toma un horizonte del modelo de varios años, atendiendo a los argumentos presentados previamente, modelar el coste de inversión puede hacerse de manera anualizada o global. Ambas alternativas deben presentar una restricción de monotonía que no permita las desinversiones, por ser poco habituales y realistas. Anualizar el coste no permite representar el cierre de centrales de manera adecuada, y da por hecho que, al cumplirse la vida útil de una central, esta se reemplaza de manera íntegra al año siguiente. Por otro lado, representar el coste de inversión de manera global y no anualizada sí otorga flexibilidad de, cumplir con la restricción de monotonía a la vez que reduce la capacidad instalada tras producirse el cierre de una central.

El problema descrito plantea distintas posibilidades a la hora de abordarlo y el proyecto estudia dichas alternativas en profundidad, buscando su aplicación a casos realistas que permitan entender las diferentes decisiones de inversión y resultados de coste obtenidos al resolver el problema de optimización.

Metodología

El problema descrito anteriormente se aborda en el proyecto planteando un problema de optimización que busque minimizar el coste del sistema y permita obtener las decisiones de inversión óptimas para cada una de las tecnologías participantes. Para ello, se han modelado dos enfoques diferentes para resolver el problema de expansión de capacidad que difieren en los puntos descritos anteriormente: expresión del coste de inversión e inclusión o no del valor residual del coste en la función objetivo. Se ha trabajado el proyecto en el lenguaje algebraico de programación GAMS y se ha seguido la siguiente estructura cronológica para llegar a los resultados presentados a continuación.

- Estudio y comprensión del problema de planificación de la capacidad eléctrica tanto para un año como para varios. Enfoque del problema a partir de la optimización del coste del sistema.
- Estudio y comprensión del modelo de optimización para varios años con coste de inversión anualizado.

- Estudio y comprensión de una variante de este modelo que incluya el valor residual del coste del sistema en la función objetivo.
- Estudio y comprensión del modelo de optimización para varios años con coste de inversión global y no anualizado.
- Programación de los modelos de optimización en el lenguaje algebraico de programación GAMS para que sean funcionales y permitan el análisis de los resultados obtenidos.
- Planteamiento de diferentes escenarios para probar los modelos en situaciones realistas donde existan potenciales diferencias entre ellos. Se han planteado:
 - Un primer caso que sirve de base para comparar y construir casos más complejos. Se emplearán datos de demanda reales del año 2019.
 - Un caso que modela la entrada a mitad del modelo de una tecnología renovable con coste de inversión inferior a las demás que perjudique la rentabilidad de las tecnologías iniciales.
 - Un caso en el que la demanda prevista sufre cambios en la forma de la curva duración – carga.
 - Un caso en que una tecnología tiene una vida útil inferior al horizonte del modelo y cuya central debe cerrar.
- Ejecución de los modelos y análisis de los resultados obtenidos. Se han analizado los resultados obtenidos de manera sistemática a partir de tres dimensiones fundamentales. El proyecto incluye el estudio de:
 - La inversión realizada por los distintos agentes generadores para cada año perteneciente al modelo.
 - Los costes del sistema y de cada tecnología a lo largo del horizonte del modelo, con el fin de poder comparar qué alternativa ofrece una solución de coste menor.
 - La recuperación de costes del sistema y de las distintas tecnologías para comprobar si lo demostrado sobre esta se cumple para todos los casos planteados.
- Análisis teórico de la recuperación de costes para una inversión en una tecnología dada para el modelo con costes de inversión anualizado, diferenciando la casuística según la vida útil de la tecnología sea mayor, menor o igual que el horizonte del modelo.

- Análisis de sensibilidad para el caso de tecnología entrante que permita estudiar las diferencias en las decisiones de inversión según los valores que tomen los distintos parámetros que definen el escenario.
- Comparación de los resultados obtenidos en el modelo y llegada a conclusiones robustas sobre los puntos a favor y en contra de cada uno de los modelos.

Resultados y conclusiones

Tras la realización del proyecto y el exhaustivo análisis al que se han sometido los modelos, se presenta a continuación la lista de conclusiones generales obtenidas.

Sobre el modelo para un solo año:

- Existe un error inherente al modelo debido a la representación en bloques de la demanda. Este error disminuye cuanto mayor sea el número de bloques en el que se divide la demanda anual. Para el proyecto se ha asumido el error cometido con los bloques de demanda horarios, suponiendo una desviación máxima del 0.1% de los valores reales para los resultados obtenidos.

Sobre el modelo anualizado:

- Para el modelo anualizado, se obtiene recuperación de costes para la inversión de una tecnología dada siempre y cuando se cumpla una de las dos condiciones siguientes: i. La vida útil de la tecnología coincida con el horizonte del modelo. ii. Exista inversión de dicha tecnología en el último año previo a que se cumpla su vida útil.
- El modelo anualizado es capaz de recuperar costes para los escenarios base y de cambio en la forma de la demanda. No los recupera, en cambio, para el caso de tecnología entrante.

Sobre el modelo de costes totales:

- Las principales novedades introducidas por el modelo de costes totales frente al anualizado son el valor residual de los costes en la función objetivo, la expresión del

coste de inversión de manera absoluta y la restricción de cierres, que permite al modelo tener en cuenta la vida útil de las tecnologías del sistema.

- Para el modelo de costes totales, no se puede asegurar que la recuperación de costes se consiga para unas condiciones dadas. Se sabe que es factible, como ejemplo está el caso base, pero no queda determinado qué hace falta para que se dé con certeza.
- El caso de cambio de forma de la demanda para el modelo de costes totales se puede considerar equivalente al ejecutado para el modelo anualizado. Dicho cambio en la forma de la demanda tiene un impacto muy bajo en el modelo y no consigue diferencia alguna en las decisiones de inversión de las tecnologías.
- En el caso de vida útil reducida, el modelo de costes totales es capaz de prever la obsolescencia de la tecnología CCTG, considerando, de manera distinta al resto de casos ejecutados, que CIMP debe invertir más que CCTG desde el inicio del modelo.

Sobre el modelo anualizado con valor residual:

- Para el caso de tecnología entrante, el hecho de añadir el valor residual al modelo anualizado reduce todas las diferencias con el modelo de costes totales. En otras palabras, ni la restricción de cierres ni la distinta consideración del coste de inversión producen diferencias en los resultados en los casos estudiados. Para este caso, la restricción de cierres no entra en juego, por lo que cabe plantearse la equivalencia entre las expresiones de coste de inversión que se dan en los modelos.
- Al estudiar el caso de vida útil reducida, se siguen observando diferencias entre el modelo anualizado y el de costes totales. De hecho, los resultados obtenidos con este modelo son los mismos que los obtenidos con el modelo sin valor residual. De tal manera, se puede concluir que, al ejecutar el escenario de vida útil reducida, el hecho de añadir el valor residual no influye en las decisiones de inversión.
- El escenario de vida útil reducida sí que es sensible a la restricción de cierres del modelo de costes totales. Al existir esta diferencia, se entiende que los resultados de los modelos estudiados no sean equivalentes.

Sobre la comparación de modelos:

- Los modelos anualizado y de costes totales son equivalentes ante el escenario base. Presentan los mismos resultados en cuanto a costes; invierten gradualmente año a año ajustándose al incremento de la demanda; y presentan recuperación de costes total a nivel tanto de tecnología como de sistema.
- En el escenario de tecnología entrante, el modelo de costes totales consigue una función de coste menor que el modelo anualizado.
- El escenario de cambio en la forma de la demanda ofrece resultados idénticos para ambos modelos en todas las dimensiones estudiadas. Para este escenario se puede concluir que son modelos equivalentes.
- El escenario de vida útil reducida presenta diferencias entre ambos modelos debido a la presencia de la restricción de cierres en el modelo de costes totales.

Sobre el análisis de sensibilidad:

- El escenario de tecnología entrante es especialmente sensible a dos variables: el año de entrada de la tecnología barata y el descuento sobre el coste de inversión original que presenta la tecnología eólica. Cambios en estas variables hacen que los distintos modelos decidan o no invertir en la tecnología original desde el inicio del modelo, siendo dichos umbrales de sensibilidad diferentes para cada uno de los modelos. Por lo general, cuanto mayor es el año de entrada de la tecnología barata, mayor es el coste del sistema un escenario. De igual manera, cuanto menor es el descuento sobre el coste de inversión, mayor es el coste del sistema obtenido. En resumen, todo aquello que incentive la inversión en la eólica original tendrá un mayor coste del sistema que aquel escenario que prefiera invertir tan solo en la eólica barata.

Finalmente, a modo de recomendaciones y próximos pasos, se presenta una excelente oportunidad de indagar más allá en la comparabilidad de los modelos en dos frentes distintos.

Por un lado, se debe profundizar en y entender mejor las condiciones de recuperación de costes para el modelo de costes totales. Actualmente no se puede asegurar que se consiga recuperación únicamente si se produce inversión en el último año.

Por otro lado, cabe la posibilidad, como se explica en el Capítulo 7 de que las dos maneras de expresar los costes de inversión sean realmente equivalentes a los ojos del modelo de optimización. Se ha podido apreciar que el hecho de añadir el valor residual al modelo anualizado ha contribuido a eliminar las diferencias entre los modelos únicamente en aquellos casos en los que la restricción de cierres no está activa. Dicha restricción es la única diferencia entre los modelos más allá de la representación de los costes de inversión. Si se introduce una restricción equivalente en el modelo anualizado, es posible encontrarse con que los resultados obtenidos por ambos modelos son equivalentes para los escenarios estudiados en este proyecto.

LONG-RUN COST RECOVERY MODELING FOR THE ANALYSIS OF ELECTRIC GENERATION PROFITABILITY

Author: Maguregui Ortiz, Javier

Director: Centeno Hernáez, Efraim

Collaborating entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

Introduction

An electric power system is made up of agents that supply electric power to a series of purchasing agents, under the rules of the market, following the guidelines set by the regulatory bodies and adjusting to the technical and physical limitations of the system itself. It is composed, on the supply side, of the set of agents in charge of producing energy, and on the demand side, of the users of such energy. To coordinate the system, there are the figures of market regulators, system operators and other technical entities that allow its correct operation.

Within the electricity system, and broadly speaking, the economic flow works as follows: consumers pay for the electricity they consume at a given price, and the producing agents are remunerated for the supply of electricity. The price paid for each unit of energy consumed is set by the market and depends on its structure. A common format for determining it is the marginalist market. The system's generating agents propose in the auction the price at which they are willing to sell their energy (there are technologies that may be more expensive to operate than others, so each one will seek a price that at least allows it to recover its costs). In other words, the technologies will seek the minimum price that will allow them to sell energy while remaining profitable. On the other hand, demand will set the maximum price to be paid in the market for energy in the auctioned period. If demand is low, only the cheapest technologies will sell at auction and the price will be low. If, on the other hand, demand is high, the supply batch will enter practically in its entirety and the price will be that set by the last technology to enter the sale, i.e. the most expensive. This happens on a daily basis in the electricity system of many territories, including Spain and Portugal (Mibel) within the European market.

In these markets, the responsibility for investing in electricity capacity lies with the generating agents and the market regulator. This is a decision that requires advance planning, since investment in power plants cannot be made from one year to the next. In addition, an agent

must know the expected demand, as well as the other participants in the system in order to be able to optimize investments, given their investment and production costs.

Under a series of hypotheses that allow us to consider the market as perfect, considering that there are no oligopoly or monopoly situations in the system, it can be assumed that, if the agents make rational decisions when investing and bidding in the market, the system reaches a minimum cost solution.

For all the above reasons, one of the most frequent problems in the operation of electric power systems is that of energy mix or capacity planning. It is not trivial, neither for the generating agents nor for the regulator, to plan in advance the capacity to be installed in the system in order to minimize the cost and allow the companies involved to obtain a certain profitability within the market. Therefore, the problem can be approached in several ways, among which is the one studied in this project: through an optimization problem. The model proposed aims to find the minimum cost solution (production and investment) for the system that allows satisfying the expected demand for a given set of years. The result is composed of the investment decisions of each of the agents of the system, over the horizon of the model. This will be the approach studied in the project since the least-cost solution within a market that fixes electricity prices is the starting point to obtain the perfect market conditions desired by the system regulator.

The proposed least-cost approach allows studying the full cost recovery of generating agents, under the marginalist theory that considers marginal cost remuneration in perfect competition markets. Under the following assumptions (Ventosa, Linares, & Pérez-Arriaga, Power System Economics, 2013) full cost recovery is achieved: a) installed capacity and generated energy should be modeled as continuous variables; b) installing more capacity does not reduce the investment cost (no economies of scale); c) similarly, there are no economies of scale for production costs; d) there are no technologies with electricity production constraint (hydro plants); e) energy not supplied in the system is considered.

When posing the optimization problem that allows planning the electricity production capacity in the system, different aspects must be considered that may result in different approaches to the problem. The investment costs for the useful life of each of the installed plants must be represented in an appropriate way, considering the closure of the plants when they reach their useful life, as well as their replacement. If a model horizon of several years is taken, taking into account the arguments presented previously, modeling the investment cost can be done on an

annualized or global basis. Both alternatives must present a monotonicity constraint that does not allow disinvestments, since they are unusual and unrealistic. Annualizing the cost does not allow for an adequate representation of plant closures, and assumes that, at the end of a plant's useful life, it is replaced in its entirety the following year. On the other hand, representing the investment cost in a global and not annualized way does provide flexibility to comply with the monotonicity constraint while reducing the installed capacity after plant closure.

The described problem raises different possibilities when approaching it and the project studies these alternatives in depth, seeking their application to realistic cases that allow understanding the different investment decisions and cost results obtained when solving the optimization problem.

Methodology

The problem described above is addressed in the project by posing an optimization problem that seeks to minimize the cost of the system and allows obtaining the optimal investment decisions for each of the participating technologies. For this purpose, two different approaches have been modeled to solve the capacity expansion problem, which differ in the points described above: expression of the investment cost and inclusion or not of the residual value of the cost in the objective function. The project has been worked on in the algebraic programming language GAMS and the following chronological structure has been followed to arrive at the results presented below.

- Study and understanding of the electrical capacity planning problem both for one year and for several years. Approach of the problem from the optimization of the system cost.
- Study and understanding of the optimization model for several years with annualized investment cost.
 - Study and understanding of a variant of this model that includes the residual value of the system cost in the objective function.
- Study and understanding of the optimization model for several years with global and non-annualized investment cost.
- Programming of the optimization models in the algebraic programming language GAMS to make them functional and allow the analysis of the results obtained.

- Approach of different scenarios to test the models in realistic situations where there are potential differences between them. The following have been proposed:
 - A first case that serves as a basis to compare and build more complex cases. Real demand data for the year 2019 will be used.
 - A case that models the entry in the middle of the model of a renewable technology with a lower investment cost than the others that damages the profitability of the initial technologies.
 - A case where the forecasted demand undergoes changes in the shape of the duration - load curve.
 - A case in which a technology has a useful life shorter than the model horizon and whose plant must be shut down.
- Execution of the models and analysis of the results obtained. The results obtained have been systematically analyzed on the basis of three fundamental dimensions. The project includes the study of:
 - The investment made by the different generating agents for each year belonging to the model.
 - The costs of the system and of each technology over the model horizon, in order to be able to compare which alternative offers a lower cost solution.
 - The cost recovery of the system and of the different technologies in order to check if what has been demonstrated is true for all the cases considered.
- Theoretical analysis of the cost recovery for an investment in a given technology for the model with annualized investment costs, differentiating the casuistry according to whether the useful life of the technology is longer, shorter or equal to the model horizon.
- Sensitivity analysis for the case of incoming technology to study the differences in investment decisions according to the values taken by the different parameters defining the scenario.
- Comparison of the results obtained in the model and reaching robust conclusions on the pros and cons of each of the models.

Results and conclusions

Following the completion of the project and the exhaustive analysis to which the models have been subjected, the list of general conclusions obtained is presented below.

About the model for a single year:

- There is an inherent error in the model due to the block representation of demand. This error decreases the greater the number of blocks into which the annual demand is divided. For the project, the error committed with hourly demand blocks has been assumed, assuming a maximum deviation of 0.1% of the real values for the results obtained.

About the annualized model:

- For the annualized model, cost recovery is obtained for the investment of a given technology as long as one of the following two conditions is met: i. The useful life of the technology coincides with the horizon of the model. ii. There is investment in that technology in the last year before its useful life is fulfilled.
- The annualized model is capable of recovering costs for the base and change in the form of demand scenarios. However, it does not recover them for the case of incoming technology.

About the full cost model:

- The main novelties introduced by the full cost model versus the annualized one are the residual value of the costs in the objective function, the expression of the investment cost in an absolute way and the constraint of closures, which allows the model to take into account the useful life of the technologies in the system.
- For the full cost model, it cannot be assured that cost recovery will be achieved for given conditions. It is known to be feasible, as an example is the base case, but it is not determined what is needed for it to happen with certainty.
- The case of demand shape change for the full cost model can be considered equivalent to that run for the annualized model. Such a change in demand shape has very little

impact on the model and makes no difference to the investment decisions of the technologies.

- In the reduced lifetime case, the full cost model is able to predict the obsolescence of the CCTG technology, considering, differently from the other cases run, that CIMP must invest more than CCTG from the beginning of the model.

On the annualized model with residual value:

- For the incoming technology case, adding residual value to the annualized model reduces all differences with the full cost model. In other words, neither the closure constraint nor the different consideration of the investment cost produce differences in the results in the cases studied. For this case, the closure constraint does not come into play, so the equivalence between the investment cost expressions given in the models can be considered.
- When studying the case of reduced useful life, differences continue to be observed between the annualized model and the full cost model. In fact, the results obtained with this model are the same as those obtained with the model without residual value. Thus, it can be concluded that, when running the reduced life scenario, the addition of residual value does not influence investment decisions.
- The reduced life scenario is sensitive to the closure constraint of the full cost model. Since this difference exists, it is understood that the results of the models studied are not equivalent.

On model comparison:

- The annualized and full cost models are equivalent against the base scenario. They present the same results in terms of costs; they reverse gradually year by year adjusting to the increase in demand; and they present total cost recovery at both technology and system level.

- In the incoming technology scenario, the total cost model achieves a lower cost function than the annualized model.
- The demand shape change scenario gives identical results for both models in all dimensions studied. For this scenario it can be concluded that they are equivalent models.
- The reduced lifetime scenario presents differences between both models due to the presence of the closure constraint in the full cost model.

About the sensitivity analysis:

- The incoming technology scenario is particularly sensitive to two variables: the year of entry of the cheap technology and the discount on the original investment cost presented by the wind technology. Changes in these variables cause the different models to decide whether or not to invest in the original technology from the beginning of the model, with these sensitivity thresholds being different for each of the models. In general, the higher the year of entry of the cheap technology, the higher the system cost of a scenario. Similarly, the smaller the discount on the investment cost, the higher the cost of a scenario. In summary, anything that encourages investment in the original wind will have a higher system cost than a scenario that prefers to invest only in cheap wind.

Finally, by way of recommendations and next steps, there is an excellent opportunity to further investigate the comparability of the models on two different fronts. On the one hand, the cost recovery conditions for the full cost model need to be deepened and better understood. At present, it is not certain that recovery is achieved only if investment occurs in the last year.

On the other hand, it is possible, as explained in Chapter 7, that the two ways of expressing investment costs are actually equivalent in the eyes of the optimization model. It has been seen that adding the residual value to the annualized model has helped to eliminate the differences between the models only in those cases where the closure constraint is not active. This constraint is the only difference between the models beyond the representation of investment

costs. If an equivalent constraint is introduced in the annualized model, it is possible to find that the results obtained by both models are equivalent for the scenarios studied in this project.

Índice

Índice de Figuras.....	22
Índice de Tablas.....	23
1. Introducción y planteamiento.....	24
1.1 Problema de inversión y planificación del sistema de energía eléctrico.....	24
1.2 Motivación.....	26
1.3 Objetivos.....	27
1.4 Metodología de trabajo.....	28
1.5 Recursos.....	28
1.6 Estructura de la memoria.....	29
2 Estado de la cuestión.....	30
2.1 Estudios con enfoque estático.....	30
2.2 Estudios con enfoque dinámico.....	30
2.3 Contexto actualidad del sistema de energía eléctrica en España.....	31
3 Descripción del problema.....	33
3.1 Introducción y planteamiento del problema.....	33
3.2 Modelización y parámetros.....	34
3.2.1 Problema de optimización. Función objetivo, variables y restricciones.....	34
3.2.2 Tecnologías.....	36
3.2.3 Costes de inversión.....	37
3.2.4 Costes de producción.....	39
3.2.5 Demanda.....	40
3.2.6 Precio.....	40
3.2.7 Otros parámetros (factores: contribución, descuento, crecimiento).....	40
3.3 Casos de estudio.....	41
3.3.1 Caso base.....	41
3.3.2 Caso tecnología entrante.....	42
3.3.3 Caso cambio en la forma de la demanda.....	42
3.3.4 Caso vida útil reducida.....	43
3.4 Conceptos financieros. Valor actualizado neto y valor residual.....	43
3.4.1 Valor actualizado neto (VAN).....	43
3.4.2 Valor residual (VR).....	44
3.5 Parámetros de medición de resultados.....	44
3.5.1 LCOE.....	44
3.5.2 Recuperación de costes del sistema.....	46

3.5.3	Contribución de cada tecnología a la recuperación de costes del sistema	47
3.5.4	Recuperación de costes de una tecnología para una inversión determinada	47
3.5.5	Coste marginal medio.....	47
3.5.6	Inversión anualizada equivalente	48
4	Problema de inversión para un año	49
4.1	Descripción del modelo.....	49
4.2	Formulación del modelo y casos de estudio.....	51
4.3	Resultados del modelo.....	52
4.4	Conclusiones	52
5	Modelo de inversión anualizado sin valor residual	54
5.1	Descripción del modelo.....	54
5.2	Formulación del modelo.....	55
5.3	Análisis teórico sobre la recuperación de costes.....	56
5.3.1	Caso 1: vida útil igual al horizonte del modelo – $ls(j) = Y$	57
5.3.2	Caso 2: vida útil menor que el horizonte del modelo – $ls(j) < Y$	58
5.3.3	Caso 3: vida útil mayor que el horizonte del modelo – $ls(j) > Y$	59
5.4	Caso base	60
5.4.1	Costes del sistema	62
5.4.2	Inversión.....	63
5.4.3	Recuperación de costes	63
5.5	Caso tecnología entrante.....	64
5.5.1	Costes del sistema	65
5.5.2	Inversión.....	66
5.5.3	Recuperación de costes	67
5.6	Caso cambio en la forma de la demanda	67
5.6.1	Costes del sistema	68
5.6.2	Inversión.....	69
5.6.3	Recuperación de costes	69
5.7	Caso vida útil reducida.....	69
5.8	Conclusiones del modelo anualizado	70
6	Modelo de costes totales	72
6.1	Descripción del modelo.....	72
6.2	Formulación del modelo.....	73
6.3	Caso base	74
6.4	Caso tecnología entrante.....	74
6.4.1	Costes del sistema	74

6.4.2	Inversión.....	75
6.4.3	Recuperación de costes	76
6.5	Caso cambio en la forma de la demanda	77
6.6	Caso vida útil reducida.....	77
6.6.1	Costes del sistema	77
6.6.2	Inversión.....	78
6.6.3	Recuperación de costes	79
6.7	Conclusiones del modelo.....	79
7	Modelo de inversión anualizado con valor residual.....	81
7.1	Descripción del modelo.....	81
7.2	Formulación del modelo.....	81
7.3	Caso tecnología entrante.....	82
7.3.1	Costes del sistema	83
7.3.2	Inversión.....	84
7.3.3	Recuperación de costes	84
7.4	Caso vida útil reducida.....	85
7.4.1	Costes del sistema	85
7.4.2	Inversión.....	86
7.4.3	Recuperación de costes	87
7.5	Conclusiones del modelo.....	87
8	Análisis de resultados	89
8.1	Introducción.....	89
8.2	Caso 1: caso base.....	90
8.3	Caso 2: tecnología entrante.....	93
8.4	Caso 3: cambio en la forma de la demanda	97
8.5	Caso 4: vida útil reducida.....	100
8.6	Conclusiones	104
9	Análisis de sensibilidad. Caso 2: tecnología entrante.	106
9.1	Introducción.....	106
9.2	Análisis 1. Cambio en el año de entrada.....	107
9.3	Análisis 2. Cambio en el coste de inversión.....	109
9.4	Conclusiones	111
10	Conclusiones, recomendaciones y próximos pasos	113
11	Bibliografía.....	118
	Anexo I: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	120

Índice de Figuras

Figura 3.1. Cambio en la forma de la demanda. Caso 3 - años 5 a 10	42
Figura 4.1. Curvas de coste (screening curves) para las tecnologías participantes en el modelo ...	50
Figura 8.1. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Caso base.....	91
Figura 8.2. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso base.	92
Figura 8.3. Evolución temporal de la capacidad efectiva instalada. Modelo anualizado. Caso de tecnología entrante.	94
Figura 8.4. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Modelo de costes totales. Caso de tecnología entrante.	94
Figura 8.5. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso de tecnología entrante.	96
Figura 8.6. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Caso cambio de forma de la demanda. 98	
Figura 8.7. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso de cambio de forma de la demanda.	99
Figura 8.8. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Modelo anualizado. Caso de vida útil reducida.	101
Figura 8.9. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.....	101
Figura 8.10. Evolución de la capacidad instalada de CCTG. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.	102
Figura 8.11. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso de vida útil reducida.	103
Figura 9.1. Capacidad inicial de WIND. Análisis de sensibilidad sobre el año de entrada de WIND_2.....	107
Figura 9.2. Coste total del sistema. Análisis de sensibilidad sobre el año de entrada de WIND_2.	109
Figura 9.3. Capacidad inicial de WIND. Análisis de sensibilidad sobre el descuento sobre el coste de inversión original.....	110
Figura 9.4. Coste total del sistema. Análisis de sensibilidad sobre el descuento del coste de inversión original.	111

Índice de Tablas

Tabla 3.1. Costes de inversión anualizados y absolutos	39
Tabla 3.2. Costes de producción	39
Tabla 4.1. Resultados modelo un solo año.....	52
Tabla 5.1. Parámetros de coste. Modelo anualizado. Caso base.....	62
Tabla 5.2. Parámetros de inversión. Modelo anualizado. Caso base.....	63
Tabla 5.3. Parámetros de coste. Modelo anualizado. Caso tecnología entrante.....	65
Tabla 5.4. Parámetros de inversión. Modelo anualizado. Caso tecnología entrante.....	66
Tabla 5.5. Parámetros de rentabilidad. Modelo anualizado. Caso tecnología entrante.....	67
Tabla 5.6. Parámetros de coste. Modelo anualizado. Caso cambio de forma en la demanda.....	68
Tabla 5.7. Parámetros de inversión. Modelo anualizado. Caso cambio en la forma de la demanda.	69
Tabla 6.1. Parámetros de coste. Modelo de costes totales. Caso tecnología entrante.....	75
Tabla 6.2. Parámetros de inversión. Modelo de costes totales. Caso tecnología entrante.....	76
Tabla 6.3. Parámetros de rentabilidad. Modelo de costes totales. Caso de tecnología entrante.....	77
Tabla 6.4. Parámetros de coste. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.....	78
Tabla 6.5. Parámetros de inversión. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.....	78
Tabla 6.6. Parámetros de rentabilidad. Modelo de costes totales. Caso vida útil reducida.....	79
Tabla 7.1. Parámetros de coste. Modelo anualizado con valor residual. Caso de tecnología entrante.....	83
Tabla 7.2. Parámetros de inversión. Modelo anualizado con valor residual. Caso de tecnología entrante.....	84
Tabla 7.3. Parámetros de rentabilidad. Modelo anualizado con valor residual. Caso de tecnología entrante.....	84
Tabla 7.4. Parámetros de coste. Modelo anualizado con valor residual. Caso de vida útil reducida.	86
Tabla 7.5. Parámetros de inversión. Modelo anualizado con valor residual. Caso de vida útil reducida.....	86
Tabla 8.1. Comparación costes. Caso base.....	90
Tabla 8.2. Comparación de costes. Caso tecnología entrante.....	93
Tabla 8.3. Comparación de costes. Caso cambio en la forma de la demanda.....	97
Tabla 8.4. Comparación de costes. Caso vida útil reducida.....	100

1. Introducción y planteamiento

1.1 Problema de inversión y planificación del sistema de energía eléctrico

Un sistema de energía eléctrica es aquel formado por unos agentes que proveen de energía eléctrica a una serie de agentes compradores, bajo las normas del mercado, siguiendo la pauta marcada por los entes reguladores y ajustándose a las limitaciones técnicas y físicas del propio sistema. Se compone, por el lado de la oferta, del conjunto de agentes encargados de producir la energía, y por el lado de la demanda, por los usuarios de dicha energía. Para coordinar el sistema, se encuentran las figuras de reguladores de mercados, operadores del sistema y demás entes técnicos que permiten el correcto funcionamiento.

Dentro del sistema eléctrico, y a grandes rasgos, el flujo económico funciona de la siguiente manera: los consumidores pagan por la electricidad que consumen a un precio determinado, y los agentes productores son remunerados por el suministro de electricidad. El precio que se paga por cada unidad energética consumida viene fijado por el mercado y depende de su estructura. Un formato habitual para determinarlo es el de mercado marginalista. Los agentes generadores del sistema proponen en la subasta el precio al que están dispuestos a vender su energía (hay tecnologías que pueden resultar más caras de operar que otras, por lo que cada una buscará un precio que al menos le permita recuperar los costes). En otras palabras, las tecnologías buscarán el mínimo precio que les permita vender energía sin dejar de ser rentables. Por otro lado, la demanda marcará el máximo precio a pagar en el mercado por la energía en el periodo subastado. Si la demanda es baja, solo las tecnologías más baratas venderán en la subasta y el precio será bajo. Si, por el contrario, la demanda es alta, el lote de oferta entrará prácticamente entero y el precio será el mercado por la última tecnología que entra en la venta, es decir, la más cara. Esto sucede a diario en el sistema eléctrico de muchos territorios, entre los que se encuentra España y Portugal (Mibel) dentro del mercado europeo.

En estos mercados, la responsabilidad de invertir en capacidad eléctrica recae en los agentes generadores y en el regulador del mercado. Se trata de una decisión que requiere de planificación por adelantado, dado que la inversión en centrales eléctricas no se puede realizar de un año para otro. Además, un agente debe conocer la demanda esperada, así como a los demás participantes del sistema para poder optimizar las inversiones, dados sus costes de inversión y producción.

Bajo una serie de hipótesis que permitan considerar el mercado como perfecto, considerando que en el sistema no se dan situaciones de oligopolio o monopolio, se puede asumir que, si los agentes toman decisiones racionales a la hora de invertir y pujar en el mercado, el sistema alcanza una solución de mínimo coste.

Por todo lo introducido anteriormente, uno de los problemas más frecuentes en la explotación de los sistemas de energía eléctrica es el de la planificación del *mix* energético o de la capacidad. No resulta trivial, ni para los agentes generadores ni para el regulador, planificar por adelantado la capacidad a instalar en el sistema que permita minimizar el coste y permita que las empresas involucradas obtengan cierta rentabilidad dentro del mercado. Por ello, el problema se puede plantear de diversas maneras, entre las que se encuentra la estudiada en este proyecto: mediante un problema de optimización. El modelo planteado pretende encontrar la solución de mínimo coste (de producción e inversión) para el sistema que permite satisfacer la demanda prevista para un conjunto de años dado. El resultado se compone de las decisiones de inversión de cada uno de los agentes del sistema, a lo largo del horizonte del modelo. Este será el enfoque estudiado en el proyecto puesto que la solución de mínimo coste dentro de un mercado que fija los precios de la electricidad es el punto de partida para obtener las condiciones de mercado perfecto que desea el regulador del sistema.

El enfoque de mínimo coste propuesto permite estudiar la recuperación de costes total de los agentes generadores, bajo la teoría marginalista que considera la remuneración a coste marginal en los mercados de competición perfecta. Bajo las siguientes hipótesis (Ventosa, Linares, & Pérez-Arriaga, *Power System Economics*, 2013) se consigue recuperación de costes completa: a) la capacidad instalada y la energía generada deben modelarse como variables continuas; b) el hecho de instalar más capacidad no reduce el coste de inversión (no hay economías de escala); c) igualmente, no hay economías de escala para los costes de producción; d) no hay tecnologías con restricción de producción de electricidad (centrales hidráulicas); e) se considera la energía no suministrada en el sistema.

A la hora de plantear el problema de optimización que permita planificar la capacidad de producción eléctrica en el sistema, se deben considerar distintos aspectos que pueden resultar en enfoques diferentes para el problema. Se deben representar los costes de inversión para la vida útil de cada una de las centrales instaladas de manera adecuada, teniendo en cuenta el cierre de las centrales al alcanzar su vida útil, así como su reemplazo. Si se toma un horizonte del modelo de

varios años, atendiendo a los argumentos presentados previamente, modelar el coste de inversión puede hacerse de manera anualizada o global. Ambas alternativas deben presentar una restricción de monotonía que no permita las desinversiones, por ser poco habituales y realistas. Anualizar el coste no permite representar el cierre de centrales de manera adecuada, y da por hecho que, al cumplirse la vida útil de una central, esta se reemplaza de manera íntegra al año siguiente. Por otro lado, representar el coste de inversión de manera global y no anualizada sí otorga flexibilidad de, cumplir con la restricción de monotonía a la vez que reduce la capacidad instalada tras producirse el cierre de una central.

El problema descrito plantea distintas posibilidades a la hora de abordarlo y el proyecto estudia dichas alternativas en profundidad, buscando su aplicación a casos realistas que permitan entender las diferentes decisiones de inversión y resultados de coste obtenidos al resolver el problema de optimización.

1.2 Motivación

La industria eléctrica resuelve el problema planteado en el apartado anterior de una manera estándar y ampliamente aceptada por el colectivo, cuya seña de identidad es la representación de los costes de inversión de manera anualizada. El presente proyecto pretende colaborar a la hora de entender el modelo estándar (o anualizado) a través de una serie de escenarios a los que será sometido.

Asimismo, el proyecto pretende estudiar los resultados obtenidos al ejecutar un modelo alternativo para la resolución del problema. Dicho modelo será presentado y explicado en el proyecto, siendo su principal diferencia con el estándar de la industria el hecho de que representa los costes de inversión de manera global y no anualizada.

Se trata del análisis de una propuesta ambiciosa para entender mejor las decisiones de inversión de los agentes generadores, así como para estudiar las diferencias en cuanto a costes y rentabilidad obtenidas por ambos modelos planteados

1.3 Objetivos

Los principales objetivos del proyecto son los siguientes:

- Estudio y comprensión del problema de planificación de la capacidad eléctrica tanto para un año como para varios. Enfoque del problema a partir de la optimización del coste del sistema.
- Estudio y comprensión del modelo de optimización para varios años con coste de inversión anualizado.
 - Estudio y comprensión de una variante de este modelo que incluya el valor residual del coste del sistema en la función objetivo.
- Estudio y comprensión del modelo de optimización para varios años con coste de inversión global y no anualizado.
- Programación de los modelos de optimización en el lenguaje algebraico de programación GAMS para que sean funcionales y permitan el análisis de los resultados obtenidos.
- Planteamiento de diferentes escenarios para probar los modelos en situaciones realistas donde existan potenciales diferencias entre ellos. Se planteará:
 - Un primer caso que deberá servir de base para comparar y construir casos más complejos. Se emplearán datos de demanda reales del año 2019.
 - Un caso deberá modelar la entrada a mitad del modelo de una tecnología renovable con coste de inversión inferior a las demás que perjudique la rentabilidad de las tecnologías iniciales.
 - Un caso en el que la demanda prevista sufra cambios en la forma de la curva duración – carga.
 - Un caso en que una tecnología tiene una vida útil inferior al horizonte del modelo y cuya central debe cerrar.
- Ejecución de los modelos y análisis de los resultados obtenidos. Se analizarán los resultados obtenidos de manera sistemática a partir de tres dimensiones fundamentales.
 - Se estudiará la inversión realizada por los distintos agentes generadores para cada año perteneciente al modelo.
 - Se estudiarán los costes del sistema y de cada tecnología a lo largo del horizonte del modelo, con el fin de poder comparar qué alternativa ofrece una solución de coste menor.

- Se estudiará la recuperación de costes del sistema y de las distintas tecnologías para comprobar si lo demostrado sobre esta se cumple para todos los casos planteados.
- Análisis teórico de la recuperación de costes para una inversión en una tecnología dada para el modelo con costes de inversión anualizado, diferenciando la casuística según la vida útil de la tecnología sea mayor, menor o igual que el horizonte del modelo.
- Análisis de sensibilidad para el caso de tecnología entrante que permita estudiar las diferencias en las decisiones de inversión según los valores que tomen los distintos parámetros que definen el escenario.
- Comparación de los resultados obtenidos en el modelo y llegada a conclusiones robustas sobre los puntos a favor y en contra de cada uno de los modelos.

1.4 Metodología de trabajo

Los modelos se han programado en GAMS, que permite fácilmente expresar el lenguaje de la programación lineal para problemas de optimización como el analizado en el proyecto. Los resultados se han analizado fundamentalmente en Microsoft Excel. La metodología de trabajo empleada ha sido de manera incremental, con el fin de lograr un aprendizaje ágil de la materia y conseguir consolidar conceptos de manera adecuada.

El trabajo se ha realizado de manera gradual, comenzando por el problema de optimización planteado para un solo año. Este paso ha permitido acotar bien el problema, así como definir los errores a esperar de la ejecución de un modelo programado. A continuación, se han estudiado, programado y definido los modelos anualizados y de costes totales para el escenario base. Después, dichos modelos se han sometido a los distintos escenarios planteados en el proyecto. Finalmente, los resultados se han analizado de manera exhaustiva para sacar el mayor provecho de las conclusiones obtenidas.

1.5 Recursos

Los modelos se encontraban parcialmente programados. Para entender y programar en GAMS se han empleado la guía y documentación disponibles online. Además, se ha empleado la serie de demanda correspondiente al año 2019, disponible a través de la página web de REE (<https://www.ree.es/es>).

1.6 Estructura de la memoria

La memoria, tras esta introducción, comienza con el estado del arte, explorando la literatura existente sobre las diversas maneras de afrontar el problema definido en el proyecto. A continuación, se describe el problema de manera íntegra. Se sigue con la presentación, planteamiento y resultados de los modelos estudiados (anual, anualizado, costes totales y anualizado con valor residual). Una vez descritos y presentados los modelos y sus resultados, se procede a la comparación y el análisis entre ellos. Finalmente, se lleva a cabo un análisis en detalle para uno de los escenarios planteados, antes de presentar las conclusiones del proyecto.

2 Estado de la cuestión

Existe extensa literatura acerca del problema de planificación de la capacidad de un sistema eléctrico dentro del ámbito de la investigación operativa y los modelos de optimización. Hay distintos enfoques al problema según se tome un horizonte de estudio de un solo año (enfoque estático) o de varios años (enfoque dinámico). Además, algunos abordan el problema desde el punto de vista de la maximización del beneficio mientras otros, como los modelos presentados en este proyecto, buscan la optimización minimizando el coste. Finalmente, se encuentran modelos que emplean técnicas de optimización más sofisticadas (i.e. MILP) y otros que recurren a modelos de programación lineal más comunes en la industria.

2.1 Estudios con enfoque estático

El enfoque estático resuelve el problema para un año considerando el coste de inversión de cada tecnología repartido entre los años de vida útil de esta. Entre los trabajos clásicos con este enfoque se encuentran los que plantean un modelo de programación no lineal para minimizar el coste del sistema (Ramos, Perez-Arriaga, & Bogas, 1989), y (Morris & Borison, 1984) que presenta una manera más eficiente de abordar el problema, empleando programación dinámica y ganando en velocidad de ejecución del modelo. Por otro lado (Ventosa, Denis, & Redondo, 2002) enfocan el problema buscando maximizar los ingresos. Más recientemente, han surgido alternativas más sofisticadas, como (Pozo, Sauma, & Contreras, 2012) que emplea MILP en tres niveles diferentes y que ha sido probada con datos del sistema eléctrico de Chile para estudiar su aplicabilidad; (Pineda & Morales, 2018) plantean técnicas de *clustering* para los periodos cronológicos horarios empleados en el modelo; o (Poncelet, van Stiphout, Delarue, D'haeseleer, & Deconinck, 2014) que plantean una alternativa en la que aborda el problema tomando tan solo como representativos un conjunto de días dados en el año, obtenidos también a partir de técnicas de *clustering*.

2.2 Estudios con enfoque dinámico

Los estudios de enfoque dinámico resuelven el problema para un conjunto finito de años. Trabajos clásicos en este sentido incluyen los realizados por (Wogrin, Centeno, & Barquín, 2013) y (Gorenstin, Campodonico, Costa, & Pereira, 1993) que toman un coste de inversión anualizado y no incluyen el valor residual de los costes a la hora de optimizar el modelo. Entre los estudios que sí que incluyen el valor residual de los costes encontramos el trabajo de (Gil, Aravena, & Cárdenas,

2014) que replica el coste del último año para extenderlo hasta hacia perpetuidad y además incluye distintos escenarios para la tecnología hidráulica, que no se valora en este proyecto. Por otro lado (Shengyu, Lu, Xiaoqing, & Bo, 2015) considera el valor residual como el valor de mercado de los activos de generación una vez se termina el horizonte del modelo estudiado.

De manera similar al enfoque estático, se encuentran trabajos más sofisticados que abordan el problema con algoritmos genéticos (Murugan, Kannan, & Baskar, 2009) o que hacen especial hincapié en modelar de manera precisa el comportamiento intermitente de las energías renovables, así como introducir aspectos relevantes para el sistema como son las emisiones de CO₂ (Pereira, Ferreira, & Vaz, 2017).

2.3 Contexto actualidad del sistema de energía eléctrica en España

El mercado eléctrico en España y Portugal, en el que se enmarca el proyecto, está sufriendo un proceso de cambio marcado por dos tendencias principales: el auge de las renovables y las históricas subidas del precio de la electricidad que han invadido el debate político a marchas forzadas.

El precio de la luz durante el verano de 2021 ha sido tema recurrente en telediarios y prensa debido a las continuas subidas en la cotización de la luz hasta llegar a máximos históricos por encima de los 150 €/MWh (El País, 2021). Esta pronunciada subida se atribuye principalmente al incremento en la cotización del gas natural en Europa, que provoca que las centrales térmicas de gas tengan un coste variable superior y ofrezcan su energía a un precio más alto en el mercado marginalista. El encarecimiento de los derechos de emisión de CO₂ y una mayor demanda en verano respecto al resto del año son también factores que han contribuido a que la factura sea más cara que nunca. Este hecho ha provocado la crítica al sistema de mercado marginalista presente en la mayoría de los mercados europeos. Se argumenta, que al marcar el precio del mercado la tecnología más cara que casa la demanda, mientras esta tecnología no sea renovable, se seguirán viendo incrementos en el coste de la electricidad y el consumidor no obtendrá ningún beneficio de la producción renovable (Compañías de Luz, 2021). Hay voces críticas que opinan que el mercado español está dominado por 5 compañías que dan lugar a una situación de oligopolio, en la que realizar cambios que beneficien al consumidor puede resultar complicado. El proyecto, tal y como se ha explicado anteriormente, asume un mercado marginalista en el que el precio lo marca la tecnología más cara que satisface la demanda en cada bloque horario.

La segunda tendencia a destacar en el mercado español está relacionada con la entrada de las renovables en el mix energético. España se encuentra en un proceso de descarbonización que avanza a un ritmo considerable, esperándose el cierre del 85% de las centrales de carbón para 2022 (Roca, 2021). Dicha capacidad que se espera cerrar en el corto plazo será sustituida en su mayoría por energía renovable, de acuerdo al Plan PNIEC que establece en 74% el porcentaje de energías renovables presentes en el mix para el año 2030 (Gobierno de España, 2021). La entrada progresiva de estas tecnologías renovables, presumiblemente cada vez con un coste de inversión menor, puede provocar fenómenos conocidos como canibalización de las renovables (Fernández, 2016), afectando a las tecnologías de generación más caras que buscan rentabilizar sus inversiones.

Las tendencias actuales del mercado eléctrico en España ayudan a poner en contexto el proyecto, que asume un mercado marginalista y además plantea situaciones que emulan la entrada de tecnologías renovables y cambios en el comportamiento de la demanda.

3 Descripción del problema

3.1 Introducción y planteamiento del problema

El problema estudiado en el proyecto consiste en encontrar las decisiones de inversión y producción de mínimo coste que satisfacen la demanda de un sistema eléctrico dado. Se compararán dos alternativas para minimizar la función de coste del sistema eléctrico, representadas cada una por un modelo de optimización que afronta el problema desde una perspectiva distinta. Para cada modelo, se ejecutarán diferentes escenarios variando las condiciones de la oferta y la demanda. Dichos escenarios representan situaciones factibles en el mercado y que podrían llegar a producirse en un futuro cercano.

El primer modelo analizado se denominará de costes anualizados. Este modelo representa el estándar en la industria y tiene en cuenta los costes de inversión en generación de forma anualizada, lo cual resta complejidad al modelo, sacrificando cierta flexibilidad, como se verá en próximos capítulos. Será un modelo que servirá como base de comparación para comprobar la validez de la alternativa al *status-quo* que supone el segundo modelo planteado. Dicha alternativa es el modelo de costes totales, en el cual los costes de inversión no se anualizan, sino que se contabiliza el coste total de cada MW invertido en el momento en que se realiza la inversión. A diferencia del modelo anualizado, el de costes totales tiene en cuenta la vida útil de cada tecnología y el valor residual de los costes más allá del horizonte del modelo.

La hipótesis inicial del problema es, que al someter a los distintos modelos a distintas situaciones de “estrés” por parte tanto de la demanda como de la oferta, el modelo anualizado será más rígido a la hora de distribuir sus costes (puesto que ya están anualizados), y ofrecerá unas posibilidades de inversión menos rentables para el sistema y para las tecnologías participantes en el mismo. Por el contrario, el modelo de costes totales, al tener en cuenta el valor residual y la vida útil de cada tecnología, será capaz de ofrecer una mejor distribución de inversiones para conseguir minimizar el coste del sistema.

3.2 Modelización y parámetros

3.2.1 Problema de optimización. Función objetivo, variables y restricciones

Ambos modelos consisten en sendos problemas de optimización formulados en formato de programación lineal con una función objetivo a minimizar y un conjunto de restricciones para las distintas variables que participan del problema. La función objetivo representa el coste total del sistema, tanto de inversión como de producción. Cada modelo tiene una función objetivo particular, en función de si se incluye en la misma el valor residual del coste o de si se anualiza el coste de inversión.

Los **parámetros fundamentales** del modelo que aportan la estructura mínima necesaria para que funcione son los siguientes:

- Horizonte temporal del modelo: se mide en años desde el inicial ($y = 1$) hasta el final (Y). Para todos los casos ejecutados en el proyecto se tratará el año final Y como año 20.
- División de los bloques de demanda: la demanda anual que recibe como entrada el modelo se estructura en bloques que dividen el año en partes iguales. Cada bloque de demanda se expresa con la letra l . Lo más habitual en los casos ejecutados en el proyecto es encontrar bloques de demanda horarios, teniendo desde l_1 hasta l_{8760} para cada uno de los años que componen el horizonte del modelo.
- Tecnologías: se trata de cada una de las unidades con capacidad de inversión en el modelo y producción energética en el modelo. Se expresan con el subíndice j .

Las **variables** que forman parte del problema de optimización son las siguientes:

- Capacidad instalada: mide la potencia instalada de una tecnología dada para cada año del modelo. Se puede expresar como capacidad acumulada o como capacidad anual.
 - Capacidad acumulada: se expresa con la letra X y se mide en MW.
 - Capacidad instalada en un año: se expresa con XY y se mide en MW.

- Potencia producida: representa la producción en MW de cada tecnología en cada bloque de demanda y para cada año del modelo. Se representa con la letra Q .
- Coste: es la variable que representa el coste total del sistema y que se obtiene a partir de la función objetivo de cada modelo. Se mide en €.

Las principales **restricciones** del problema son las siguientes:

- Restricción de capacidad máxima del sistema: la potencia máxima generada por cada tecnología en un año debe ser menor o igual a la potencia útil instalada de dicha tecnología en el año en cuestión.
- Restricción de balance de demanda: la energía producida en un año dado debe ser igual a la energía demandada en dicho año. Se incluye la NSE (energía no suministrada) en esta restricción para modelar los bloques en los cuales no es rentable producir para ciertas tecnologías, dado el alto coste, y, por tanto, hay demanda que se deja sin cubrir.
- Restricción de monotonía: la potencia instalada de una tecnología en un año dado debe ser mayor o igual a la potencia instalada de dicha tecnología en el año anterior siempre que no se consideren cierres por llegar a la vida útil.
- Restricción de cierres (modelo de costes totales): la potencia total instalada de una tecnología en un año dado es igual a la suma de las potencias instaladas en cada uno de los años anteriores, tan solo considerando aquellas en una ventana anterior al año en cuestión de duración igual a la vida útil de la tecnología. Esta restricción permite anular las inversiones realizadas en periodos anteriores a la vida útil de la tecnología en el cómputo de la potencia total instalada. De esta manera, el modelo de costes totales tiene en cuenta la vida útil de cada tecnología.
- Restricciones de valor positivo: las variables que representan la potencia producida por cada tecnología en cada bloque y la potencia instalada de cada tecnología deben ser mayor o igual a cero para que el modelo no arroje resultados sin sentido.

3.2.2 Tecnologías

Los modelos de optimización empleados en el proyecto fragmentan el sistema en diferentes tecnologías de producción energética. Se trata de una manera simplificada de agrupar todas las empresas que forman parte del sistema según la tecnología de generación. Esta simplificación no afecta a la validez de los resultados de los modelos ejecutados. Las tecnologías empleadas pretenden reflejar de manera sencilla un mix energético diverso, con tecnologías térmicas como el carbón o el gas natural, pasando por el ciclo combinado y con la representación de las energías renovables, la eólica.

Las tecnologías participantes en el modelo se suponen en un mercado perfecto. Esto quiere decir que las ofertas son iguales a los costes marginales para cada periodo y la casación del mercado coincide con la solución de mínimo coste. Las **tecnologías empleadas** son las siguientes:

- Carbón importado (CIMP): las centrales de carbón, cada vez más cuestionadas por la tendencia hacia la descarbonización del sector eléctrico a nivel mundial, presenta ciertas ventajas, especialmente comparado con el carbón autóctono, en el caso de España. Los costes asociados a la extracción acostumbra a ser menores puesto que el precio del carbón en los mercados internacionales es menor que el requerido para extraer el carbón nacional (Tecnologías y costes de la generación eléctrica, 2019). Además, el carbón importado presenta mejores propiedades frente al medio ambiente en términos de emisiones, así como un mayor poder calorífico. Actualmente las centrales de carbón suman 4.884 MW de capacidad en España, representando un 4,4% del mix energético. En el año 2020, se produjeron 5,022 GWh con esta tecnología, representando un 2% del total en el año (Datos de generación en España , 2020).
- Turbina de gas (TGAS): las centrales térmicas de gas natural obtienen la energía a partir de la combustión de dicho gas. Frente a las centrales de carbón, presentan una mayor flexibilidad a la hora de poner en marcha la central. Actualmente las centrales térmicas de turbina de gas suman 1.149 MW de capacidad en España, representando un 1% del mix energético. En términos de producción, en el año 2020, se produjeron 4.194 GWh con esta tecnología, representando un 1,7 % del total en el año (Datos de generación en España , 2020).

- Ciclo combinado (CCGT): las centrales de ciclo combinado producen la energía eléctrica a partir de la energía térmica del gas natural mediante dos ciclos termodinámicos, uno con turbina de gas y un segundo con turbina de vapor (Tecnologías y costes de la generación eléctrica, 2019). Actualmente las centrales térmicas de ciclo combinado suman 26.250 MW de capacidad en España, representando un 23,7% del mix energético. En términos de producción, en el año 2020, se produjeron 44.023 GWh con esta tecnología, representando un 17.6 % del total en el año (Datos de generación en España , 2020).
- Eólica (WIND): las centrales eólicas producen electricidad a partir de la energía cinética del viento. Se trata de una de las fuentes de energía renovables con mayor potencial puesto que presenta la gran ventaja de no requerir de energías primarias para la generación eléctrica. Por el contrario, su producción es muy dependiente del viento y resulta intermitente, dando lugar a situaciones de incertidumbre en el sistema. Por ello, en el modelo se aplica un factor de contribución de 0,25 para representar que solamente es aprovechable un cuarto de la potencia instalada para esta tecnología. Actualmente la energía eólica suma 27.660 MW de capacidad en España, representando un 24,9% del mix energético. En términos de producción, en el año 2020, se produjeron 54,899 GWh con esta tecnología, representando un 22 % del total en el año (Datos de generación en España , 2020).
- Energía no suministrada (NSE): se trata de la porción de demanda que no es satisfecha por la red de generación eléctrica. Esta situación se puede dar por condiciones accidentales en la red y también responde al consumo desconectado en momentos concretos. A pesar de no ser una tecnología conceptualmente, es decir, no se trata de una unidad de generación de energía ni tiene capacidad de inversión, a efectos de modelaje se trata como tal. La NSE aparece en el periodo de mayor demanda, donde el sistema no es capaz de producir todo lo demandado, o no le es rentable hacerlo. Para conseguir reflejar esta situación en el modelo, el coste de producción se considera exageradamente elevado (coste ficticio), mientras que el coste de inversión es nulo (ficticio también).

3.2.3 Costes de inversión

Los costes de inversión se expresan en los modelos estudiados de maneras diferentes. En el modelo anualizado se emplea el coste de inversión anualizado, medido en €/MW/año. Dicho

coste representa la anualización del coste (€) por MW a lo largo de la vida útil de la tecnología en cuestión. Por otro lado, en el modelo de costes totales se emplea el coste de inversión absoluto, medido en €/MW. El porqué de usar uno u otro se explicará más adelante cuando se estudie cada modelo por separado.

La Ecuación 3.1 presenta la relación entre el coste de inversión anualizado (β) y el coste de inversión absoluto (B).

$$B_j = \sum_{i=1}^{i=ls(j)} \frac{\beta_j}{(1+d)^{i-1}} \quad \forall j$$

Ecuación 3.1

El parámetro $ls(j)$ se corresponde a la vida útil de cada tecnología, mientras que el parámetro d representa el factor de descuento empleado para anualizar el coste de inversión. La Ecuación 3.2 presenta la expresión del coste de inversión para una tecnología concreta en un año dado para el modelo anualizado. La Ecuación 3.3 hace lo propio con el modelo de costes totales. El coste de inversión del modelo de costes totales deberá ser ajustado para no incluir parte del valor residual. Este concepto se explicará más adelante.

$$\text{Coste de inversión}_{anu}(j, y) = \beta_j X_{j,y}$$

Ecuación 3.2

$$\text{Coste de inversión}_{tot}(j, y) = B_j XY_{j,y}$$

Ecuación 3.3

La Tabla 3.1 presenta el resumen de costes de inversión, tanto anualizados como absolutos ($d = 7\%$), y vida útil de cada una de las tecnologías del modelo (International Energy Agency, 2015). La tecnología CCGT* será la empleada en el caso 4 del proyecto. Tal y como se explicará más adelante, se trata de la misma tecnología CCGT que en el resto de los casos, con la diferencia de que tiene una vida útil reducida a 15 años.

Tecnología	Coste de inversión anualizado	Coste de inversión absoluto	Vida útil
	€/MW/año	€/MW	años
CIMP	125,240	1,662,896	30
TGAS	35,600	443,908	25
CCGT	50,858	634,165	25
WIND	90,000	1,122,240	25
CCGT*	50,858	495,635	15

Tabla 3.1. Costes de inversión anualizados y absolutos

3.2.4 Costes de producción

El coste de producción de cada una de las tecnologías es aquel en el que incurre cada unidad de generación para producir un MWh de energía eléctrica. Se expresa con la letra δ y las unidades son €/MWh. La Ecuación 3.4 presenta la expresión del coste de producción de una tecnología a lo largo de un año tanto para el modelo anualizado como para el modelo de costes totales.

$$\text{Coste de producción } (j, y) = \sum_l \delta_j t_{l,y} Q_{j,l,y} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

La Tabla 3.2 muestra el resumen de costes de producción para cada tecnología (International Energy Agency, 2015).

Tecnología	Coste de producción
	€/MWh
CIMP	34
TGAS	75
CCGT	52
WIND	1.8

Tabla 3.2. Costes de producción

3.2.5 Demanda

La demanda empleada en el proyecto se obtiene a partir de la proyección hacia el futuro de la demanda histórica del año 2019. La proyección de la demanda a los años que comprenden el horizonte del modelo se realiza a través de un coeficiente de crecimiento constante de valor g igual a 1%. El año inicial, en el modelo $y = 1$, se corresponde a 2019 y tiene una demanda energética total de 250,056 GWh. El bloque de menor demanda es de 17.33 GW y el de mayor de 39.42 GW.

La demanda se puede dividir en bloques de duración variable, pero siempre respetando la demanda energética total de cada año. Es decir, debe resultar equivalente en cuanto a la demanda total del sistema que los bloques sean de 1 o de 10 horas. Tal y como se ha comentado anteriormente, lo habitual será tener una división horaria de la demanda.

Esta representación de la demanda es simple y no atiende a factores considerables tal y como la elasticidad.

3.2.6 Precio

El precio o remuneración obtenida por cada MWh producido en el mercado es el parámetro que permite obtener los ingresos percibidos por las distintas tecnologías a la hora de generar la energía eléctrica. Siguiendo la teoría de mercado marginalista, el precio de la energía se obtiene del proceso de subasta en el que cada tecnología puja por producir la cantidad óptima que les permite recuperar costes. Este precio óptimo para cada bloque coincide con el coste de producción de la tecnología que marca el coste marginal del sistema.

En el proyecto se distingue entre el precio de corto y largo plazo. De tal manera, todos los parámetros, de ahora en adelante, que involucren al precio, tendrán una variante a corto y otra a largo plazo. El parámetro precio se expresa como $p(l,y)$ y se medirá en €/MWh.

3.2.7 Otros parámetros (factores: contribución, descuento, crecimiento)

Existen una serie de parámetros adicionales que forman parte del modelo de optimización y son estructurales para la definición de este.

- Factor de contribución: se expresa con la letra k y refleja la intermitencia de la energía eólica. El factor k toma un valor de 0.25, representando la parte de la energía que se produce en comparación con la que se produciría si la central estuviera todas las horas del año produciendo a su potencia máxima. Por ello, se apreciarán inversiones en WIND muy elevadas, para las que hay que tener en cuenta que tan solo son aprovechables para la generación la cuarta parte de ellas.
- Factor de descuento: se expresa con la letra d y se emplea para desplazar flujos monetarios en el tiempo. Atendiendo al principio del valor del dinero en el tiempo, se puede afirmar que 1€ hoy es más valioso que 1€ mañana. Mediante el factor de descuento se pueden comparar flujos de efectivo, habitualmente en el presente, donde la comparación es válida a la hora de valorar inversiones y proyectos.
 - El valor del factor de descuento es del 7 %.
 - El término empleado en finanzas para este fin es WACC (Weighted Average Cost of Capital) y permite descontar flujos de efectivo al mínimo retorno esperado por los inversores, es decir, el coste de financiación o capital. De tal manera, se obtiene el valor presente de cualquier proyecto de inversión.
- Vida útil: cada tecnología tiene asociado un valor de vida útil (ver en Tabla 3.1). Se expresa en años y se representa como ls (lifespan). Indica el número de años de operación de una central de generación de una tecnología dada y se asume la no operación de esta una vez sobrepasado el límite.
- Factor de crecimiento: se expresa con la letra g y representa el valor constante al que se considera que crece la demanda y la producción para los años posteriores al horizonte del modelo (Y). Se estima un crecimiento constante hasta el infinito del 1% que permite considerar el valor residual de las inversiones realizadas en los Y años del modelo.

3.3 Casos de estudio

3.3.1 Caso base

El caso empleado como referencia en el proyecto consiste en una demanda creciente a ritmo constante ($g\%$ anual). El hecho de que todos los años sean equivalentes en este modelo le otorga modularidad, puesto que se podría resolver cada año por separado y obtener la misma solución

que ejecutando todos los años simultáneamente. Este escenario representa una situación en la que no se da ningún cambio ni en el lado de la demanda ni en el de la oferta y sirve como referencia para el resto de escenarios estudiados.

3.3.2 Caso tecnología entrante

El segundo escenario del proyecto pretende representar el efecto denominado como canibalización de las renovables. Se trata de un caso donde se alteran las condiciones de la oferta de generación. En este escenario, se plantea la entrada de una quinta tecnología, denominada WIND_2, con las mismas características que la tecnología WIND, excepto en el coste de inversión. La tecnología entrante tiene un coste de inversión menor que la existente desde el inicio del horizonte. Esta situación provocará conflictos entre ambas tecnologías dada la restricción que impide la desinversión hasta que no se alcanza la vida útil de las inversiones (Fernández, 2016).

3.3.3 Caso cambio en la forma de la demanda

El tercer escenario presenta una alteración del caso base desde el lado de la demanda. En él, pese a mantenerse con crecimiento constante ($g\%$) la demanda total de cada año, se introducen cambios en su forma. Mediante el incremento de la demanda en periodo punta y disminución de esta en periodos valle, se consigue alterar la inversión óptima de cada tecnología. La Figura 3.1 presenta el cambio de demanda aplicado entre los años 5 y 10 del modelo. El resto de los años del modelo siguen el modelo de crecimiento lineal del caso base.

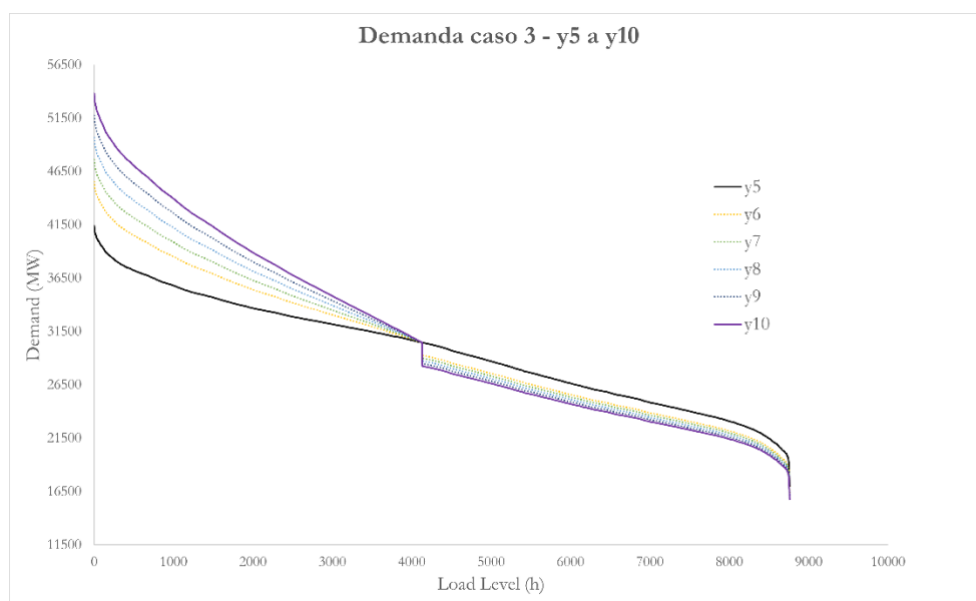


Figura 3.1. Cambio en la forma de la demanda. Caso 3 - años 5 a 10

3.3.4 Caso vida útil reducida

El cuarto caso planteado en el proyecto asume que una de las tecnologías (CCGT) tiene una vida útil de 15 años, inferior al horizonte del modelo, que es de 20 años. Emplea el mismo perfil de demanda que el escenario tres y permite observar las diferencias entre ambos modelos a la hora de invertir y recuperar costes, puesto que el anualizado es un modelo ciego a la vida útil de las tecnologías, a diferencia del modelo de costes totales.

3.4 Conceptos financieros. Valor actualizado neto y valor residual

3.4.1 Valor actualizado neto (VAN)

El valor actualizado neto es una métrica financiera que permite evaluar la rentabilidad de una inversión con flujos de caja proyectados hacia el futuro. Consiste en la diferencia entre el valor presente de las entradas y las salidas de efectivo. Se denomina valor actualizado porque trae al presente los flujos futuros de efectivo de una serie de periodos determinados, teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo a través de un factor de descuento (d), el cual representa el coste de capital para financiar el proyecto.

Si el VAN de una inversión es positivo, implica que el valor de las entradas de efectivo es mayor que el valor de las salidas, por lo que no solo se recuperan costes de inversión, sino que se trata de una inversión atractiva desde el punto de vista de la rentabilidad. La Ecuación 3.5 define el VAN para un conjunto de flujos de efectivo futuros cualquiera.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - C_t)}{(1 + d)^t} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

En la Ecuación 3.5, I_t representa los ingresos durante el periodo t y C_t representa los costes en dicho periodo.

3.4.2 Valor residual (VR)

El valor residual de una inversión representa el valor perpetuo más allá del periodo de estimación de los flujos de efectivo. En el caso de este proyecto, será el valor de las inversiones hasta perpetuidad después del horizonte planteado en el modelo.

Para calcular el valor residual se toma como referencia el último año estimado en el modelo, el año Y, y se aplica el Modelo de Crecimiento de Gordon (*Gordon Growth Model*) (Hayes, 2021). Este modelo consiste en calcular el valor presente de la suma infinita de un flujo de efectivo que crece a ritmo constante (g%). La tasa de descuento empleada debe ser la misma que para calcular el VAN de la inversión. La Ecuación 3.6 muestra el cálculo del valor residual de una inversión, descontado al presente.

$$VR = \frac{1}{(1+d)^Y} * \frac{1+g}{d-g} * (I_Y - C_Y) \quad \text{Ecuación 3.6}$$

En la Ecuación 3.6, I_Y representa los ingresos durante el periodo Y y C_Y representa los costes en dicho periodo.

3.5 Parámetros de medición de resultados

3.5.1 LCOE

El coste normalizado de la energía, llamado LCOE en el proyecto por sus siglas en inglés (*Levelized Cost of Energy*) es el valor presente del coste total de operación e inversión de un sistema o tecnología, expresado en coste por unidad de energía producida por dicho sistema o tecnología. La Ecuación 3.7 presenta la definición de LCOE del sistema para el conjunto de años estimados en el modelo anualizado.

$$LCOE_{anu} = \frac{\sum_j (\sum_{y=1}^{y=Y} \text{Coste de inversión } anu_{j,y} + \text{Coste de producción }_{j,y}) (1+d)^{1-y}}{\sum_l \sum_{y=1}^{y=Y} D_{l,y} t_{l,y}} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Para el modelo de costes totales, tan solo cambia la expresión del coste de inversión. Queda definido en la Ecuación 3.8.

$$LCOE_{tot} = \frac{\sum_j (\sum_{y=1}^{y=Y} (\text{Coste de inversión } tot_{j,y} + \text{Coste de producción }_{j,y})) (1+d)^{1-y}}{\sum_l \sum_{y=1}^{y=Y} D_{l,y} t_{l,y}} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

La expresión anterior tan solo incluye el coste atribuido a los años comprendidos entre $y=1$ e $y=Y$. Para considerar el efecto del valor residual en el modelo, se puede calcular el LCOE tomando 10 años del valor residual. Es decir, si $Y=20$, el LCOE que considera parte del valor residual será aquel que contemple los años 1 al 30. Se asume un crecimiento constante del 1% en la demanda a partir del año Y . El $LCOE_{Y+10}$ queda definido en la Ecuación 3.9 para el modelo anualizado.

$$LCOE_{anuY+10} = \frac{\sum_j (\sum_{y=1}^{y=Y+10} \text{Coste de inversión } anu_{j,y} + \text{Coste de producción }_{j,y}) (1+d)^{1-y}}{\sum_l \sum_{y=1}^{y=Y+10} D_{l,y} t_{l,y}} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

El $LCOE_{Y+10}$ para el modelo de costes totales queda definido en la Ecuación 3.10. Cabe destacar en esta expresión, que el coste de inversión para los años del valor residual está anualizado, al no entrar estos años dentro del alcance del proyecto.

$$LCOE_{totY+10} = \frac{\sum_j (\sum_{y=1}^{y=Y} ((\text{Coste de inversión } tot_{j,y} + \text{Coste de producción }_{j,y}) (1+d)^{1-y}) + \sum_j (\sum_{y=Y+1}^{y=Y+10} (\beta_j X_{j,y} + \sum_l \delta_j t_{l,y} Q_{l,j,y})) (1+d)^{1-y})}{\sum_l \sum_{y=1}^{y=Y+10} D_{l,y} t_{l,y}} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Finalmente, el LCOE puede también representar el valor presente del coste total de generación de una tecnología en concreto, en lugar que el de todo el sistema. La Ecuación 3.11 presenta la expresión para el LCOE por tecnología para el modelo anualizado, siendo las expresiones para el modelo de costes totales y las que incluyen el valor residual análogas de esta y de las anteriores.

$LCOE_{anu_{tec}(j)}$

$$= \frac{(\sum_{y=1}^{y=Y} (\text{Coste de inversión } anu_y + \text{Coste de producción}_y)(1 + d)^{1-y}}{\sum_l \sum_{y=1}^{y=Y} D_{l,y} t_{l,y}}$$

Ecuación 3.11

3.5.2 Recuperación de costes del sistema

La recuperación de costes del sistema es la diferencia entre el valor presente de los ingresos producidos por todo el sistema en un marco temporal determinado y el valor presente de los costes de todo el sistema en el mismo marco. Se trata de una aproximación al VAN del sistema, puesto que no se consideran ni impuestos ni la rentabilidad de los activos financieros de la empresa que invierte en una tecnología dada. Dicha diferencia se normaliza expresándola como porcentaje de los costes totales. Los costes del sistema comprenden tanto los de inversión como de operación de todas las tecnologías a lo largo de todos los años, siempre teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo y descontando al presente de manera acorde.

En el caso de los ingresos, la Ecuación 3.12 presenta el valor presente de los ingresos del sistema para el periodo comprendido hasta el año Y.

$$VP \text{ Ingresos} = \sum_{j,y} \sum_l t_{l,y} * Q_{j,l,y} * p_{l,y} * (1 + d)^{1-y}$$

Ecuación 3.12

La recuperación de costes del sistema permite comprobar si el sistema es rentable partiendo de la premisa de mercado marginalista. Tal y como se ha explicado anteriormente, el precio empleado para calcular el parámetro puede ser de largo o de corto plazo. Se analizarán ambos parámetros y se explicarán sus diferencias más adelante.

Asimismo, el parámetro tan solo incluye los años comprendidos en el modelo, sin tener en cuenta el valor residual. Por tanto, con el objetivo de analizar cómo influyen en esta métrica los años de valor residual, se estudiará también el parámetro añadiendo los primeros diez años del valor residual (de Y a Y+10), de manera similar a lo propuesto con el LCOE.

3.5.3 Contribución de cada tecnología a la recuperación de costes del sistema

La recuperación de costes del sistema es un parámetro que permite ver la rentabilidad de manera global en el sistema. Sin embargo, a veces es interesante estudiar qué tecnologías contribuyen a dicha recuperación o no con mayor o menor peso. De tal forma, se estudiará como resultado del modelo la contribución de cada una de las tecnologías a la recuperación de costes del sistema, en todas sus versiones.

3.5.4 Recuperación de costes de una tecnología para una inversión determinada

Cada una de las tecnologías participantes en el modelo realiza inversiones año a año. Es interesante estudiar el VAN de dichas inversiones, teniendo en cuenta que la vida útil de la tecnología marca el periodo de tiempo en el que se debe calcular dicho VAN. Por ejemplo, una tecnología con vida útil de 25 años, si realiza una inversión determinada en el año 6, el VAN de dicha inversión se calculará con los flujos netos de efectivo entre el año 6 y 30. De tal manera, la recuperación de costes para una inversión en concreto de una tecnología dada consiste en el valor actualizado neto de la diferencia entre ingresos y costes atribuidos a dicha inversión. A la hora de calcular los ingresos o costes de producción de un conjunto de MW en concreto, es válido bajo la teoría de mercado marginalista, estimar que dichos MW producen la parte proporcional sobre el total de MW de capacidad de la tecnología en cuestión para el año estudiado. Más adelante en el proyecto se explicará la relación que tiene esta recuperación de costes con la inversión realizada en el año Y para cada tecnología.

3.5.5 Coste marginal medio

Se trata de una medida anual que permite reflejar cual es el coste marginal medio considerando todos los bloques en los que está dividida la demanda. Se obtiene a partir de las variables duales de la restricción de balance de demanda (equivalente al precio de largo plazo) para cada bloque de demanda, ponderadas por la duración de cada bloque, y normalizado considerando el número total de bloques. Un mayor coste marginal medio para un año respecto a otro indica un mayor protagonismo de tecnologías de alto coste de producción. De igual manera, conviene comparar el coste marginal para los distintos modelos en años de idéntica demanda, con el fin de evaluar qué modelo toma decisiones con menor coste implícito.

3.5.6 Inversión anualizada equivalente

Este parámetro permite poner en perspectiva la recuperación de costes y los años que forman parte del horizonte del modelo. Un modelo puede recuperar costes en conjunto, pero se puede dar el caso de que durante unos años tenga superávit y que durante otros lo compense con déficit. La inversión anualizada equivalente consiste en el coste de inversión anualizado que haría la diferencia entre ingresos y costes de un año determinado fuera nula. De tal manera, un valor de inversión anualizada equivalente mayor al coste de inversión real de la tecnología, indica mayores ingresos que costes, es decir, superávit en dicho año. Si, por el contrario, la inversión anualizada equivalente cae por debajo del valor real del coste de inversión, esto indica que los costes superan a los ingresos, y, por tanto, se trata de un año con déficit. La Ecuación 3.13 presenta la manera de obtener el parámetro de inversión anualizada equivalente. Al depender de los ingresos, habrá posibilidad de tener inversión anualizada equivalente a corto y a largo plazo.

$$Inv. \text{ anualizada eq. } (j, y) = \frac{Ingresos_{j,y} - Costes_{j,y}}{X_{j,y}} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

4 Problema de inversión para un año

4.1 Descripción del modelo

Este capítulo pretende abordar el problema expuesto en el capítulo anterior desde un enfoque simplificado en el que se define un horizonte del modelo de un año. El objetivo de resolver esta versión simplificada del modelo de inversión es estudiar la recuperación de costes de cada tecnología según la forma en la que se representa la curva duración – demanda. Se entiende que el modelo genera unos resultados con cierto error asociado a representar la curva de manera escalonada en lugar de continua. Bajo la hipótesis de mercado perfecto, el precio de mercado para cada bloque de demanda coincide con el coste marginal de la tecnología más cara produciendo en dicho bloque. De tal manera, se esperaría que el modelo diera una solución de mínimo coste que permita la recuperación de costes de todas las tecnologías, pero la manera de dividir los bloques de demanda influye en el error asociado a dicha recuperación de costes.

En el modelo anual, al usar como precio los costes marginales de las tecnologías, se espera cometer un error y que la recuperación de costes no sea total. El precio para el cual no se consigue una recuperación de costes íntegra se considerará, tal y como se mencionó en el capítulo anterior, precio de corto plazo. En este capítulo se pretende estudiar la magnitud de dicho error con relación al formato de la curva duración – demanda.

Por otro lado, se espera que realmente se obtenga recuperación de costes en el caso de emplear como precio la variable dual de la restricción de demanda. Dicha variable difiere del coste marginal únicamente en los bloques de demanda donde las curvas de coste de las tecnologías se cortan. Esta magnitud, por tanto, se considerará como precio de largo plazo.

Al tratarse de un modelo anual, el problema se puede abordar de manera intuitiva a través de las *screening curves* de cada tecnología. La *screening curve* para una tecnología j se puede definir en la Ecuación 4.1.

$$\text{Coste}_j = \beta_j + \delta_j * t$$

Ecuación 4.1

Se considera t el número de horas que opera una tecnología. Si se representan las rectas para cada tecnología participante en el modelo se obtiene la Figura 4.1.

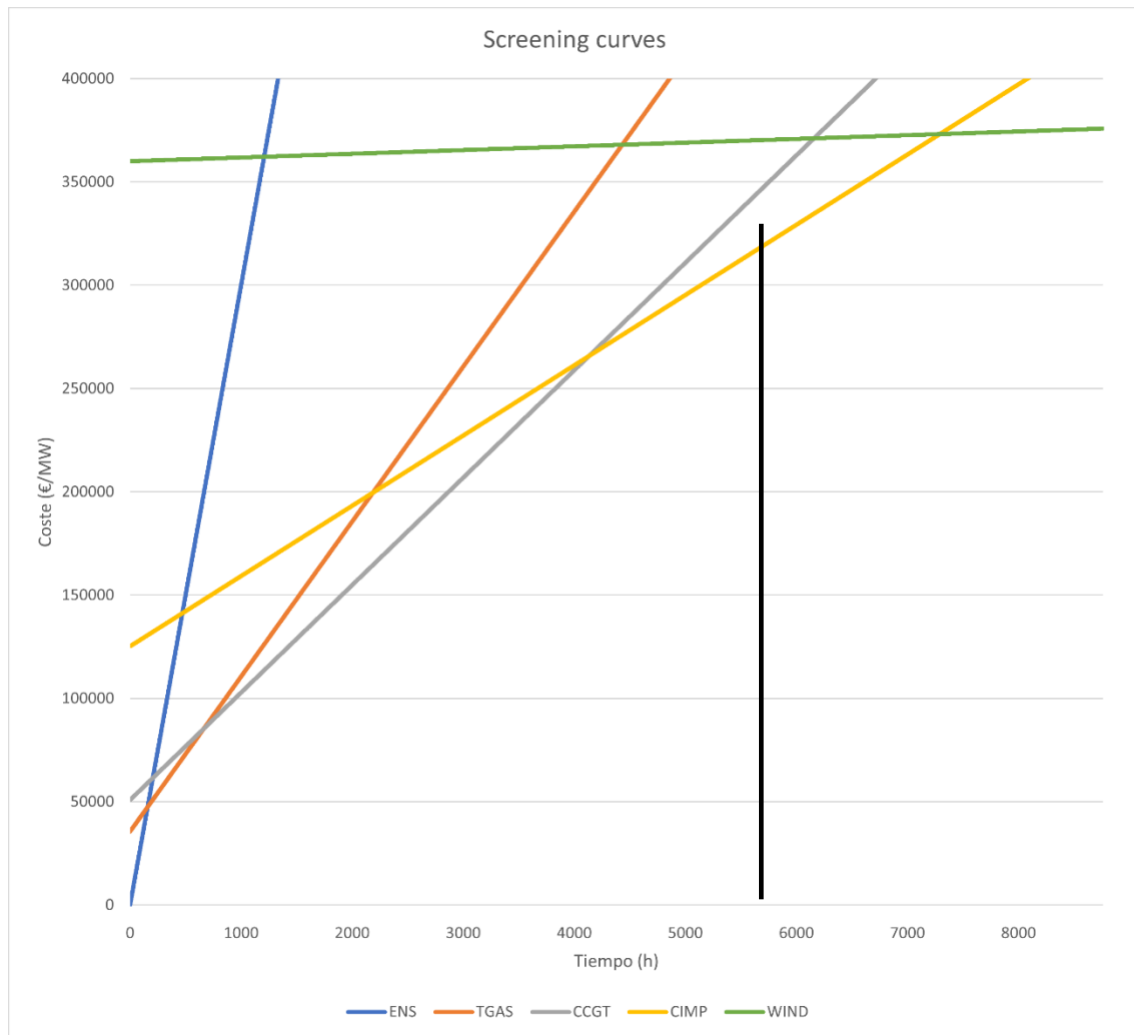


Figura 4.1. Curvas de coste (screening curves) para las tecnologías participantes en el modelo

En la Figura 4.1 se aprecia que, a mayor coste fijo de inversión de una tecnología, menor es el coste de operación variable asociado a esta. Es necesario precisar que la energía no suministrada se modela como si fuera una tecnología más, a pesar de no serlo en realidad. La idea es modelarla con un coste de inversión nulo (no hay nada que invertir en ella), y con un coste de operación muy elevado en comparación con el resto de las tecnologías, con el fin de que aparezca en el modelo tan solo en los periodos de punta.

Estudiando las *screening curves*, se puede obtener el número de horas de operación óptimo para cada tecnología. La solución de mínimo coste será aquella que tiene como tecnología marginal la curva de mínimo coste para cada periodo. Es decir, para el periodo 6120 indicado en la gráfica, la tecnología marginal será el carbón importado (CIMP). De igual manera, el punto de corte entre las rectas es el punto donde se produce un cambio de tecnología marginal en la solución de mínimo coste. Al representar la demanda por bloques, el modelo debe asignar la producción para un bloque

en concreto a una tecnología dada, no puede repartir un mismo bloque para distintas tecnologías. De tal manera, los puntos de corte matemáticos de las *screening curves* no permiten obtener la solución de mínimo coste en el modelo. Dicho error es el que se pretende estudiar en este capítulo para que quede acotado para el resto de los casos a estudiar en capítulos siguientes.

4.2 Formulación del modelo y casos de estudio

El modelo se puede expresar como un problema de optimización en la Ecuación 4.2, Ecuación 4.3, Ecuación 4.4 y Ecuación 4.5, en el que se minimiza el coste del sistema a lo largo del año de estudio.

$$\min \{ \text{Coste del sistema} = \sum_j (\beta_j x_j) + \sum_{lj} \delta_j t_l q_{jl} \} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

s.a.

$$0 \leq q_{jl} \quad : \quad \rho_{jl} \quad \forall j, l \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$q_{jl} \leq k_j x_j \quad : \quad \mu_{jl} \quad \forall j, l \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$\sum_j (q_{jl} t_l) = D_{yl} \quad : \quad p_{yl} \quad \forall y, l \quad \text{Ecuación 4.5}$$

El problema se va a aplicar al caso base explicado en el capítulo anterior, tomando solamente el primer año de este. Se harán dos versiones diferentes para estudiar el efecto de la forma en la que se representa la demanda, ambas manteniendo la misma energía total demandada por el sistema:

- a) Bloques de demanda de una hora de duración. Se define la demanda en 8760 bloques de 1h cada uno.
- b) Bloques de demanda de 10 horas de duración. Se define la demanda en 876 bloques de 10h cada uno.

4.3 Resultados del modelo

La Tabla 4.1 muestra los resultados obtenidos del modelo para las dos versiones. En este caso, se ha empleado el precio de corto plazo para calcular los ingresos de cada tecnología. Si se realizaran los cálculos con el precio de largo plazo, habría recuperación de costes para todas las tecnologías. En conclusión, el precio de corto plazo es el que se debe asociar al error cometido por el modelado de la demanda, mientras que el de largo plazo siempre arrojará valores sin error.

Tecnología	Inversión (MW)		Costes no recuperados (M €)			
	1h	10h	1h		10h	
NSE	2,441	2,072	0.0	0.00%	0.0	0.00%
TGAS	2,004	2,022	-100.2	0.08%	-3,740.3	2.95%
CCGT	6,070	6,067	-358.2	0.04%	-11,696.3	1.17%
CIMP	5,842	5,841	-379.7	0.02%	-11,506.7	0.62%
WIND	93,702	93,689	-2,038.0	0.02%	-46,657.2	0.53%

Tabla 4.1. Resultados modelo un solo año

4.4 Conclusiones

A la luz de los resultados obtenidos, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Para el caso con bloques horarios, la no recuperación de costes es inferior al 0.1% para todas las tecnologías. Sin embargo, si los periodos de demanda son de 10 horas, la no recuperación de costes asciende al 3% en TGAS.
- Al ser una solución conocida de antemano y, por tanto, de mínimo coste, dicha no recuperación puede atribuirse enteramente al error provocado por representar la demanda por bloques.
- El déficit asumido por cada tecnología y atribuible al modelo por lo explicado anteriormente es creciente con el tamaño de los bloques de demanda. Cuantos mayores sean los bloques, mayor será el error cometido. Esto se debe a que el punto de corte óptimo de las *screening curves* caerá más lejos en media del siguiente bloque, donde el modelo realiza el cambio de tecnología marginal de manera efectiva.
- De igual manera, también se puede concluir, que el déficit o error es creciente con la diferencia de costes de operación de una tecnología con aquellas con las que corta en la solución de mínimo coste de las *screening curves*. Por ejemplo, TGAS corta con ENS y con CCGT. Al ser la diferencia entre los δ_j mayor que la misma diferencia entre CIMP con WIND y CCGT, el error será mayor para la tecnología TGAS que para CIMP.

- En resumen, el déficit o error se puede considerar directamente proporcional al producto de la duración del bloque de demanda y la diferencia de costes marginales entre dos tecnologías contiguas.
- De tal manera, en capítulos siguientes se considerará siempre el modelo con demanda horaria de 8760 bloques en el que errores inferiores al 0.1% en la recuperación de costes serán atribuidos al modelo y su limitación a la hora de representar la demanda.

5 Modelo de inversión anualizado sin valor residual

5.1 Descripción del modelo

El modelo de inversión anualizado trata de minimizar la función de coste para el sistema. Está sujeto a ciertas restricciones para un marco temporal fijo en el que no se tiene en cuenta el valor residual de los costes de inversión y producción. Es razonable no incluir el valor a perpetuidad de los costes del sistema si se consideran un número significativo de años dentro del horizonte del modelo, así como una tasa de descuento también considerable, que provoque que la relevancia en la función de coste de los últimos años sea cada vez menor, debido al efecto del interés compuesto.

A la hora de expresar el coste de inversión de cada una de las tecnologías, este modelo emplea un coste de inversión anualizado, de donde deriva el nombre del modelo. El coste de inversión de 1 MW de cualquier tecnología se anualiza por el método francés de amortización para cada uno de los años comprendidos en la vida útil de dicha tecnología. El concepto es equivalente a distribuir uniformemente los costes de inversión a lo largo de la vida útil con el fin de imputar contablemente a cada año el coste correspondiente, siempre teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

La Ecuación 5.1, siguiendo la nomenclatura habitual, expresa la relación entre el coste de inversión total y el anualizado siguiendo el método francés de amortización.

$$B_{jY} = \sum_{i=1}^{i=ls(j)} \frac{\beta_{j(Y+i-1)}}{(1+d)^{i-1}}$$

Ecuación 5.1

El segundo aspecto que destacar del presente modelo es el hecho de que no se incluye el valor residual de los costes de inversión ni de producción en la función objetivo. En otras palabras, el modelo solo considera minimizar los costes incluidos en los años del horizonte del modelo, sin tener relevancia alguna aquellos que se produzcan a futuro. A priori este modelo tendría menos restricciones a invertir en los últimos años del modelo puesto que solo considera los costes de dichas inversiones hasta el año Y, resultando así “más baratas”.

En tercer lugar, se podrá apreciar en la formulación del modelo, que no se tiene en cuenta la vida útil de las tecnologías en ningún momento. De tal manera, si se diera el caso de que una tecnología quedara obsoleta durante uno de los años intermedios del modelo, este no sería capaz de reaccionar a dicha circunstancia, provocando situaciones de inversión y coste no óptimas.

Este modelo, por la sencillez a la hora de representar los costes de inversión, es habitual en la industria. Sin embargo, se puede argumentar que su rigidez para repartir costes y falta de apreciación de factores como el valor residual o la vida útil, son fuentes de error en el modelo, posiblemente lastrando así su optimalidad.

5.2 Formulación del modelo

El modelo queda formulado siguiendo la estructura descrita en el capítulo 3 para un problema de optimización. La Ecuación 5.2 presenta la función objetivo del modelo.

$$\min \sum_{y=1}^{y=Y} \left[\frac{1}{(1+d)^{y-1}} \left(\sum_j (\beta_{jy} X_{jy}) + \sum_{lj} \delta_{jy} t_l q_{jyl} \right) \right]$$

Ecuación 5.2

La Ecuación 5.3, Ecuación 5.4, Ecuación 5.5, Ecuación 5.6, expresan las restricciones de capacidad máxima, balance y monotonía. La restricción de monotonía, introducida en el Capítulo 3, impide que la capacidad instalada para cada tecnología (excepto NSE) no pueda reducirse. Cada año, la capacidad instalada debe ser al menos la misma que la disponible en el año anterior.

s.t.

$$0 \leq q_{jyl} \quad : \quad \rho_{jyl} \quad \forall j, y, l$$

Ecuación 5.3

$$q_{jyl} \leq k_j x_{jy} \quad : \quad \mu_{jyl} \quad \forall j, y, l \quad \text{Ecuación 5.4}$$

$$\sum_j (q_{jyl}) = D_{yl} \quad : \quad p_{yl} \quad \forall y, l \quad \text{Ecuación 5.5}$$

$$x_{j,y} \geq x_{j,y-1} \quad : \quad \varepsilon_{jy} \quad \forall j < J, y \leq Y \quad \text{Ecuación 5.6}$$

La restricción de monotonía no es aplicable a todas las tecnologías modeladas. Solo tiene sentido aplicarla a aquellas tecnologías con verdadera capacidad de generación. Por ello, se excluye a la NSE, pudiendo esta reducir el número de MW de un año para otro, puesto que realmente no se trata de inversión alguna.

5.3 Análisis teórico sobre la recuperación de costes

A partir de la formulación del modelo, se puede definir el Lagrangiano, presentado en la Ecuación 5.7.

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_\Omega = & \sum_{y=1}^{y=Y} \left[\frac{1}{r^{y-1}} \left(\sum_j (\beta_{jy} x_{jy}) + \sum_{lj} \delta_{jy} t_l q_{jyl} \right) \right] - \sum_{jyl} \rho_{jyl} q_{jyl} \\ & + \sum_{jyl} \mu_{jyl} (q_{jyl} - k_j x_{jy}) + \sum_{yl} p_{yl} \left(D_{yl} - \sum_j q_{jyl} \right) \\ & - \sum_{y,l} \varepsilon_{jy} (x_{j,y} - x_{j,y-1}) \end{aligned} \quad \text{Ecuación 5.7}$$

Aplicando las condiciones de KKT y derivando el Lagrangiano respecto de x y q, y entendiendo el NPV de una tecnología que invierte en el año 1 como la diferencia entre ingresos y costes a lo

largo de todos los años del modelo, se puede deducir la Ecuación 5.8, tomada del trabajo de (Centeno, Campos, Maguregui, & Wogrin, 2021).

$$NPV_j = \sum_{y=1}^{Y-1} \{x_{jy} \cdot (\varepsilon_{jy+1} - \varepsilon_{j,y})\} - x_{jY} \cdot \varepsilon_{j,Y} \quad \text{Ecuación 5.8}$$

La variable dual de la restricción de monotonía para el año 1, $\varepsilon_{j,1}$, puede considerarse nula en todos los casos. Esto se debe a que, al estar calculando la recuperación de costes de una inversión realizada en el año 1, no tendría sentido considerar que la capacidad en el año 1 es igual a aquella en el año 0 (es decir, que no hubiera inversión alguna). De tal manera, se asume que siempre existe inversión en el año 1 y, por tanto, dicha restricción de monotonía nunca está activa. La Ecuación 5.8 se podría entonces reescribir según lo expresado en la Ecuación 5.9.

$$NPV_j = x_{j1} \cdot \varepsilon_{j,2} + \sum_{y=2}^{Y-1} \{x_{jy} \cdot (\varepsilon_{jy+1} - \varepsilon_{j,y})\} - x_{jY} \cdot \varepsilon_{j,Y} \quad \text{Ecuación 5.9}$$

La recuperación de costes de la inversión de una tecnología en el año 1 debe tener en cuenta todos los años desde que se realiza dicha inversión, hasta que se alcanza la vida útil de esta, momento en el cual se considera amortizada la inversión y se puede obtener la verdadera rentabilidad del proyecto de inversión. Siendo la expresión anterior válida para un conjunto de años Y, que forman el horizonte del modelo anualizado, surgen tres casos posibles en los que analizar la recuperación de costes teórica del modelo para inversiones en el año 1. i) La vida útil de la tecnología en cuestión coincide con el horizonte del modelo, es decir, es igual a Y años. ii) La vida útil de la tecnología en cuestión es menor que el horizonte del modelo. iii) La vida útil de la tecnología en cuestión es mayor que el horizonte del modelo (caso más habitual entre los estudiados en el proyecto). A continuación, se estudiará cada caso por separado para entender las condiciones que se han de cumplir para alcanzar recuperación de costes.

5.3.1 Caso 1: vida útil igual al horizonte del modelo – $ls(j) = Y$

Para estudiar este caso, se puede emplear la Ecuación 5.9 sin modificarla, puesto que comprende los años 1 a Y, que corresponden con la vida útil de la tecnología. Se puede reescribir la dicha ecuación de la siguiente manera (Ecuación 5.10).

$$NPV_j = \sum_{y=2}^Y \{\varepsilon_{j,y}(x_{jy-1} - x_{j,y})\}$$

Ecuación 5.10

Las variables duales de la restricción de monotonía tienen valor nulo cuando la diferencia entre las variables de capacidad entre años consecutivos es distinta de cero. Por el contrario, la restricción se considera activa, y, por tanto, la variable dual toma un valor mayor que cero, cuando la capacidad entre años consecutivos no crece. Teniendo esto en cuenta, la expresión de la recuperación de costes siempre tendrá valor cero, pues se trata de una suma de productos en los que un factor irremediablemente es cero. Por tanto, se puede asegurar que la recuperación de costes de inversiones realizadas en el año 1 se consigue siempre en este caso.

5.3.2 Caso 2: vida útil menor que el horizonte del modelo – $ls(j) < Y$

Este caso puede parecer atípico, por considerar la vida útil de una tecnología menor que el horizonte del modelo, que habitualmente en el proyecto es de 20 años. Sin embargo, este caso puede representar aquellas tecnologías que ya existían previamente a la ejecución del modelo y que, por simplificar, se considera que se invierten en el año 1 del modelo. Dichas inversiones tendrán, a la fuerza, una vida útil menor a la real, y en algunos casos esta será inferior al horizonte del modelo, tal y como se estudia en este escenario.

Para estudiar la recuperación de costes, se define el año Z como aquel que determina la vida útil de la tecnología en cuestión. De tal manera, Z siempre será menor que Y . La Ecuación 5.11 presenta la recuperación de costes para este escenario.

$$NPV_j = x_{j1} \cdot \varepsilon_{j,2} + \sum_{y=2}^Z \{x_{jy} \cdot (\varepsilon_{jy+1} - \varepsilon_{j,y})\}$$

Ecuación 5.11

Dicha ecuación, se puede reescribir de la manera expresada en la Ecuación 5.12.

$$NPV_j = \sum_{y=2}^Z \{\varepsilon_{j,y}(x_{jy-1} - x_{j,y})\} + \varepsilon_{j,Z+1} x_{j,Z}$$

Ecuación 5.12

Siguiendo el mismo razonamiento del caso 1, se puede determinar que el sumatorio que conforma el primer término de la ecuación, tiene valor nulo de manera forzada. Sin embargo, en este caso, existe un segundo término que no tiene necesariamente valor nulo. Para que esto se dé, y, por tanto, se consiga recuperación de costes, se deben de dar una de las siguientes situaciones.

- El valor de la capacidad instalada de dicha tecnología en el año Z es nulo, es decir, $x_{j,Z} = 0$. Esta circunstancia sólo ocurriría en el caso de que no se invirtiera en ninguno de los años estudiados. Si este fuera el caso, carecería de sentido calcular la rentabilidad de una inversión, por lo que esta posibilidad no es realista.
- El valor de la variable dual de la restricción de monotonía para el año Z+1 es nulo. Es decir, $\varepsilon_{j,Z+1} = 0$. Esto ocurre únicamente si el valor de la capacidad instalada para dicha tecnología en el año Z+1 es mayor que la capacidad instalada en el año Z. Es decir, la restricción de monotonía para el año Z+1 no debe estar activa. Por tanto, debe haber inversión en el año Z+1 para que se recuperen costes en este escenario.

5.3.3 Caso 3: vida útil mayor que el horizonte del modelo – $ls(j) > Y$

Para estudiar este caso, se debe ampliar el horizonte del modelo de manera artificial para obtener el rango de años necesarios para obtener la recuperación de costes en cuestión. Para proyectar más allá del horizonte del modelo, se estima una tasa de crecimiento constante (g), que considera que tanto ingresos como costes crecen de manera constante a partir del año Y. A priori, se puede intuir una dependencia con el año Y, puesto que todos los años posteriores a Y quedan vinculados a este.

Con el fin de expresar la recuperación de costes, se define el año T como aquel que corresponde con la vida útil de la tecnología estudiada. De tal manera, T siempre será mayor que Y. Se puede definir la recuperación de costes para este escenario según la Ecuación 5.13.

$$NPV_j = x_{j1} \cdot \varepsilon_{j,2} + \sum_{y=2}^{Y-1} \{x_{jy} \cdot (\varepsilon_{jy+1} - \varepsilon_{j,y})\} - x_{jY} \cdot \varepsilon_{j,Y} \sum_{i=0}^{i=T-Y} (1 + g)^i \quad \text{Ecuación 5.13}$$

La expresión anterior se puede reescribir de la siguiente manera (Ecuación 5.14):

$$NPV_j = \sum_{y=2}^Y \{\varepsilon_{j,y}(x_{jy-1} - x_{j,y})\} - x_{jY} \cdot \varepsilon_{j,Y} \sum_{i=0}^{i=T-Y} (1 + g)^i \quad \text{Ecuación 5.14}$$

Siguiendo el razonamiento de los dos escenarios anteriores, se puede concluir que el primer término de la expresión es inequívocamente cero. De nuevo, queda analizar el valor nulo o no del segundo término de la ecuación, que se compone así de tres factores diferentes.

- El factor que expresa el crecimiento proyectado más allá del año Y, $\sum_{i=0}^{i=T-Y} (1 + g)^i$, tan solo puede ser nulo si el valor de g es -1 , lo cual supondría un decrecimiento proyectado de -100% , careciendo de sentido alguno.
- El valor de la capacidad en el año Y tampoco debería ser cero nunca, puesto que supondría no haber invertido en ningún año del modelo, y, por tanto, la recuperación de costes calculada carecería de sentido financiero.
- La variable dual de la restricción de monotonía para el año Y únicamente es cero si la capacidad instalada en el año Y es estrictamente mayor que aquella en el año Y-1. En otras palabras, la restricción de monotonía para el año Y no debe estar activa para que su variable dual tome valor nulo.

En resumen, y tal y como se pensaba a priori, solamente se obtiene recuperación de costes en este escenario si se realiza inversión en el año Y. Además, cuanto mayor sea el número de años posteriores a Y que entren en el cómputo, al estar estos ligados al año Y, si no hay inversión en el año Y, mayor será el déficit provocado en la inversión. En otras palabras, la recuperación de costes será menor para una tecnología cuya vida útil se prolonga hasta el año Y+5 que para otra cuya vida útil llega a Y+2 (ante un perfil de inversiones igual, en el que no hay inversión en el año Y).

5.4 Caso base

Para cada caso ejecutado en el proyecto, se comentarán los resultados obtenidos en tres dimensiones distintas. Primero, se analizarán los principales parámetros de coste obtenidos para el sistema y las distintas tecnologías. Para ello, se estudiarán, por un lado, parámetros generales del

sistema, como la función objetivo o el coste normalizado de la energía, y, por otro, parámetros de coste detallados para cada una de las tecnologías. Además, se presentará el coste marginal medio a lo largo de los años del modelo.

En segundo lugar, se presentarán los resultados obtenidos en clave de inversiones. Para tener una visión completa de esta dimensión, se presentarán, para cada tecnología, los valores de inversión en capacidad (MW) para el primer y el último año, así como el acumulado al final del horizonte del modelo, en el año Y.

La tercera dimensión para estudiar será la recuperación de costes del modelo ejecutado. Se analizará la recuperación de costes del sistema completo, desglosando la contribución de cada tecnología a esta. También, se presentará la recuperación de costes para la inversión inicial (año 1) de cada una de las tecnologías, con el fin de validar las conclusiones extraídas del apartado anterior.

Finalmente, la cuarta dimensión sería comparar los resultados mencionados para las tres dimensiones anteriores, entre todos los casos planteados en el proyecto. Este estudio se realizará en el Capítulo 8 y contendrá gráficas con la evolución de la inversión para cada una de las tecnologías en el horizonte del modelo. En este Capítulo tan solo se presenta un resumen de los parámetros de inversión que permite descubrir ciertas diferencias en las estrategias de inversión seguidas en cada caso.

5.4.1 Costes del sistema

La Tabla 5.1 presenta los principales parámetros de coste del modelo anualizado para el caso base.

Parámetro	Unidades	Caso Base
Coste total del sistema sin VR (FO)	M€	144,305
Coste total del sistema con VR (FO)	M€	210,763
LCOE_Y	€/MWh	26.21
LCOE_Y+10	€/MWh	19.93
LCOE CIMP_Y	€/MWh	31.14
LCOE CCTG_Y	€/MWh	41.72
LCOE TGAS_Y	€/MWh	96.15
LCOE WIND_Y	€/MWh	24.05
LCOE CIMP_Y+10	€/MWh	23.69
LCOE CCTG_Y+10	€/MWh	31.74
LCOE TGAS_Y+10	€/MWh	73.15
LCOE WIND_Y+10	€/MWh	18.30
Coste marginal medio	€/MWh	42.90

Tabla 5.1. Parámetros de coste. Modelo anualizado. Caso base.

Los resultados obtenidos para el caso base servirán de comparación cuando se ejecuten otros modelos y casos. Era de esperar que la función objetivo se incremente si comparamos aquella que incluye el valor residual con la obtenida del modelo. Dicho incremento es aproximadamente del 50%. Por tanto, se puede decir que un tercio del coste del sistema recae en el valor residual, mientras que el resto se atribuye a los años que componen el modelo.

En cuanto al coste normalizado de la energía (LCOE), se aprecia una reducción cuando se consideran ciertos años del valor residual. Este hecho quiere decir que el LCOE anual va decreciendo a medida que avanzan los años, principalmente por el factor de descuento aplicado para traer los costes al presente. Cuanto mayor sea el periodo que descontar, menor será el valor presente para una cantidad dada de coste. Si se mira por tecnologías, estas quedan ordenadas según el coste de producción, por lo que se puede intuir una cierta correlación entre ambos parámetros: a mayor coste de producción, mayor será el LCOE de dicha tecnología. Sin embargo, el LCOE también considera el coste de inversión, por lo que no se puede establecer ninguna conclusión definitiva a partir de lo observado en el caso base.

5.4.2 Inversión

La Tabla 5.2 presenta los principales parámetros de inversión del modelo anualizado para el caso base.

Tecnología	Inversión Inicial (X_1) [MW]	Inversión último año (XY_20) [MW]	Inversión acumulada final (X_20) [MW]
CIMP	5,842	70	7,058
CCTG	6,070	71	7,333
TGAS	2,005	25	2,422
WIND	93,704	1,124	113,204
NSE	2,440	29	2,949
Total	110,061	1,319	132,966

Tabla 5.2. Parámetros de inversión. Modelo anualizado. Caso base.

A la luz de los resultados obtenidos para este caso base, se puede apreciar que la inversión en capacidad es gradual para cada tecnología a lo largo del modelo. Cada año se invierte la misma cantidad para llegar al acumulado final del año Y, creciendo siempre a ritmo constante g. Este hecho descubre otra de las características del modelo anualizado cuando no se activa la restricción de monotonía. Se trata de un modelo modular. Es decir, se podría resolver cada año por separado y se llegaría a la misma solución.

Asimismo, cabe destacar también que la inversión en la tecnología WIND es considerablemente superior a la inversión en otras tecnologías por el factor de contribución asignado a dicha tecnología. El resultado del modelo muestra la inversión total a realizar, teniendo que solo el 25% será la parte de energía producida en comparación con la que se produciría si estuviera todas las horas del año produciendo a su potencia máxima. Como se ha explicado anteriormente, esto pretende reflejar el factor aleatorio de la energía eólica, siempre dependiente del viento.

5.4.3 Recuperación de costes

A continuación, se estudian los resultados del modelo anualizado para el caso base en clave de recuperación de costes, tanto del sistema como de cada una de las tecnologías. Tal y como se presentó en el Capítulo 3, la recuperación de costes se mide como la diferencia entre ingresos y costes, por lo que se consigue recuperación total cuando la diferencia entre ambos parámetros es

nula. Se ha considerado la recuperación de costes calculada con el precio de largo plazo, para el cual ya se ha comprobado en el Capítulo 4 que no acarrea error del modelado, y, por tanto, en el caso de no ser cero, se puede concluir que la no recuperación de costes ocurre realmente. Para el caso base, tanto el sistema como todas las tecnologías recuperan costes de manera completa, tanto para el horizonte del modelo como para el horizonte expandido del mismo.

Los resultados del modelo muestran inversiones en todos los años (la restricción de monotonía nunca está activa), por lo que cabe esperar una total recuperación de costes en todos los años y para todas las tecnologías.

5.5 Caso tecnología entrante

Este caso, tal y como se describe en el Capítulo 3, consiste en que una tecnología renovable, en particular, eólica, entra en el año 6 del modelo con un coste de inversión un 30% inferior a la eólica existente en el modelo desde el inicio. Es un caso particularmente interesante puesto que representa la canibalización de las renovables, un fenómeno a la orden del día y que puede tener un gran impacto en las decisiones de inversión de las compañías en el futuro próximo. El panorama actual de costes de producción e inversión presenta a las tecnologías de generación renovable como las más baratas. Si en el corto plazo se consiguen abaratar más dichas tecnologías o se introducen incentivos medioambientales a la inversión en renovables, se verán entradas en el mercado de tecnologías renovables con costes cada vez menores, impactando a la baja en el precio de la energía. La Agencia Internacional de la Energía proyecta que, para el año 2040, la energía solar será aquella con más capacidad en el mundo.

Se analizarán los resultados obtenidos al ejecutar este caso desde las tres dimensiones explicadas anteriormente, de manera que se pueda comparar más adelante con otros modelos planteados.

5.5.1 Costes del sistema

La Tabla 5.3 presenta los principales parámetros de coste del modelo anualizado para el caso de tecnología entrante.

Parámetro	Unidades	Caso tecnología entrante
Coste total del sistema sin VR (FO)	M€	140,216
Coste total del sistema con VR (FO)	M€	201,312
LCOE_Y	€/MWh	25.47
LCOE_Y+10	€/MWh	19.20
LCOE CIMP_Y	€/MWh	33.80
LCOE CCTG_Y	€/MWh	53.43
LCOE TGAS_Y	€/MWh	144.44
LCOE WIND_Y	€/MWh	24.30
LCOE WIND_2_Y	€/MWh	14.50
LCOE CIMP_Y+10	€/MWh	27.07
LCOE CCTG_Y+10	€/MWh	45.28
LCOE TGAS_Y+10	€/MWh	155.18
LCOE WIND_Y+10	€/MWh	18.78
LCOE WIND_2_Y+10	€/MWh	10.70
Coste marginal medio	€/MWh	38.65

Tabla 5.3. Parámetros de coste. Modelo anualizado. Caso tecnología entrante.

Los resultados de coste obtenidos por el modelo son bastante similares a los del caso base. Cabe destacar el menor coste del sistema, reflejado tanto en la función objetivo (-4.5%) como en el coste marginal medio (-9.9%) o el LCOE (-2.82%), respecto al caso base. Esto se debe a la entrada de una tecnología de menor coste de inversión al sistema, lo cual provoca una disminución generalizada del coste del sistema en todos los niveles.

En cuanto al estudio por tecnologías, se sigue cumpliendo la relación con el coste de producción. En el caso de las dos tecnologías eólicas, que tienen el mismo coste de producción, era de esperar obtener un menor LCOE para WIND_2 (-40.33%), dado su menor coste de inversión (30% menor).

5.5.2 Inversión

La Tabla 5.4 presenta los principales parámetros de inversión del modelo anualizado para el caso de tecnología entrante.

Tecnología	Inversión Inicial (X_1) [MW]	Inversión último año (XY_20) [MW]	Inversión acumulada final (X_20) [MW]
CIMP	7,259	0	7,259
CCTG	8,517	0	8,517
TGAS	3,236	0	3,236
WIND	71,212	0	71,212
WIND_2	0	1,372	50,576
NSE	2,968	0	0
Total	93,192	1,372	140,800

Tabla 5.4. Parámetros de inversión. Modelo anualizado. Caso tecnología entrante.

Los resultados de inversión para este caso ayudan a entender qué es lo que sucede al entrar la nueva tecnología. Se aprecia que, las tecnologías iniciales no renovables, realizan una inversión superior a la del caso base, supliendo entre todas, la parte de inversión sacrificada por la tecnología WIND, que invierte por debajo de su valor para el caso base. El modelo prevé la entrada de la nueva eólica y pretende reducir al máximo la exposición de la tecnología WIND. A continuación, se aprecia que no se realiza ninguna inversión en las tecnologías iniciales, que acaban en el año Y con lo invertido en el año 1.

En cuanto a la tecnología WIND_2, se aprecia que es la única que invierte todos los años desde que entra, en el año 6. Al darse la situación de que es la única tecnología rentable, esta se hace cargo de cubrir los incrementos de demanda que se dan anualmente.

En resumen, el modelo muestra capacidad de responder a eventos que suceden de manera disruptiva en medio del marco temporal estudiado. De todas formas, cabe determinar si la manera de reaccionar y tomar decisiones es óptima adecuada o no, frente a lo planteado por otros modelos.

5.5.3 Recuperación de costes

La Tabla 5.5 presenta los resultados del modelo anualizado para el caso de tecnología entrante en clave de recuperación de costes, tanto del sistema como de cada una de las tecnologías.

	Recuperación de costes Y (%)	Recuperación de costes Y+10 (%)	Recuperación de costes inversión año 1 (%)
Sistema	0.00	-3.65	
CIMP	0.00	-0.65	-0.03
CCTG	0.00	-0.51	-0.03
TGAS	0.00	-0.14	-0.05
WIND	0.00	-2.35	-0.03
WIND_2	0.00	0.00	0.00

Tabla 5.5. Parámetros de rentabilidad. Modelo anualizado. Caso tecnología entrante.

En cuanto a recuperación de costes del sistema, se da cuando se toma el horizonte del modelo, pero hay déficit cuando se incluyen años del valor residual. Además, para las inversiones individuales realizadas en el año 1 (para WIND_2 se toma la realizada en el año 6), se aprecia que solamente WIND_2 recupera costes, lo cual va en línea con lo concluido en el apartado anterior, que estipulaba que solamente se puede dar recuperación de costes si hay inversión en el último año del horizonte (en el escenario de que la vida útil sea mayor que el horizonte del modelo).

5.6 Caso cambio en la forma de la demanda

El tercer caso estudiado consiste en aplicar un cambio a la forma de la demanda entre los años 5 y 10 del modelo. La demanda para los demás casos crece de manera uniforme y constante año a año. En este caso, durante los años mencionados, la demanda en periodos punta aumenta año a año, mientras que la demanda en periodos valle disminuye cada año. En global, la demanda total sigue creciendo de manera constante cada año, pero la forma de esta cambia significativamente.

De igual manera que en los casos anteriores, se estudiarán los costes, las inversiones y la rentabilidad del modelo ejecutado.

5.6.1 Costes del sistema

La Tabla 5.6 presenta los principales parámetros de coste del modelo anualizado para el caso de cambio de forma de la demanda.

Parámetro	Unidades	Caso cambio de forma demanda
Coste total del sistema sin VR (FO)	M€	149,665
Coste total del sistema con VR (FO)	M€	220,614
LCOE_Y	€/MWh	27.18
LCOE_Y+10	€/MWh	20.78
LCOE CIMP_Y	€/MWh	31.50
LCOE CCTG_Y	€/MWh	37.06
LCOE TGAS_Y	€/MWh	86.64
LCOE WIND_Y	€/MWh	24.46
LCOE CIMP_Y+10	€/MWh	23.86
LCOE CCTG_Y+10	€/MWh	27.68
LCOE TGAS_Y+10	€/MWh	64.81
LCOE WIND_Y+10	€/MWh	18.71
Coste marginal medio	€/MWh	42.78

Tabla 5.6. Parámetros de coste. Modelo anualizado. Caso cambio de forma en la demanda.

Ante los resultados de coste obtenidos al ejecutar este caso, se aprecia una mayor función de coste respecto a los escenarios estudiados con anterioridad (+4.7% respecto al caso base). Esto se debe principalmente al cambio de demanda forzado. Al aumentar la demanda en los periodos punta, donde el coste marginal es mayor, inevitablemente se obtiene un coste total del sistema y por tecnología superior al habitual. Se aprecia este hecho en todos los parámetros estudiados. Además, se constata lo explicado anteriormente sobre el valor decreciente del LCOE con el tiempo, así como el valor creciente del LCOE de una tecnología dada con su coste de producción.

5.6.2 Inversión

La Tabla 5.7 presenta los principales parámetros de inversión del modelo anualizado para el caso de cambio de forma en la demanda.

Tecnología	Inversión Inicial (X_1) [MW]	Inversión último año (XY_20) [MW]	Inversión acumulada final (X_20) [MW]
CIMP	5,842	86	8,664
CCTG	6,070	171	17,207
TGAS	2,005	43	4,457
WIND	93,704	988	99,912
NSE	2,440	42	4,140
Total	110,061	1,330	134,380

Tabla 5.7. Parámetros de inversión. Modelo anualizado. Caso cambio en la forma de la demanda.

En términos de inversión, se aprecia que todas las tecnologías invierten en el último año del modelo, a pesar del cambio efectuado en la forma de la demanda. Este cambio, al suceder en la primera mitad del modelo, puede que afecte a más de una tecnología en sus decisiones de inversión, pero se espera que la recuperación de costes sea nula para todas aquellas que consiguen invertir en el último año.

5.6.3 Recuperación de costes

Para este caso, tanto el sistema como las tecnologías alcanzan recuperación de costes completa en los dos horizontes temporales estudiados. Tal y como se analizaba en el apartado anterior, el hecho de que todas las tecnologías inviertan en el último año del modelo provoca que se recuperen los costes para la inversión realizada en el año 1 del modelo. En cuanto a la recuperación de costes del sistema, se puede considerar nula para ambos marcos temporales.

5.7 Caso vida útil reducida

El cuarto caso estudiado para el modelo anualizado consiste en replicar el caso anterior, en el que se altera la forma de la demanda, introduciendo un cambio en la vida útil de la tecnología CCTG. Para este caso de estudio, dicha tecnología tendrá una vida útil de 15 años. Al ser menor que el horizonte del modelo, situado en 20 años, se prevé que los modelos se comporten de manera distinta según tengan en cuenta o no la vida útil de las tecnologías en sus restricciones.

Los resultados obtenidos para el modelo anualizado en este caso son idénticos a los obtenidos en el caso 3 (cambio de forma en la demanda). El modelo anualizado, tal y como se introdujo en el Capítulo 3 y se ha podido comprobar en la formulación del modelo, es ajeno a la vida útil de las tecnologías participantes en él, por lo que resulta insensible a cambios en este parámetro.

5.8 Conclusiones del modelo anualizado

Se ha estudiado el modelo anualizado desde el punto de vista de su formulación, analizando los elementos que definen el modelo y lo caracterizan como un estándar de la industria. También se han presentado las distintas condiciones necesarias para que se dé recuperación de costes para inversiones realizadas por distintos tipos de tecnologías, según su vida útil. Finalmente, se han ejecutado cuatro escenarios de características diferentes para poder estudiar los resultados obtenidos con el modelo anualizado. Los resultados se han analizado desde el punto de vista de los costes, de las inversiones y de la recuperación de costes o rentabilidad. Del análisis realizado se pueden concluir los siguientes puntos:

- Las principales características del modelo anualizado son la expresión del coste de inversión de forma anualizada, la ausencia de valor residual en la función objetivo de coste y la falta de consideración de la vida útil de las tecnologías (tan solo se considera en el cálculo del coste de inversión anualizado).
- Una tecnología que invierte en el año 1 del modelo y cuya vida útil coincide con el horizonte del modelo siempre recupera los costes de dicha inversión.
- Si una tecnología invierte en el año 1 del modelo y su vida útil es inferior al horizonte del modelo, recuperará costes en la medida que realice una inversión en el año posterior a superarse el periodo de su vida útil.
- Si una tecnología invierte en el año 1 del modelo y su vida útil es superior al horizonte del modelo, recuperará costes en la medida que realice una inversión en el último año del modelo.

- La distribución de los costes del sistema entre el horizonte del modelo y el valor residual en el caso estudiado es aproximadamente de 2:1.
- El LCOE del sistema es mayor cuanto menor sea el horizonte del modelo abarcado, debido al factor de descuento que provoca menores valores del LCOE para años más lejanos al inicio del modelo.
- El LCOE de una tecnología es mayor cuanto mayor sea su coste de producción. El coste de inversión no es tan determinante como el de producción a la hora de marcar las diferencias entre el LCOE de distintas tecnologías.
- El caso de tecnología entrante provoca que no haya inversiones en tecnologías más allá del año inicial del modelo.
- El caso de cambio en la forma de la demanda provoca cambios en las inversiones de las tecnologías, pero todas las tecnologías consiguen invertir en el último año.
- En cuanto a recuperación de costes, el caso base y el caso de cambio de forma de la demanda son capaces de recuperar los costes del sistema. El caso de tecnología entrante no recupera costes cuando se amplía el horizonte del modelo para incluir años de valor residual.
- En los casos de tecnología entrante y cambio de forma de la demanda se constata que es condición necesaria que haya inversión en el año 20 para que haya recuperación de costes para las inversiones en el año 1.
- El caso de vida útil reducida ofrece los mismos resultados que el caso de cambio de forma de la demanda, validando la incapacidad del modelo de reaccionar ante tecnologías con vida útil menor al horizonte del modelo.

6 Modelo de costes totales

6.1 Descripción del modelo

El modelo de costes totales surge como alternativa al modelo anualizado. De igual manera que este último, busca minimizar la función de coste del sistema, estando sujeto a ciertas restricciones. Este modelo incluye en la función de coste el valor residual de las inversiones más allá del horizonte del modelo, proyectando hasta perpetuidad tal y como se ha descrito en el Capítulo 3.

El modelo de costes totales representa el coste de inversión de manera global, en lugar de anualizar el coste por MW invertido como se plantea en el modelo anualizado. Pese a que esta manera de representar los costes pueda parecer que otorga flexibilidad para distribuir las inversiones, puede también que desincentive la inversión en los últimos años del modelo si no se formula adecuadamente, puesto que, respecto al modelo anualizado, las inversiones hechas hacia el final del modelo tendrán un coste íntegro de la inversión (porque se incluirá en el valor residual), lo cual no sucede con el anualizado, que solo computa costes hasta el año Y .

El modelo de costes totales, al incluir el valor residual de las inversiones, corre el riesgo de computar de manera doble el coste de inversión de las inversiones realizadas en los últimos años del modelo. Para evitar que se dé esta situación, se empleará un coste de inversión corregido, específico para cada año, también medido en €/MW, pero que no incluye el valor imputable al valor residual para una inversión realizada en el año en cuestión (Centeno & Wogrin, *Annualized versus overall investment cost in generation capacity expansion planning*, 2021). La Ecuación 6.1 presenta la relación entre el coste de inversión total y el coste de inversión corregido para los años en los que hace falta dicha corrección ($y + ls(j) - 1 > Y$), notado como $B_{j,y}^*$.

$$B_{j,y}^* = B_{j,y} - \sum_{yy=Y+1}^{yy=y+ls(j)-1} \frac{\beta_{j,y}}{(1+d)^{yy-y}} \quad \text{Ecuación 6.1}$$

Más allá del coste de inversión y de tener en cuenta el valor residual, hay un tercer aspecto que diferencia este modelo del anualizado. Se incluye la restricción de cierres. Esta restricción asume que los MW invertidos en un año se quedan inservibles una vez se alcanza la vida útil de dicha inversión. Esto permite al modelo tener visibilidad sobre qué inversiones van a quedar obsoletas

y tomar decisiones acordes. Se verá el efecto de esta restricción en el caso de vida útil reducida, estudiado a continuación.

En cuanto a la recuperación de costes, no está demostrado que se consiga para el modelo de costes totales bajo una serie de condiciones dadas. Está claro que la recuperación es factible, como se comprobará a continuación, pero no sigue las mismas normas que para el modelo anualizado, en el cual la inversión en el último año del modelo marcaba la rentabilidad de este.

En resumen, se trata de un modelo que persigue los mismos resultados que el modelo anualizado, incluyendo el valor residual y la vida útil de las tecnologías. Además, representa el coste de inversión de manera total con el fin de que el modelo gane en flexibilidad a la hora de tomar las decisiones de inversión y producción.

6.2 Formulación del modelo

El modelo queda formulado siguiendo la estructura descrita en el capítulo 3 para un problema de optimización. La Ecuación 6.2 presenta la función objetivo del modelo.

$$\min \sum_{y=1}^Y \left[\frac{1}{(1+d)^{y-1}} \left(\sum_j B_{jy}^* dx_{jy} + \sum_{jl} \delta_{jy} t_l q_{jyl} \right) \right] + \frac{1}{(1+d)^{Y-1}} \left(\frac{1+g}{d-g} \right) \left(\sum_j \beta_{jY} x_{jY} + \sum_{jl} \delta_{jY} t_l q_{jYl} \right)$$

Ecuación 6.2

Sujeto a (Ecuación 6.3, Ecuación 6.4, Ecuación 6.5, Ecuación 6.6, Ecuación 6.7):

$$0 \leq q_{jyl} \quad : \quad \rho_{jyl} \quad \forall j, y, l$$

Ecuación 6.3

$$q_{jyl} \leq k_j x_{jy} \quad : \quad \mu_{jyl} \quad \forall j, y, l$$

Ecuación 6.4

$$\sum_j q_{jyl} = D_{yl} \quad : \quad \pi_{yl} \quad \forall y, l$$

Ecuación 6.5

$$0 \leq XY_{jy} \quad : \quad \varepsilon_{jy} \quad \forall j, y \quad \text{Ecuación 6.6}$$

$$x_{jy} = \sum_{i=\max[1, y-ls(j)+1]}^{i=y} dx_{ji} \quad : \quad \lambda_{jy} \quad \forall j, y \quad \text{Ecuación 6.7}$$

Carece de sentido aplicar las restricciones de monotonía y cierres a la NSE.

6.3 Caso base

Al ejecutar el caso base para el modelo de costes totales, se obtienen los mismos resultados que para el modelo anualizado. Se puede consultar la Tabla 5.1 y la Tabla 5.2. para conocer los resultados del modelo de costes totales al ejecutar el escenario base.

Este hecho consolida la idea de que, en condiciones de crecimiento continuo y constante de la demanda, si no hay fenómenos externos que alteren las condiciones de la oferta y la vida útil de las tecnologías es igual o superior al horizonte del modelo, ambos modelos son equivalentes.

Se puede concluir que para el caso base, es indiferente emplear uno u otro modelo. Esto permite establecer un estándar con el que comparar, y ver la magnitud de las diferencias entre los modelos una vez se apliquen transformaciones tanto por el lado de la oferta como por el de la demanda.

6.4 Caso tecnología entrante

6.4.1 Costes del sistema

La Tabla 6.1 presenta los principales parámetros de coste del modelo de costes totales para el caso de tecnología entrante.

Parámetro	Unidades	Caso tecnología entrante
Coste total del sistema sin VR (FO)	M€	142,943
Coste total del sistema con VR (FO)	M€	199,217
LCOE_Y	€/MWh	25.96
LCOE_Y+10	€/MWh	19.27
LCOE CIMP_Y	€/MWh	33.89
LCOE CCTG_Y	€/MWh	57.56
LCOE TGAS_Y	€/MWh	122.12
LCOE WIND_Y	€/MWh	
LCOE WIND_2_Y	€/MWh	14.26
LCOE CIMP_Y+10	€/MWh	27.22
LCOE CCTG_Y+10	€/MWh	56.28
LCOE TGAS_Y+10	€/MWh	132.44
LCOE WIND_Y+10	€/MWh	
LCOE WIND_2_Y+10	€/MWh	10.71
Coste marginal medio	€/MWh	41.34

Tabla 6.1. Parámetros de coste. Modelo de costes totales. Caso tecnología entrante.

A la luz de los resultados obtenidos, se aprecia que la relación entre modelo y valor residual para el coste del sistema se mantiene alrededor del 2:1. También se sigue sosteniendo la conclusión del modelo anualizado que relacionaba un mayor coste de producción con un mayor LCOE. No se obtienen valores para la tecnología WIND porque, tal y como se verá a continuación, el modelo no invierte en esta tecnología en ningún año del modelo.

6.4.2 Inversión

La Tabla 6.2 presenta los principales parámetros de inversión del modelo de costes totales para el caso de tecnología entrante.

Tecnología	Inversión Inicial (X_1) [MW]	Inversión último año (XY_20) [MW]	Inversión acumulada final (X_20) [MW]
CIMP	8,093	0	8,093
CCTG	24,244	0	24,244
TGAS	3,900	0	3,900
WIND	0	0	0
WIND_2	0	1,280	120,208
NSE	3,546	0	5,162
Total	39,783	1,280	161,607

Tabla 6.2. Parámetros de inversión. Modelo de costes totales. Caso tecnología entrante.

Los resultados obtenidos en la Tabla 6.2 presentan una de las mayores diferencias entre ambos modelos a la hora de tomar las decisiones de inversión. Pese a que se analizará en profundidad en el Capítulo 8, cabe destacar la ausencia de inversión de la tecnología WIND a lo largo de este modelo. El problema de optimización arroja una solución en la que, ante la entrada de WIND_2 en el año 6, no considera rentable invertir en WIND. A cambio, las tecnologías no renovables se hacen cargo de toda la producción que sería asignada a WIND en el caso de encontrarnos con un modelo sin restricción de monotonía. Además, estas tecnologías no renovables no realizan inversiones en años distintos al primero, resultando la NSE primero, y la WIND_2 después, las responsables de cubrir el crecimiento anual de la demanda del sistema.

En resumen, el modelo también muestra cierta capacidad de reacción ante la aparición de la tecnología entrante. Cabe preguntarse pues, si dicha reacción lleva a una solución de menor o mayor coste para el sistema, en comparación con aquella proporcionada por el modelo anualizado. Este estudio se realizará en el Capítulo 8.

6.4.3 Recuperación de costes

La Tabla 6.3 presenta el resumen de resultados en cuanto a recuperación de costes tras ejecutar el caso de tecnología entrante en el modelo de costes totales.

	Recuperación de costes Y (%)	Recuperación de costes Y+10 (%)	Recuperación de costes inversión año 1 (%)
Sistema	6.5	3.15	
CIMP	2.11	1.01	4.77
CCTG	4.01	1.92	7.33
TGAS	0.45	0.20	13.78
WIND			
WIND_2	0.00	0.00	

Tabla 6.3. Parámetros de rentabilidad. Modelo de costes totales. Caso de tecnología entrante.

Para el caso de tecnología entrante, se aprecia que el modelo no es capaz de alcanzar recuperación de costes exacta. De hecho, se obtiene superávit. Este fenómeno, pese a parecer un síntoma de rentabilidad de la inversión, no es lo óptimo de acuerdo con la hipótesis de mercado marginalista de la que parte el modelo. Desde el punto de vista del regulador del sistema se asume que las decisiones de inversión óptimas son aquellas que consiguen una recuperación de costes exacta. Pese a ello, se aprecia que cuanto mayor es el horizonte del modelo en el que se computa la recuperación de costes, más cercana a cero es esta. Esto refuerza la hipótesis de que este modelo es más efectivo al considerar el valor residual de las inversiones. Finalmente, para las inversiones realizadas en el primer año de cada tecnología, las recuperaciones de coste están considerablemente lejos de coincidir con los intereses del regulador del sistema.

6.5 Caso cambio en la forma de la demanda

En términos de coste, inversión y rentabilidad, el modelo de costes totales ofrece los mismos resultados que el anualizado para este caso. De hecho, en este escenario, ambos modelos pueden considerarse equivalentes. Las principales decisiones de inversión son iguales y el resultado en cuanto a coste y rentabilidad también. Para conocer los detalles sobre los resultados obtenidos en este apartado, se recomienda ver la Tabla 5.6, Tabla 5.7 y **Error! Reference source not found.**

6.6 Caso vida útil reducida

6.6.1 Costes del sistema

La Tabla 6.4 presenta los resultados de coste obtenidos al ejecutar el caso de vida útil reducida para el modelo de costes totales.

Parámetro	Unidades	Caso cambio de vida útil reducida
Coste total del sistema sin VR (FO)	M€	150,025
Coste total del sistema con VR (FO)	M€	220,974
LCOE_Y	€/MWh	27.25
LCOE_Y+10	€/MWh	20.82
LCOE CIMP_Y	€/MWh	32.47
LCOE CCTG_Y	€/MWh	35.43
LCOE TGAS_Y	€/MWh	89.16
LCOE WIND_Y	€/MWh	24.46
LCOE CIMP_Y+10	€/MWh	24.72
LCOE CCTG_Y+10	€/MWh	26.25
LCOE TGAS_Y+10	€/MWh	70.80
LCOE WIND_Y+10	€/MWh	18.71
Coste marginal medio	€/MWh	42.75

Tabla 6.4. Parámetros de coste. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.

Los resultados obtenidos difieren de los obtenidos para el modelo anualizado. Las diferencias y conclusiones derivadas de dichas diferencias se explicarán en el Capítulo 8.

6.6.2 Inversión

La Tabla 6.5 presenta las principales decisiones de inversión de las tecnologías participantes en el modelo de costes totales al ejecutar el caso de vida útil reducida.

Tecnología	Inversión Inicial (X_1) [MW]	Inversión último año (XY_20) [MW]	Inversión acumulada final (X_20) [MW]
CIMP	7,350	86	8,664
CCTG	2,698	547	17,207
TGAS	3,839	43	4,457
WIND	93,704	988	99,912
NSE	2,470	42	4,140
Total	110,061	1,706	134,380

Tabla 6.5. Parámetros de inversión. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.

El modelo de costes totales tiene en cuenta la vida útil de las tecnologías participantes. En todos los casos ejecutados hasta el momento, la tecnología CIMP invierte menos en el primer año que CCGT. Sin embargo, se puede confirmar que el modelo prevé la obsolescencia de la tecnología CCTG y decide invertir menos inicialmente.

6.6.3 Recuperación de costes

La Tabla 6.6 presenta los resultados de recuperación de costes del modelo de costes totales para el escenario de vida útil reducida.

Sistema	Recuperación de costes	Recuperación de costes	Recuperación de costes
	Y (%)	Y+10 (%)	inversión año 1 (%)
	0.00	0.00	
CIMP	0.00	0.00	0.00
CCTG	0.00	0.00	4.27
TGAS	0.00	0.00	0.00
WIND	0.00	0.00	0.00

Tabla 6.6. Parámetros de rentabilidad. Modelo de costes totales. Caso vida útil reducida.

A la luz de los resultados obtenidos, se puede concluir que la reducción en la vida útil afecta claramente a la recuperación de costes de la inversión realizada en el primer año del modelo. La tecnología CCTG tiene un claro superávit para la inversión realizada al inicio.

6.7 Conclusiones del modelo

Se ha estudiado el modelo de costes totales a partir de su formulación. Se han repasado los elementos que definen el modelo, haciendo hincapié en las novedades y alternativas que presenta frente al modelo anualizado. En cuanto a resultados, se han ejecutado los cuatro escenarios planteados en el proyecto. De igual manera que con el modelo anualizado, se han estudiado los resultados desde las perspectivas de costes, inversiones y rentabilidad. Del análisis realizado se pueden concluir los siguientes puntos:

- Las principales novedades introducidas por el modelo de costes totales frente al anualizado son el valor residual de los costes en la función objetivo, la expresión del coste de inversión

de manera absoluta y la restricción de cierres, que permite al modelo tener en cuenta la vida útil de las tecnologías del sistema.

- Es necesario corregir el coste de inversión total asignado a cada año para evitar el doble cómputo de costes de inversión entre los años que forman parte del modelo y aquellos correspondientes al valor residual.
- Los resultados obtenidos para el caso base son idénticos para ambos modelos. Esto refuerza la idea de que, en condiciones ordinarias, ambos modelos son equivalentes. Esta conclusión servirá para analizar el impacto que tiene cada escenario en la divergencia ocasionada entre ambos modelos.
- En el caso de tecnología entrante, este modelo reacciona ante la entrada de la tecnología WIND_2 sin realizar ninguna inversión en WIND para ninguno de los años del modelo.
- No se puede asegurar que la recuperación de costes se consiga para unas condiciones dadas. Se sabe que es factible, como ejemplo está el caso base, pero no queda determinado qué hace falta para que se dé con certeza.
- El caso de cambio de forma de la demanda para el modelo de costes totales se puede considerar equivalente al ejecutado para el modelo anualizado. Dicho cambio en la forma de la demanda tiene un impacto muy bajo en el modelo y no consigue diferencia alguna en las decisiones de inversión de las tecnologías.
- En el caso de vida útil reducida, el modelo es capaz de prever la obsolescencia de la tecnología CCTG, considerando, de manera inédita en el proyecto, que CIMP debe invertir más que CCTG desde el inicio del modelo.

7 Modelo de inversión anualizado con valor residual

7.1 Descripción del modelo

El modelo de inversión anualizado, presentado en el Capítulo 5, define la función de coste del sistema sin incluir el valor residual o de perpetuidad de los costes. Se trata de un modelo que no representa de manera fidedigna el valor presente de los costes incurridos por el sistema. Por ejemplo, si se diera una inversión en el año 15 de 20 (horizonte del modelo) para una tecnología cuya vida útil es de 25 años y para un modelo en el que el coste se presenta de manera anualizada, daría lugar a que solo se imputara el coste de dicha inversión a los cinco años posteriores a producirse. Los veinte años restantes, al quedar fuera del horizonte del modelo y este no incluir el valor residual en su función de coste, quedarían no contabilizados. A priori, cabe pensar que el modelo sin valor residual será más propicio a invertir en los últimos años del modelo, cuando no necesariamente debería ser así. De tal manera, con el fin de representar de manera completa los costes, se plantea en este capítulo el modelo de costes anualizados, incluyendo el valor residual.

Asimismo, tras analizar los resultados obtenidos en el Capítulo 5 y en el Capítulo 6, surge la hipótesis de que ambos modelos sean equivalentes si se elimina la diferencia existente entre ellos relativa al valor residual. En dichos capítulos se describe cada modelo por separado y se explican sus principales características y diferencias. Sin embargo, los resultados obtenidos son semejantes en varios de los casos. En el presente capítulo se pretende comprobar si, al eliminar una de las principales diferencias entre los modelos, los resultados obtenidos ganan en parecido, o si incluso, pueden considerarse equivalentes.

El modelo presentado a continuación es equivalente al modelo de costes anualizados, incluyendo el valor residual en la función objetivo. Los costes de inversión se expresan de manera anualizada igualmente y la vida útil de las tecnologías solo se tiene en cuenta en la anualización de dicho coste, es decir, no se considera restricción de cierres alguna en la formulación del modelo.

7.2 Formulación del modelo

El modelo queda formulado siguiendo la estructura descrita en el capítulo 3 para un problema de optimización. La Ecuación 7.1 presenta la función objetivo del modelo.

$$\min \sum_{y=1}^{y=Y} \left[\frac{1}{(1+d)^{y-1}} \left(\sum_j (\beta_{jy} X_{jy}) + \sum_{lj} \delta_{jy} t_l q_{jyl} \right) \right] \quad \text{Ecuación 7.1}$$

$$+ \frac{1}{(1+d)^{Y-1}} \left(\frac{1+g}{d-g} \right) \left(\sum_j \beta_{jY} x_{jY} + \sum_{jl} \delta_{jY} t_l q_{jYl} \right)$$

La Ecuación 7.2, Ecuación 7.3, Ecuación 7.4 y Ecuación 7.5 expresan las restricciones de capacidad máxima, balance y monotonía.

s.t.

$$0 \leq q_{jyl} \quad : \quad \rho_{jyl} \quad \forall j, y, l \quad \text{Ecuación 7.2}$$

$$q_{jyl} \leq k_j x_{jy} \quad : \quad \mu_{jyl} \quad \forall j, y, l \quad \text{Ecuación 7.3}$$

$$\sum_j (q_{jyl}) = D_{yl} \quad : \quad p_{yl} \quad \forall y, l \quad \text{Ecuación 7.4}$$

$$x_{j,y} \geq x_{j,y-1} \quad : \quad \varepsilon_{jy} \quad \forall j < J, y \leq Y \quad \text{Ecuación 7.5}$$

De igual manera, no se incluye a la NSE en la restricción de monotonía.

7.3 Caso tecnología entrante

Por lo explicado anteriormente, cabe estudiar los resultados que arroja el modelo anualizado con valor residual solamente para aquellos casos en los que se encontraron divergencias evidentes entre el modelo anualizado simple y el modelo de costes totales. Los casos en los que se da esta circunstancia son el de tecnología entrante y el de vida útil reducida. De igual manera que en capítulos anteriores, se estudiarán los resultados desde las vertientes de costes, inversiones y rentabilidad.

El primer caso a estudiar es el que trata la entrada de la tecnología eólica de menor coste de inversión en un año intermedio del modelo. En este escenario tan radical, en el que la tecnología eólica original queda fuera de juego de manera repentina, el modelo anualizado y el de costes totales

presentaban decisiones de inversión dispares, con sus consecuentes diferencias a la hora de obtener los costes y la rentabilidad del sistema. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el escenario de tecnología entrante para el modelo anualizado con valor residual.

7.3.1 Costes del sistema

La Tabla 7.1 presenta el resumen de costes para el modelo anualizado con valor residual en el escenario de tecnología entrante.

Parámetro	Unidades	Caso tecnología entrante
Coste total del sistema sin VR (FO)	M€	142,943
Coste total del sistema con VR (FO)	M€	199,217
LCOE_Y	€/MWh	25.96
LCOE_Y+10	€/MWh	19.27
LCOE CIMP_Y	€/MWh	33.89
LCOE CCTG_Y	€/MWh	57.56
LCOE TGAS_Y	€/MWh	122.12
LCOE WIND_Y	€/MWh	
LCOE WIND_2_Y	€/MWh	14.26
LCOE CIMP_Y+10	€/MWh	27.22
LCOE CCTG_Y+10	€/MWh	56.28
LCOE TGAS_Y+10	€/MWh	132.44
LCOE WIND_Y+10	€/MWh	
LCOE WIND_2_Y+10	€/MWh	10.71
Coste marginal medio	€/MWh	41.34

Tabla 7.1. Parámetros de coste. Modelo anualizado con valor residual. Caso de tecnología entrante.

A la luz de los resultados obtenidos, se aprecia que, en lo que a costes se refiere, el modelo es equivalente al de costes totales. Por tanto, en este escenario, al reducir la diferencia entre los modelos relativa al valor residual, conseguimos que los resultados obtenidos sean idénticos.

7.3.2 Inversión

La Tabla 7.2 presenta las principales decisiones de inversión para el modelo anualizado con valor residual en el escenario de tecnología entrante.

Tecnología	Inversión Inicial (X_1) [MW]	Inversión último año (XY_20) [MW]	Inversión acumulada final (X_20) [MW]
CIMP	8,093	0	8,093
CCTG	24,244	0	24,244
TGAS	3,900	0	3,900
WIND	0	0	0
WIND_2	0	1,280	120,208
NSE	3,546	0	5,162
Total	39,783	1,280	161,607

Tabla 7.2. Parámetros de inversión. Modelo anualizado con valor residual. Caso de tecnología entrante.

De nuevo, se aprecia equivalencia total entre los modelos una vez se añade el valor residual al modelo anualizado. La Tabla 6.2, perteneciente al Capítulo 6 presenta los mismos resultados.

7.3.3 Recuperación de costes

La Tabla 7.3 presenta los parámetros de rentabilidad obtenidos para el modelo anualizado con valor residual en el escenario de tecnología entrante.

	Recuperación de costes Y (%)	Recuperación de costes Y+10 (%)	Recuperación de costes inversión año 1 (%)
Sistema	6.57	3.15	
CIMP	2.11	1.01	4.77
CCTG	4.01	1.92	7.33
TGAS	0.45	0.20	13.78
WIND			
WIND_2	0.00	0.00	

Tabla 7.3. Parámetros de rentabilidad. Modelo anualizado con valor residual. Caso de tecnología entrante.

Finalmente, si atendemos a los criterios de rentabilidad, se obtienen los mismos resultados que para el modelo de costes totales. No se consigue recuperar costes, en parte por no haber inversiones de todas las tecnologías en todos los años.

7.4 Caso vida útil reducida

En segundo lugar, se estudiará el caso en el que se reduce la vida útil de una de las tecnologías a la par que se aplica el cambio en la forma de la demanda. En este caso se apreciaban diferencias entre modelos puesto que el de costes totales era capaz de prever la obsolescencia de CCGT y, por tanto, decidía invertir en menor medida desde el comienzo del modelo. Para el modelo estudiado en este capítulo, cabe recordar que este carece de restricción de cierres, lo cual provoca que el modelo siga siendo ciego a la vida útil de las tecnologías. El hecho de presentar el valor residual en el modelo no debería ser suficiente para cerrar las diferencias entre los modelos.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el escenario de vida útil reducida para el modelo anualizado con valor residual.

7.4.1 Costes del sistema

La Tabla 7.4 presenta el resumen de costes para el modelo anualizado con valor residual en el escenario de vida útil reducida.

Parámetro	Unidades	Caso vida útil reducida
Coste total del sistema sin VR (FO)	M€	149,665
Coste total del sistema con VR (FO)	M€	220,614
LCOE_Y	€/MWh	27.18
LCOE_Y+10	€/MWh	20.78
LCOE CIMP_Y	€/MWh	31.50
LCOE CCTG_Y	€/MWh	37.06
LCOE TGAS_Y	€/MWh	86.60
LCOE WIND_Y	€/MWh	24.46
LCOE CIMP_Y+10	€/MWh	23.86
LCOE CCTG_Y+10	€/MWh	27.68
LCOE TGAS_Y+10	€/MWh	64.81
LCOE WIND_Y+10	€/MWh	18.71
Coste marginal medio	€/MWh	42.78

Tabla 7.4. Parámetros de coste. Modelo anualizado con valor residual. Caso de vida útil reducida.

Los resultados de costes confirman la divergencia con el modelo de costes totales. De hecho, los resultados son idénticos a los obtenidos en la Tabla 5.6, correspondiente al modelo anualizado para el caso de cambio de demanda y de vida útil reducida.

7.4.2 Inversión

La Tabla 7.5 presenta las principales decisiones de inversión para el modelo anualizado con valor residual en el escenario de vida útil reducida.

Tecnología	Inversión Inicial (X_1) [MW]	Inversión último año (XY_20) [MW]	Inversión acumulada final (X_20) [MW]
CIMP	5,842	86	8,664
CCTG	6,070	171	17,207
TGAS	2,005	43	4,457
WIND	93,704	988	99,912
NSE	2,440	42	4,140
Total	110,061	1,330	134,380

Tabla 7.5. Parámetros de inversión. Modelo anualizado con valor residual. Caso de vida útil reducida.

De nuevo, se puede comprobar que las decisiones de inversión obtenidas con este modelo no tienen en cuenta el valor de la vida útil de las tecnologías. En este caso, a diferencia de en el modelo de costes totales, la tecnología CCTG invierte más que CIMP e incluso lo mismo que si la vida útil de CCTG fuera 25 años. Por otro lado, la capacidad instalada al final del modelo es la misma para todos los modelos ejecutados. Será interesante ver las diferencias en la evolución de la inversión año a año, lo cual será estudiado en el Capítulo 8.

7.4.3 Recuperación de costes

Al estudiar la recuperación de costes para este caso, se da la situación de que todas las tecnologías y el sistema consiguen recuperar costes de manera completa en los dos horizontes temporales estudiados.

Al haber inversión para todas las tecnologías en el último año del modelo, se cumple lo demostrado teóricamente en el Capítulo 5 para el modelo anualizado. Se aprecia recuperación de precios tanto para el sistema como para cada una de las tecnologías en sus inversiones iniciales. Esto no sucedía en el caso del modelo de costes totales, donde se apreciaba que la tecnología WIND presentaba superávit.

7.5 Conclusiones del modelo

Se ha estudiado el modelo anualizado añadiendo a la función objetivo el valor residual de los costes. La razón de ser de este modelo consiste en intentar reducir las diferencias entre los modelos para poder hacerlos realmente comparables y por tanto poder evaluar la fortaleza de las principales características del modelo de costes totales. Este se diferenciaba principalmente por incluir el valor residual, contabilizar el coste de inversión de manera no anualizada y por considerar una restricción de cierres en el modelo. Con el estudio realizado en este capítulo, se elimina la diferencia originada por la inclusión del valor residual y nos permite analizar las divergencias entre modelos debido únicamente a la manera de expresar los costes y a la presencia de la restricción de cierres. Las conclusiones obtenidas del modelo y de los resultados obtenidos son las siguientes:

- Tiene sentido estudiar con este modelo a los casos donde se observaron diferencias entre el modelo anualizado original y el modelo de costes totales. Estos escenarios son el de tecnología entrante y el de vida útil reducida.

- En el caso de tecnología entrante se obtienen unos resultados idénticos a los obtenidos para el mismo escenario con el modelo de costes totales.
- El caso de tecnología entrante puede suponerse insensible a la restricción de cierres puesto que la vida útil de las tecnologías es mayor que el horizonte del modelo, y, por tanto, dicha restricción no entra en juego.
- Se puede concluir que, para el caso de tecnología entrante, el hecho de añadir el valor residual al modelo anualizado reduce todas las diferencias con el modelo de costes totales. En otras palabras, ni la restricción de cierres ni la distinta consideración del coste de inversión producen diferencias en los resultados en el caso estudiado. Para este escenario, la restricción de cierres no entra en juego, por lo que cabe plantearse la equivalencia entre las expresiones de coste de inversión que se dan en los modelos.
- Al estudiar el caso de vida útil reducida se siguen observando diferencias entre el modelo anualizado y el de costes totales. De hecho, los resultados obtenidos con este modelo son los mismos que los obtenidos con el modelo sin valor residual. De tal manera, se puede concluir que, al ejecutar el escenario de vida útil reducida, el hecho de añadir el valor residual no influye en las decisiones de inversión.
- El escenario de vida útil reducida sí que es sensible a la restricción de cierres del modelo de costes totales. Al existir esta diferencia, se entiende que los resultados de los modelos estudiados no sean equivalentes. Cabría la posibilidad de investigar el modelo anualizado incluyendo la restricción de cierres, para comprobar si esta es la única fuente de divergencia y, por tanto, ambas maneras de expresar el coste de inversión se pueden considerar equivalentes.

8 Análisis de resultados

8.1 Introducción

Una vez introducidos, descritos y presentados los principales resultados obtenidos de ejecutar cada uno de los modelos y casos por separado, se procede en este capítulo a analizar los resultados obtenidos con el fin de comparar los modelos empleados y poder llegar a conclusiones basadas en ellos. Los capítulos anteriores estudiaban los resultados obtenidos de la ejecución de los modelos desde el punto de vista de coste del sistema, inversiones y rentabilidad. Para analizar y comparar los modelos, se emplearán las mismas dimensiones, para los resultados de cada uno de los escenarios.

En lo que se refiere a los costes del sistema, se comparará la función de coste total de cada escenario, el porcentaje atribuible al valor residual, el LCOE del sistema y el coste marginal medio para los años que comprenden el modelo. Estos parámetros no deben ser comparados entre escenarios, puesto que dependen en gran manera de la coyuntura por el lado de la oferta o de la demanda de cada uno. Por el contrario, se deben analizar para un escenario dado, los parámetros ofrecidos por distintos modelos. De tal manera, se considerará que el modelo que ofrezca unos parámetros de coste del sistema mejores es aquel que toma las decisiones de inversión de manera más adecuada.

Asimismo, se estudiará desde el punto de vista de las inversiones la evolución temporal de la capacidad instalada para cada tecnología. De esta manera, se podrá apreciar de manera más detallada cómo plantean las decisiones de inversión los distintos modelos. Por lo visto en los capítulos anteriores, no será de extrañar que en muchos escenarios los resultados coincidan entre los modelos.

Finalmente, desde el punto de vista de la rentabilidad, se estudiará el parámetro introducido en el Capítulo 3 como inversión anualizada equivalente. Comparando las Inversiones anualizadas equivalentes de cada uno de los modelos, no solo se aprecia la recuperación de costes del sistema, sino que también se gana visibilidad en la velocidad o ritmo en el que los costes se recuperan. Será mejor un modelo que permite recuperar costes en los primeros años tras haberse reducido la inversión, que otro que tarde más años, pese a que el resultado final sea el mismo a efectos prácticos de recuperación de costes.

A modo de aclaración, los modelos comparados serán en todo momento el modelo anualizado sin valor residual (Capítulo 5) y el modelo de costes totales (Capítulo 6).

8.2 Caso 1: caso base

Como se ha podido comprobar en los capítulos anteriores, el escenario base sirve como referencia para el estudio de los demás casos. En este caso, los resultados obtenidos por el modelo anualizado y por el modelo de costes totales son idénticos. Si se resolviera cada año por separado, se llegaría a los mismos resultados.

La Tabla 8.1 presenta la comparación de costes entre el modelo anualizado y el modelo de costes totales para el caso base.

Parámetro	Unidad	Anualizado	Costes totales
Coste del sistema	M€	210,763	210,763
Valor residual	%	32 %	32 %
LCOE	€/MWh	26.21	26.21
Coste marginal medio	€/MWh	42.90	42.90

Tabla 8.1. Comparación costes. Caso base.

Los resultados obtenidos confirman la equivalencia de ambos modelos en cuanto a costes se refiere.

La Figura 8.1 presenta la evolución de la capacidad instalada de cada tecnología para los años del modelo. Al ofrecer los mismos resultados ambos modelos, estos se presentan en una única Figura. Se ha decidido representar la tecnología eólica con su valor de capacidad instalada efectiva, es decir, una vez considerado el factor de utilización del 25 %, con el fin de que los valores se encuentren en el mismo orden de magnitud y sea más sencillo visualizarlos.

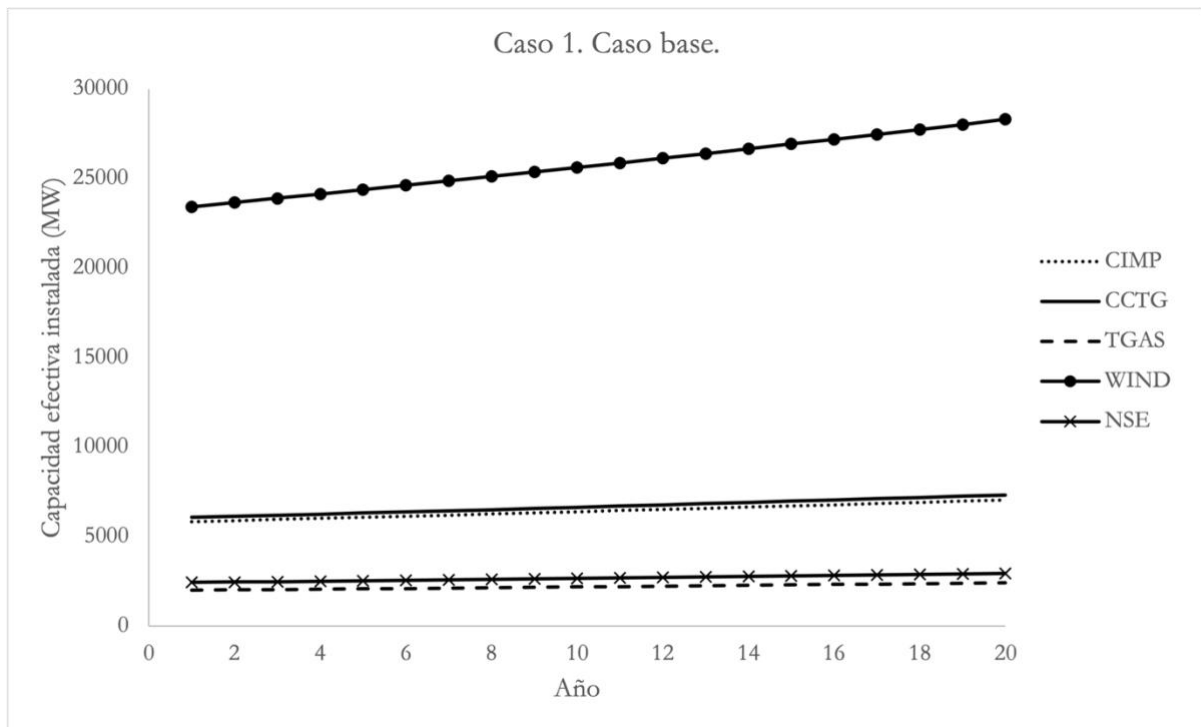


Figura 8.1. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Caso base.

Se aprecia que la inversión realizada por cada una de las tecnologías crece de manera gradual a medida que se avanza en el tiempo. Todas las tecnologías invierten en cada año del modelo exactamente un 1% más que el año anterior, dándose así el ajuste anual necesario para satisfacer el crecimiento en la demanda.

Finalmente, la Figura 8.2 presenta la evolución temporal de las Inversiones anualizadas equivalentes respecto de los costes de inversión anualizados para cada tecnología en el caso base. Para un año dado, un valor de inversión anualizada equivalente mayor al valor del coste de inversión supone que los ingresos son mayores que los costes, y, por tanto, dicha tecnología recupera más que los costes de ese año. Por el contrario, si el valor de la inversión anualizada equivalente cae por debajo del valor del coste de inversión, dicho año los costes suponen una carga superior a los ingresos, provocando que dicho año haya pérdidas y no se recuperen costes.

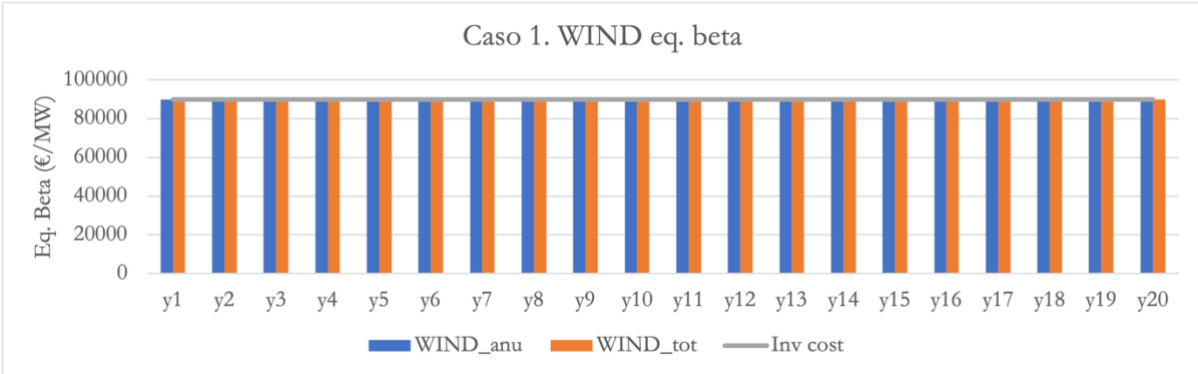
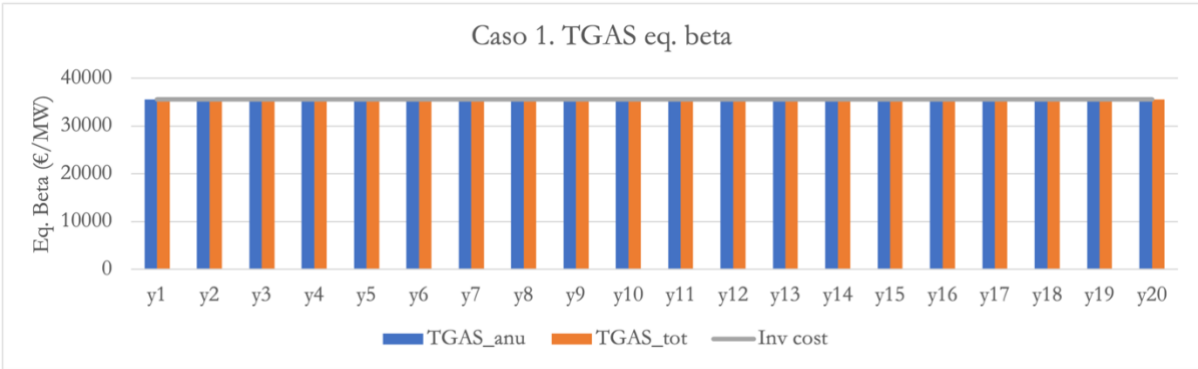
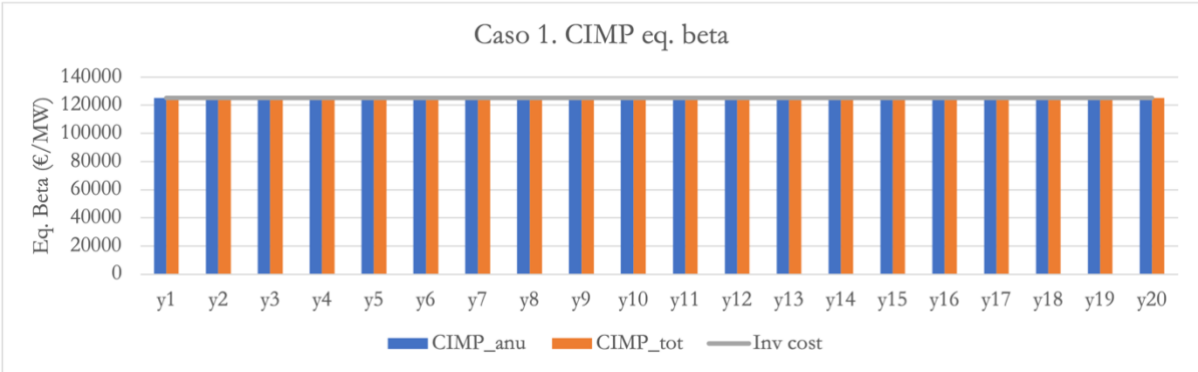
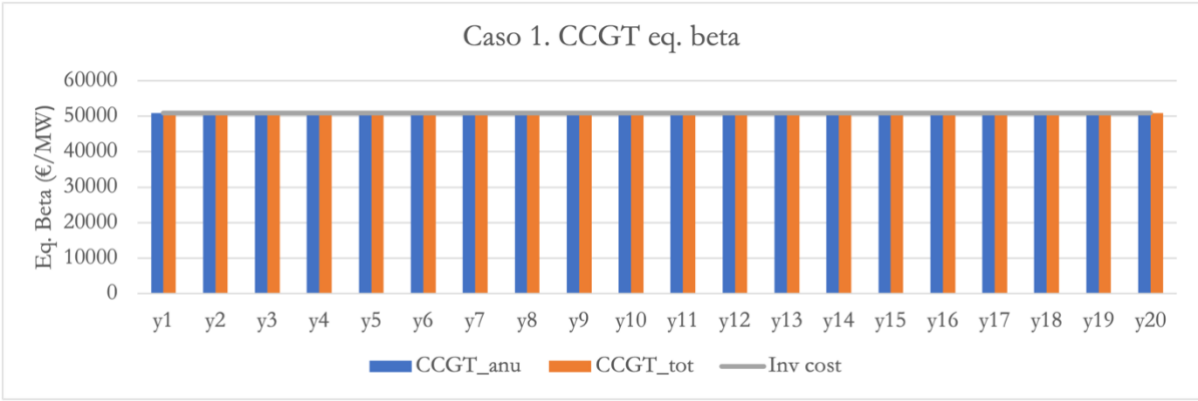


Figura 8.2. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso base.

8.3 Caso 2: tecnología entrante

El segundo escenario estudiado en el proyecto, en el que una tecnología eólica entra en juego en el año 6 del modelo, provoca diferencias marcadas en los resultados obtenidos para los distintos modelos. Como se ha explicado en capítulos anteriores, las diferencias que se dan en este escenario radican esencialmente de la inclusión o no del valor residual en la función objetivo.

La Tabla 8.2 presenta la comparación de costes entre el modelo anualizado y el modelo de costes totales para el caso de tecnología entrante.

Parámetro	Unidad	Anualizado	Costes totales
Coste del sistema	M€	201,313	199,218
Valor residual	%	30 %	28 %
LCOE	€/MWh	25.47	26.96
Coste marginal medio	€/MWh	38.65	41.34

Tabla 8.2. Comparación de costes. Caso tecnología entrante.

A la luz de los resultados obtenidos, se aprecia que el modelo de costes totales arroja un coste unitario de la energía superior al modelo anualizado. La razón de ser de estas diferencias se puede comprender por las diferentes estrategias de inversión planteadas por cada uno de los modelos. Por el contrario, el modelo anualizado presenta un mayor coste total. No se debe olvidar que este parámetro para el modelo anualizado no se trata de la función objetivo, sino de un cálculo a posteriori del valor residual.

Para entender las diferencias en costes, es necesario comparar las decisiones de inversión de cada modelo. La Figura 8.3 presenta la evolución temporal de la capacidad efectiva instalada para cada tecnología en el modelo anualizado. Asimismo, la Figura 8.4 presenta la misma información, en este caso para el modelo de costes totales.

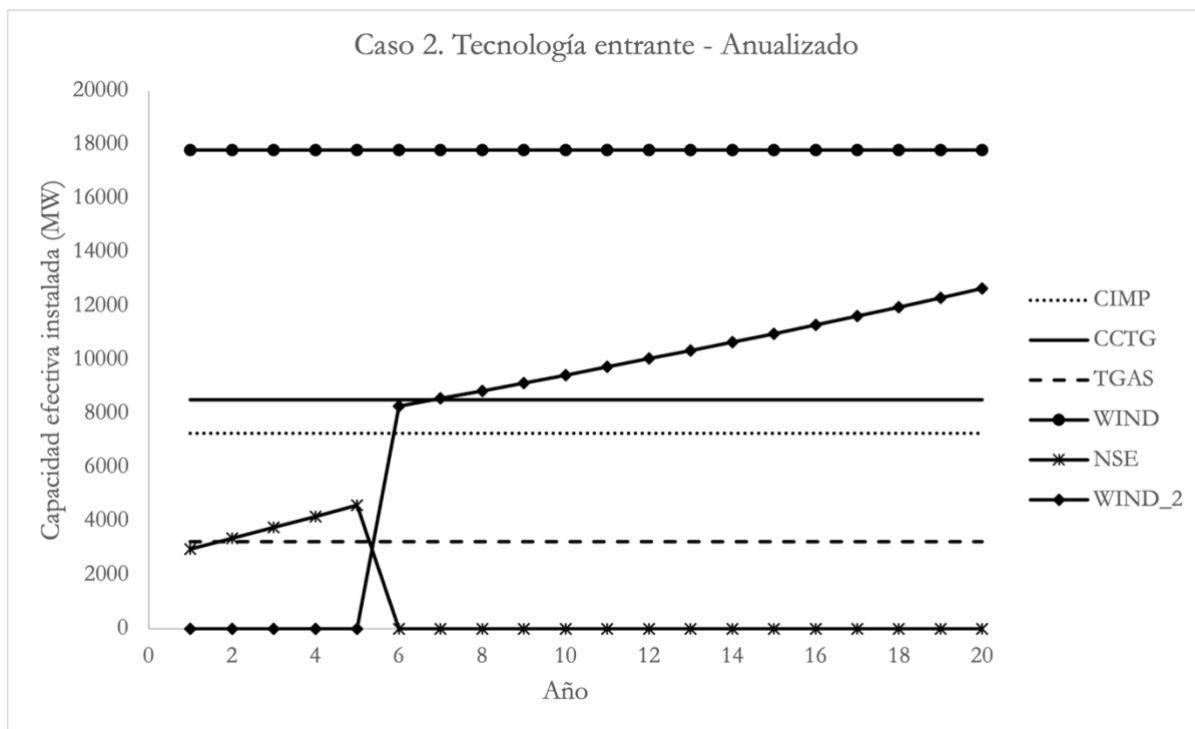


Figura 8.3. Evolución temporal de la capacidad efectiva instalada. Modelo anualizado. Caso de tecnología entrante.

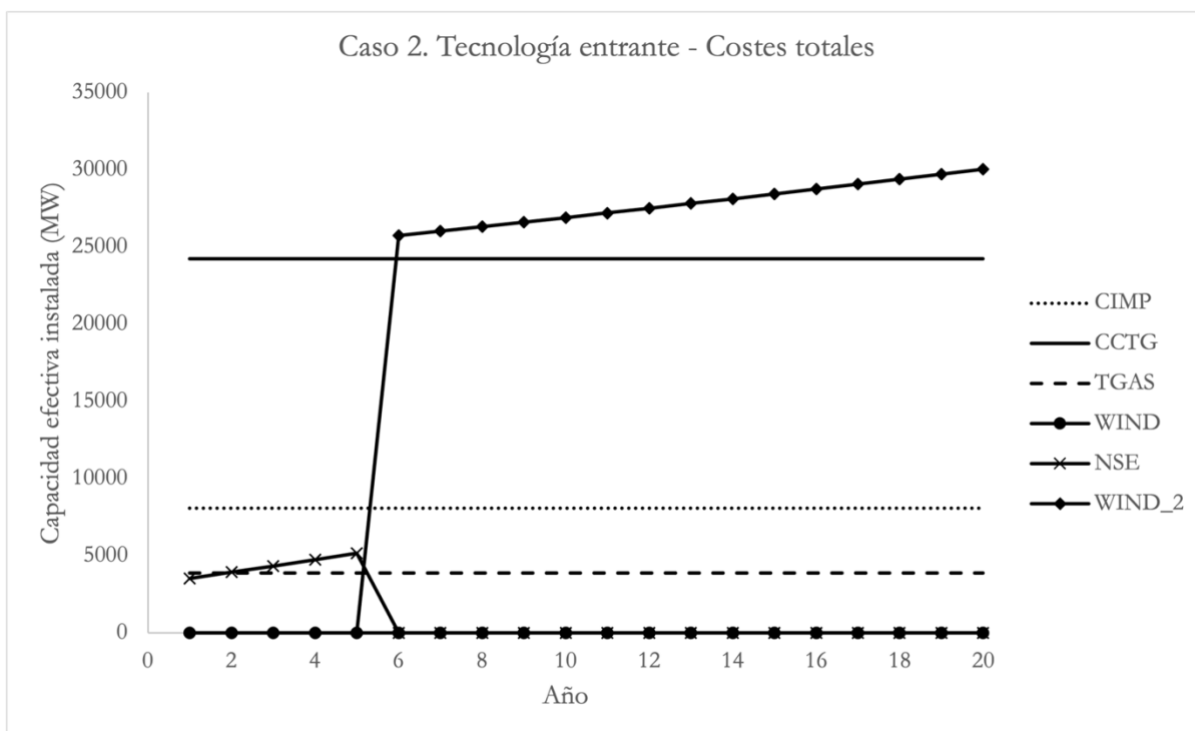


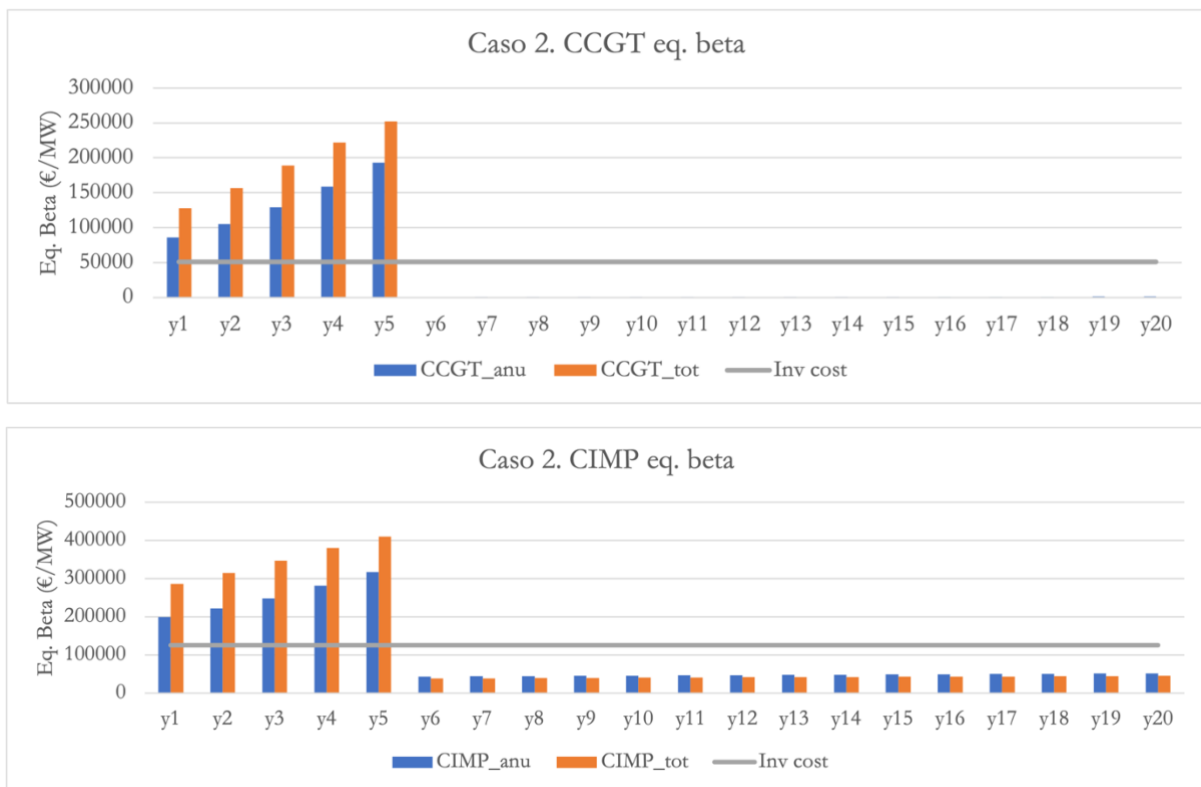
Figura 8.4. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Modelo de costes totales. Caso de tecnología entrante.

La principal diferencia entre ambos modelos se da claramente en la tecnología WIND. Por un lado, en el modelo anualizado, se invierte en una capacidad dada el primer año la cual se mantiene constante hasta el final del modelo. Por otro lado, el modelo de costes totales es capaz de prever

la entrada de la tecnología eólica más barata y no invierte nada en WIND. Para compensar la falta de la tecnología con más peso, el modelo de costes totales depende de una inversión considerable en CCTG, que se encarga de cubrir la demanda en los primeros años, donde WIND_2 no está disponible. Este hecho es el causante de que el LCOE y el coste marginal medio sean superiores en el modelo de costes totales. El coste de producción es la variable más significativa para determinar el LCOE de una tecnología, por lo que, al producir con una tecnología con mayor coste de producción (CCTG), se entiende el incremento en el parámetro de coste LCOE.

En cuanto a similitudes, ambos modelos presentan un patrón parecido en el comportamiento de la NSE y WIND_2. Una vez aparece esta última, la NSE deja de ser necesaria y desaparece del *mix*. Además, es interesante notar que en ambos modelos CCTG y CIMP tienen un comportamiento similar, sin realizar ninguna inversión más allá de la realizada en el primer año.

Finalmente, queda estudiar los resultados de este escenario desde el punto de vista de la recuperación de costes. La Figura 8.5 presenta la evolución temporal de las Inversiones anualizadas equivalentes respecto de los costes de inversión anualizados para cada tecnología en el caso de tecnología entrante.



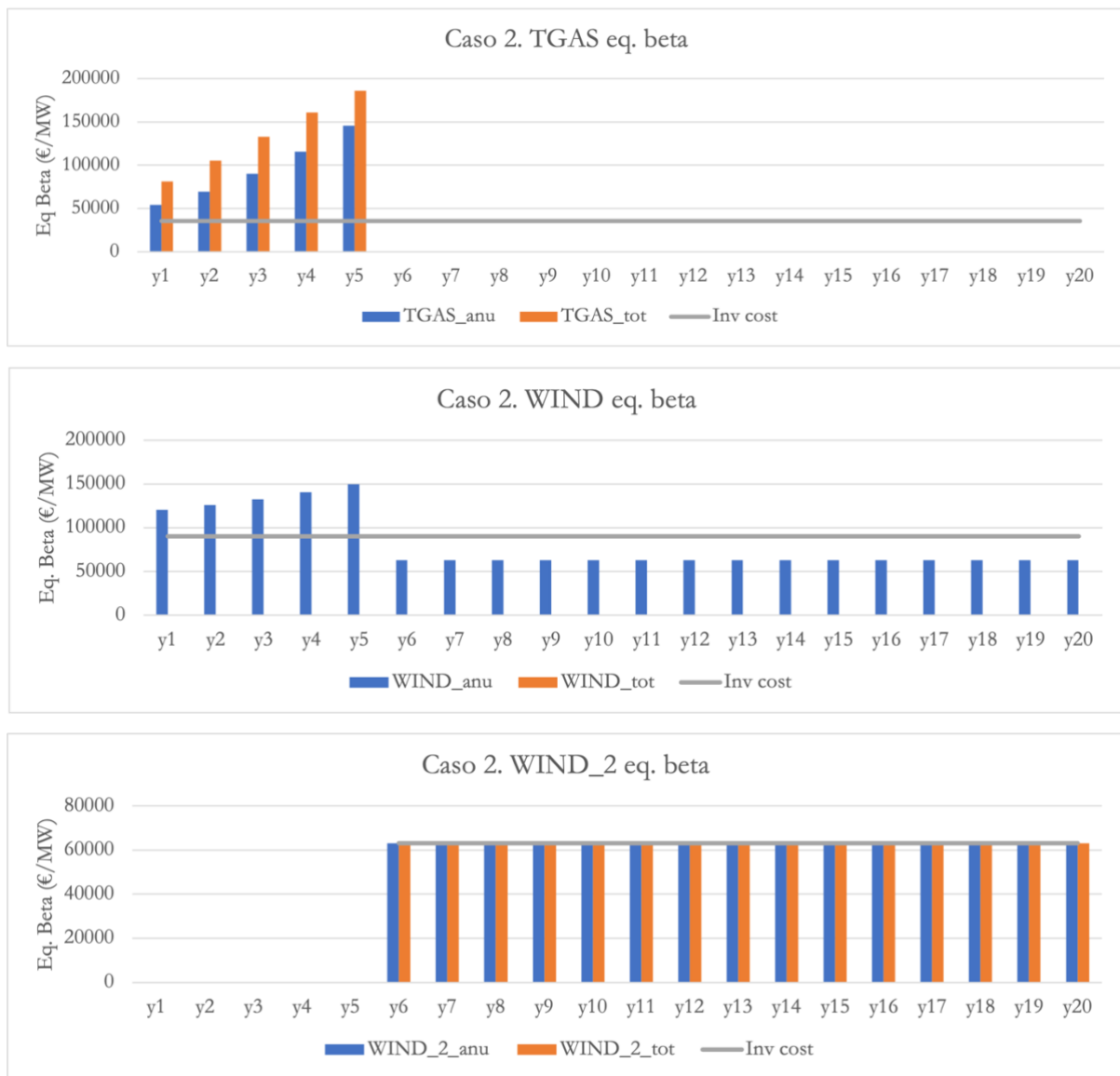


Figura 8.5. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso de tecnología entrante.

A partir de los resultados obtenidos, se puede observar, en primer lugar, que la tecnología WIND_2 es capaz de recuperar costes durante todos los años en los que participa, dado su comportamiento de inversión gradual año a año en ambos modelos. Para la tecnología WIND, tan solo se obtienen resultados para el modelo anualizado debido a que el modelo de costes totales no invierte en dicha tecnología.

Para el resto de las tecnologías, es interesante observar lo radicalmente distinto que es el comportamiento de las Inversiones anualizadas equivalentes antes y después del año 6. Este año coincide con el momento de entrada de WIND_2 en el modelo. Antes del año 6, las tecnologías recuperan costes, teniendo más ingresos que costes, y de manera más pronunciada para el modelo de costes totales. A partir del año 6, los costes son superiores, provocando que la inversión

anualizada equivalente sea menor que el coste de inversión de manera consistente. Esto tiene como resultado las no recuperaciones de costes que se producen en este escenario y cuyos valores se presentaron en los Capítulos 5 y 6.

Al ser mayor la recuperación de costes para el modelo de costes totales, se puede concluir que este modelo permite recuperar los costes en los primeros años de inversión. Este hecho es preferible frente a lo ofrecido por el modelo anualizado puesto que cuanto antes se recupere una inversión, menor será la incertidumbre y el riesgo asociados.

8.4 Caso 3: cambio en la forma de la demanda

El tercer escenario plantea un cambio en la forma de la demanda durante ciertos años del modelo. La Tabla 8.3 presenta los resultados de coste para el caso mencionado.

Parámetro	Unidad	Anualizado	Costes totales
Coste del sistema	M €	220,614	220,614
Valor residual	%	32 %	32 %
LCOE	€/MWh	27.18	27.18
Coste marginal medio	€/MWh	42.78	42.78

Tabla 8.3. Comparación de costes. Caso cambio en la forma de la demanda.

Los resultados arrojados por ambos modelos son idénticos en términos de costes. Se puede intuir que el cambio en la forma de la demanda no provoca decisiones de inversión distintas y que, por tanto, se alcanza la misma solución de coste con ambos modelos. Para comprobarlo, la Figura 8.6 presenta la evolución temporal de la capacidad instalada de cada tecnología para ambos modelos. Ambos modelos invierten lo mismo por lo que solo se ha considerado incluir una Figura.

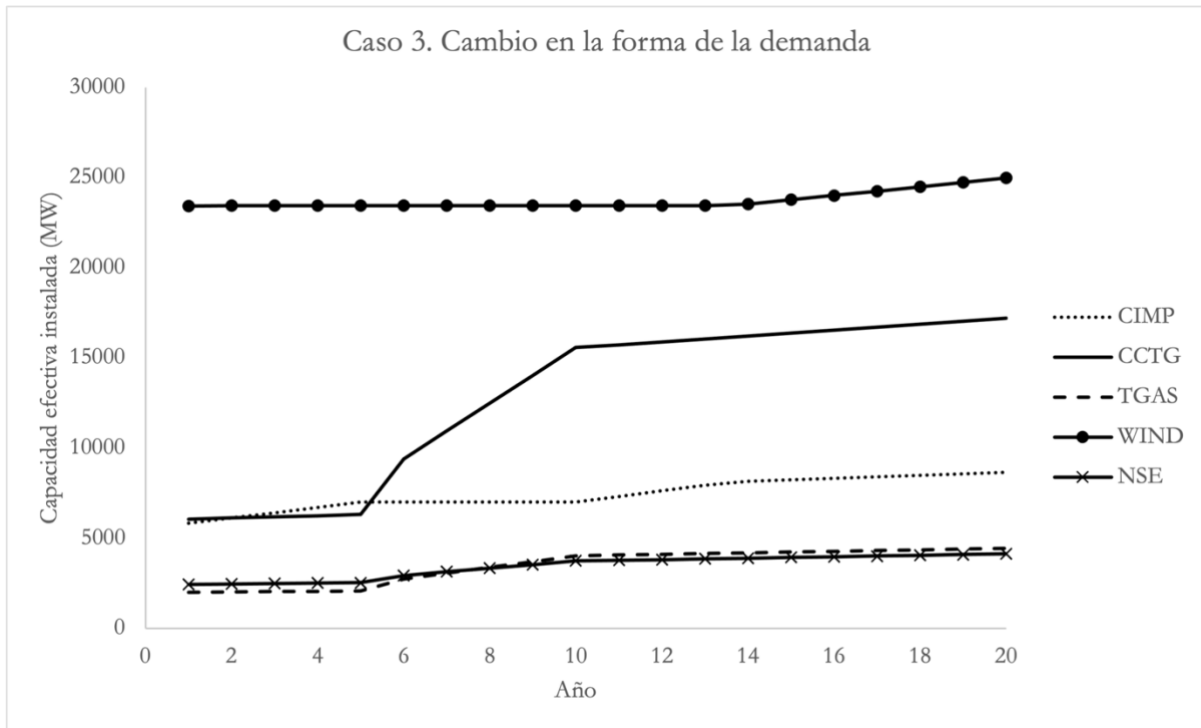


Figura 8.6. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Caso cambio de forma de la demanda.

Se puede apreciar como en los años 5 a 10, en los que se produce el cambio en la forma de la demanda, se dan los cambios más notables en las inversiones de las tecnologías. Por un lado, WIND y CIMP, las tecnologías de base, no invierten en dichos años. Por otro, CCTG y TGAS se encargan de suplir a las mencionadas anteriormente, con incrementos considerables de su capacidad instalada. De cara a los últimos años del modelo, se consigue recuperar el estado estacionario del caso base, en el que las tecnologías recuperan un ritmo de inversión paralelo al crecimiento de la demanda y fijado en el 1%. Es por ello por lo que se da en este modelo la recuperación de costes especificada en los Capítulos 5 y 6.

Siguiendo por la línea de la rentabilidad, la Figura 8.7 presenta la evolución temporal de las Inversiones anualizadas equivalentes para cada tecnología en el escenario de cambio de forma de la demanda.

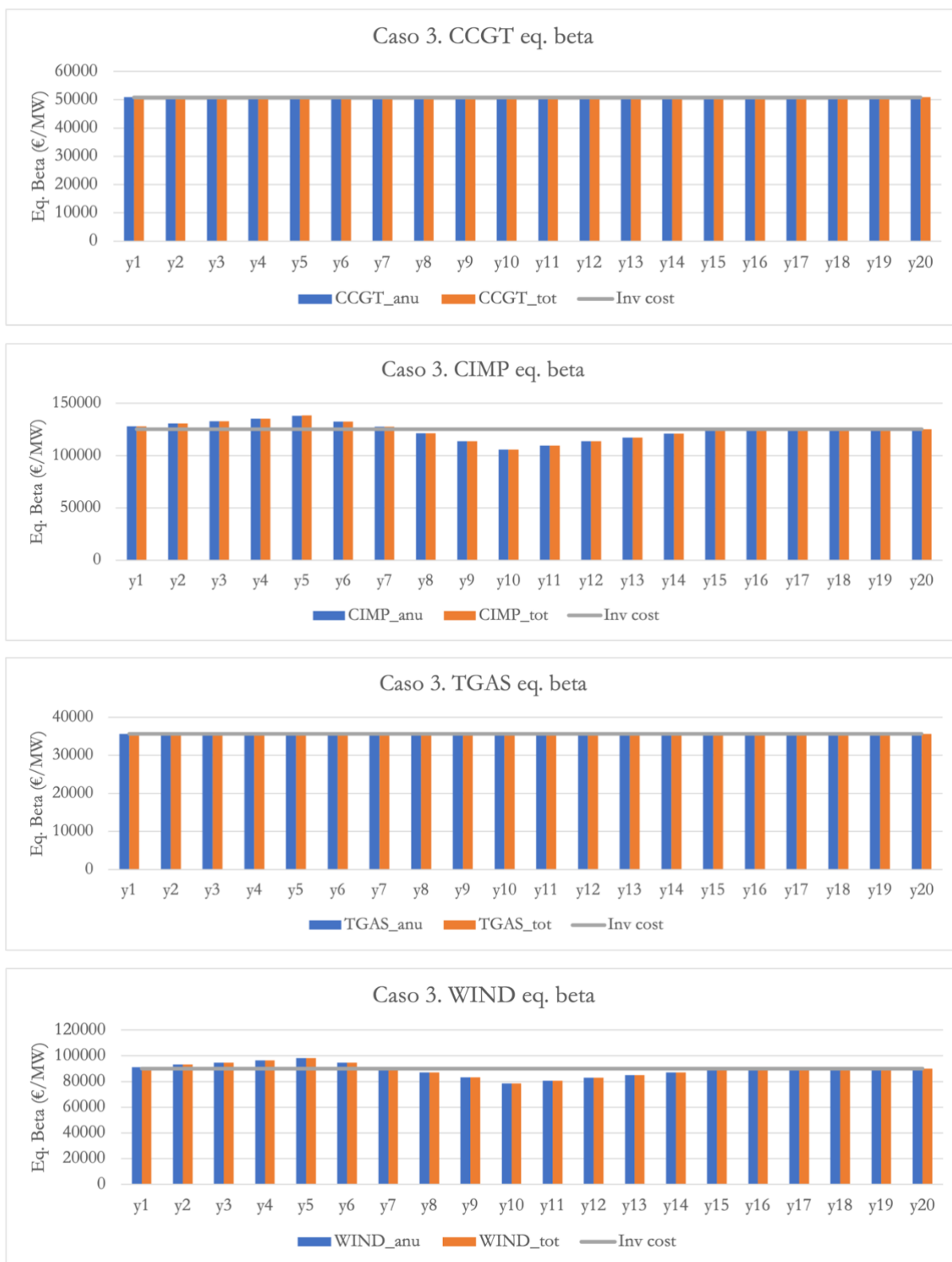


Figura 8.7. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso de cambio de forma de la demanda.

Las Inversiones anualizadas equivalentes presentan un reflejo de lo ocurrido en la evolución temporal de la capacidad instalada. Aquellas tecnologías (CIMP y WIND) que se ven forzadas a no invertir durante ciertos años del modelo, ven como su recuperación de costes no es suficiente

durante dichos años (aunque previamente el superávit conseguido sirva para conseguir una recuperación de costes global). Por otro lado, las tecnologías que invierten todos los años (CCTG y TGAS) no tienen problema en recuperar costes año a año. El hecho de que se consiga alcanzar el estado estacionario tras el cambio en la forma de la demanda es fundamental para conseguir la recuperación de costes del sistema y de cada tecnología en particular.

8.5 Caso 4: vida útil reducida

Finalmente, queda por analizar el escenario 4, en el que se introduce una variación respecto al caso 3. En este caso, se modifica la vida útil de la tecnología CCTG (de 25 a 15 años) para estudiar el efecto de la restricción de cierres en el modelo de costes totales.

La Tabla 8.4 presenta los resultados de coste para este escenario.

Parámetro	Unidad	Anualizado	Costes totales
Coste del sistema	M €	220,614	220,975
Valor residual	%	32.15 %	32.11 %
LCOE	€/MWh	27.18	27.25
Coste marginal medio	€/MWh	42.78	42.75

Tabla 8.4. Comparación de costes. Caso vida útil reducida.

Los resultados presentan diferencias entre ambos modelos. El modelo de costes totales presenta valores de coste superiores al modelo anualizado. Este hecho es entendible si se pondera el hecho de que el anualizado tiene una restricción menos que el modelo de costes totales para este caso en particular. Esta circunstancia, desde el punto de vista matemático, hace imposible que el modelo de costes totales consiga una función objetivo mejor que el anualizado.

Para entender dichas diferencias en coste se deben estudiar las decisiones de inversión de cada modelo. La Figura 8.8 presenta la evolución temporal de la capacidad efectiva instalada para cada tecnología en el modelo anualizado. La Figura 8.9 hace lo propio con el modelo de costes totales.

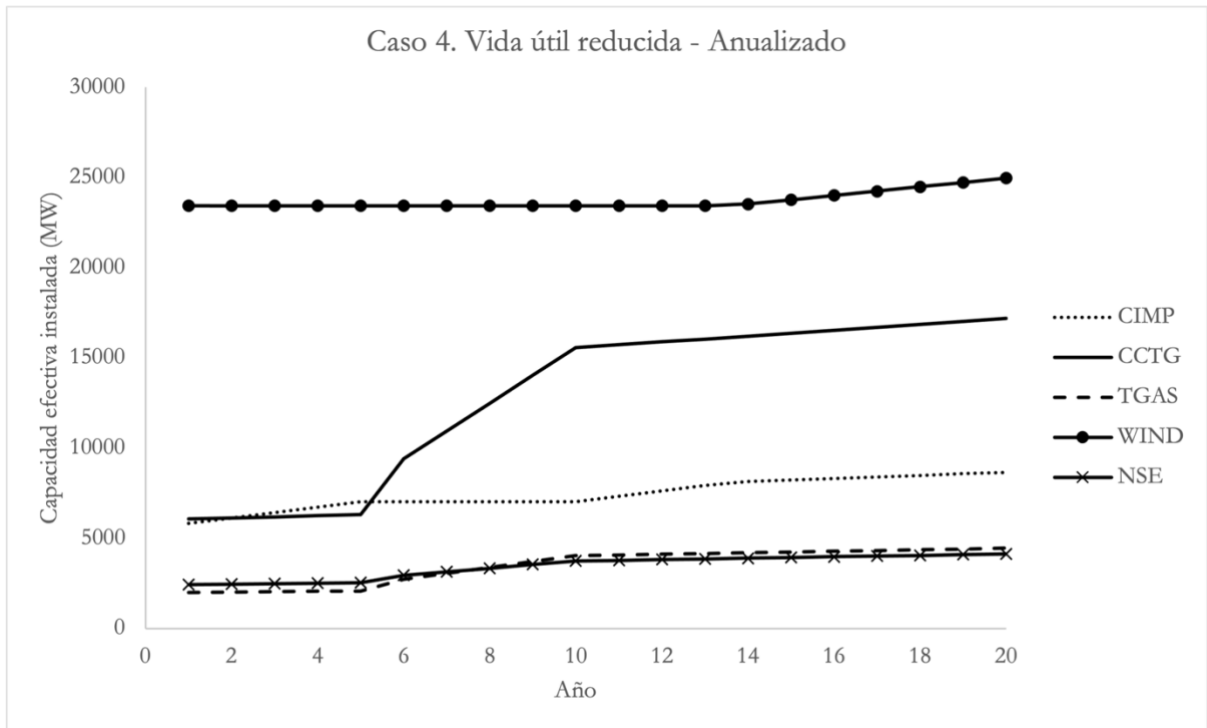


Figura 8.8. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Modelo anualizado. Caso de vida útil reducida.

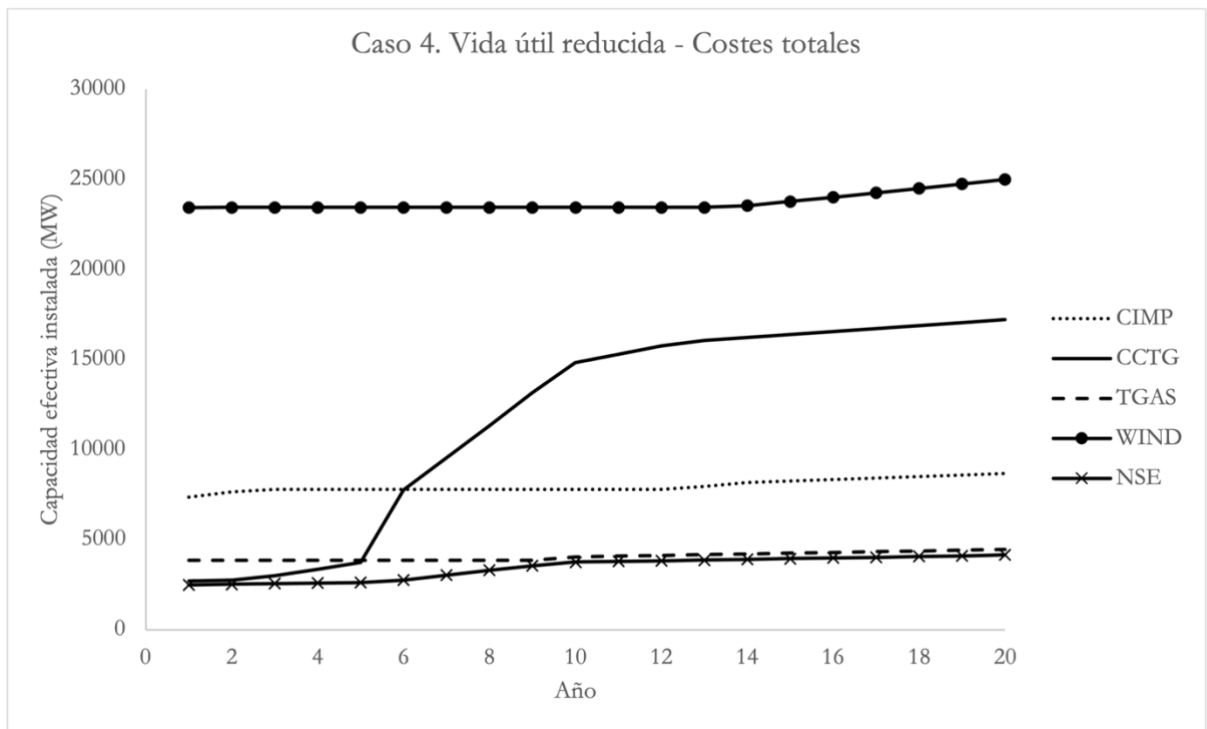


Figura 8.9. Evolución de la capacidad efectiva instalada. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.

Se aprecia que el modelo anualizado ofrece los mismos resultados que en el escenario 3. Esto se debe, tal y como se ha explicado en capítulos anteriores a que el modelo anualizado es ajeno a la vida útil de las tecnologías. Por otro lado, el modelo de costes totales presenta cambios en la

capacidad instalada. La principal novedad es la reducción significativa de la inversión inicial en CCTG. En sustitución de esta, CIMP invierte más inicialmente, algo inaudito en los demás casos estudiados en el proyecto. Por tanto, se puede observar claramente la incidencia de la restricción de cierres en las decisiones de inversión. La Figura 8.10 muestra las inversiones realizadas año a año de la tecnología CCTG, pudiéndose apreciar la considerable inversión realizada en el año 16 debido a la previamente mencionada restricción.

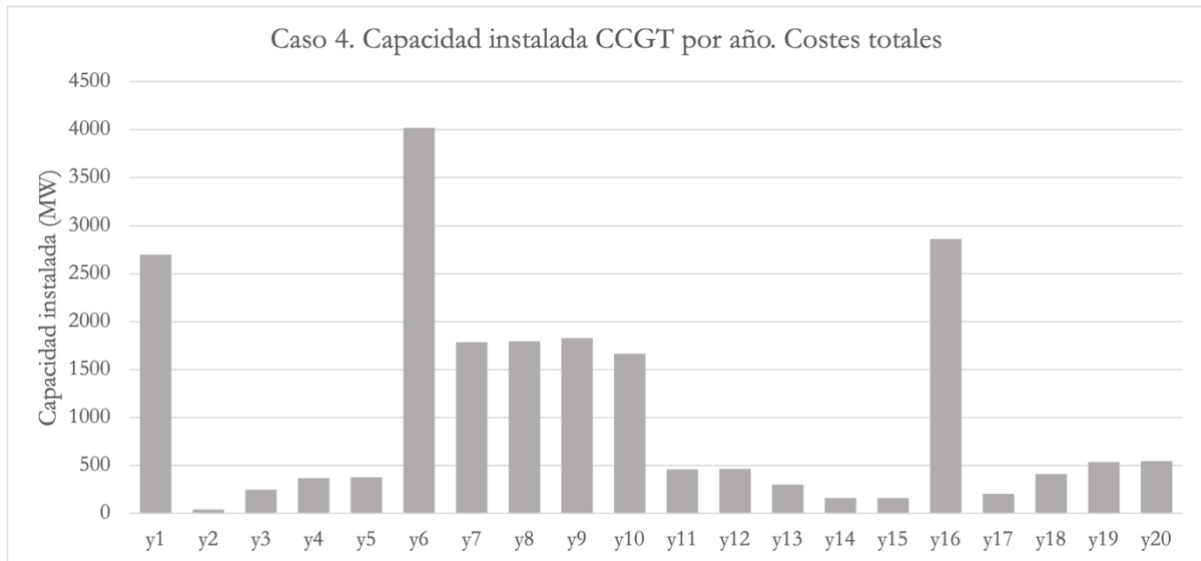


Figura 8.10. Evolución de la capacidad instalada de CCTG. Modelo de costes totales. Caso de vida útil reducida.

En tercer lugar, la Figura 8.11 presenta la evolución temporal de las Inversiones anualizadas equivalentes para el caso de vida útil reducida.



Figura 8.11. Inversiones anualizadas equivalentes. Caso de vida útil reducida.

Respecto a las inversiones anualizadas equivalentes, se aprecian pequeñas diferencias entre ambos modelos. Siguiendo razonamientos empleados anteriormente, se entienden las desviaciones respecto del coste de inversión por debajo (por ejemplo, WIND entre los años 7 y 13) como

consecuencias de tener una capacidad instalada constante durante un tramo del modelo. Por otro lado, los periodos con desviación por encima del coste de inversión son habitualmente periodos en los que se ha invertido más de lo debido y se consigue recaudar más de lo óptimo para recuperar costes. Además, se aprecia generalmente, que el modelo de costes totales permite recuperar costes antes que el modelo anualizado.

8.6 Conclusiones

En el presente capítulo se han comparado los modelos de manera transversal. Para cada escenario, se han analizado los resultados obtenidos para los dos modelos principales del proyecto a lo largo de tres dimensiones diferentes: costes, inversiones y rentabilidad. Tras finalizar el análisis pormenorizado de cada uno de los escenarios, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los modelos anualizado y de costes totales son equivalentes ante el escenario base. Presentan los mismos resultados en cuanto a costes; invierten gradualmente año a año ajustándose al incremento de la demanda; y presentan recuperación de costes total a nivel tanto de tecnología como de sistema.
- En el escenario de tecnología entrante, el modelo de costes totales consigue una función de coste menor que el modelo anualizado. Esta diferencia se explica por las diferentes decisiones de inversión presentadas por cada modelo.
 - El modelo anualizado no anticipa la entrada de WIND_2 e invierte una capacidad considerable en WIND desde el inicio, teniendo como resultado la no recuperación de costes de esta tecnología una vez aparece la tecnología más barata.
 - El modelo de costes totales anticipa la entrada de WIND_2 y no invierte nada en WIND a lo largo de todo el modelo. Esta decisión permite obtener una función de coste total menor cuando se ejecuta este modelo.
- El escenario de cambio en la forma de la demanda ofrece resultados idénticos para ambos modelos en todas las dimensiones estudiadas. Para este escenario se puede concluir que son modelos equivalentes.

- Una de las principales hipótesis que soportan la equivalencia de ambos modelos para este escenario es el hecho de que, a pesar de introducir un cambio significativo en la forma de la demanda, el sistema se repone y todas las tecnologías invierten en todos los años del tramo final del modelo. Si esto no sucediera, como es en el caso 2 (tecnología entrante), los modelos presentarían divergencia en los resultados de costes y rentabilidad.
- El escenario de vida útil reducida presenta diferencias entre ambos modelos debido a la presencia de la restricción de cierres en el modelo de costes totales.
 - El hecho de contar con una restricción adicional provoca que el modelo de costes totales presente una función objetivo mayor que el modelo anualizado.
 - El modelo de costes totales, sin embargo, es capaz de prever la obsolescencia de la tecnología CCGT e invierte mucho menos en ella que de manera habitual (caso base).
 - El modelo anualizado presenta unos resultados a priori atractivos. Sin embargo, estos deben tratarse con cuidado puesto que dicho modelo no tiene toda la información disponible para realizar decisiones de inversión óptimas. Se aprecia una sobreinversión en CCTG que puede resultar en resultados financieros negativos cuando en el año 15 dicha tecnología quede inútil.

9 Análisis de sensibilidad. Caso 2: tecnología entrante.

9.1 Introducción

Hasta ahora, el proyecto ha consistido en la formulación y estudio sistemático de los resultados obtenidos al ejecutar dos modelos de optimización de la función de coste de un sistema eléctrico aplicados a diferentes escenarios. Las conclusiones obtenidas de comparar dichos modelos se presentaron en el Capítulo 8. A continuación, conviene detenerse a estudiar más en detalle uno de los puntos más singulares observados en el proyecto, dado que presenta claras diferencias entre los resultados obtenidos por el modelo anualizado y aquellos del modelo de costes totales.

La circunstancia en la que se detendrá este capítulo aplica al escenario de tecnología entrante (caso 2). Los resultados obtenidos para dicho escenario se reflejan en la Tabla 8.2 y se pueden visualizar en la Figura 8.3, Figura 8.4 y Figura 8.5. Al ejecutar este escenario, el modelo anualizado toma la decisión de invertir en la tecnología WIND, que a los 6 años de modelo queda desbancada totalmente por WIND_2. A pesar de ello, al existir la restricción de monotonía, WIND no puede reducir su capacidad instalada y sufre pérdidas considerables en los años posteriores a la entrada de la tecnología barata.

Por otro lado, el modelo de costes totales es capaz de anticiparse mejor a la situación planteada por el escenario, provocando que la tecnología WIND no instale ni un MW en el sistema, puesto que, de hacerlo, sería imposible rentabilizarlo. Dicha divergencia en los resultados tiene un impacto elevado en los resultados de costes y rentabilidad para el escenario. Sin embargo, merece la pena preguntarse si la decisión de inversión obtenida (anualizado sí invierte y costes totales no lo hace) sucedería en cualquier escenario en el que una tecnología entrara con un coste de inversión menor.

El escenario estudiado en el proyecto define la entrada de la tecnología WIND_2 el año 6 a un coste de inversión con un descuento del 30% respecto del original de la tecnología WIND. Se dan aquí dos variables que pueden afectar a las decisiones de inversión de uno y otro modelo: el año de entrada de la tecnología barata y el descuento sobre el coste de inversión original de la tecnología eólica.

Por un lado, el año en el que entra la tecnología más barata es determinante para decidir si invertir o no en la tecnología original. El caso en el que la tecnología barata entrara en el año 18 (de 20 que tiene el modelo), quizá el modelo de costes totales sí consideraría invertir desde un inicio para

minimizar el coste del sistema, dado que, de no hacerlo, toda la energía producida por la eólica debería ser suplida por el resto de las tecnologías hasta la entrada de WIND_2, teniendo dichas tecnologías, un coste de producción de entre 5 y 20 veces superior al de la eólica.

Por otro lado, el descuento sobre el coste de inversión puede influir sobre las decisiones de inversión de los modelos. Cuanto menor sea el descuento, más propenso será el modelo de costes totales a invertir en la energía eólica WIND desde el principio del modelo, puesto que el ahorro introducido en el año 6 no supondrá tanta diferencia como para no instalar nada de dicha tecnología.

Por tanto, el presente capítulo analizará la sensibilidad de ambos modelos a las variables introducidas previamente. Dichos estudios permitirán entender mejor el escenario y las variables que mejor explican las decisiones de inversión presentadas en los capítulos anteriores.

9.2 Análisis 1. Cambio en el año de entrada

En este primer estudio se va a analizar el comportamiento de los modelos frente a cambios en el año de entrada de la tecnología WIND_2.

Para comenzar, se estudiará la inversión inicial en WIND para cada caso para ambos modelos (Figura 9.1).

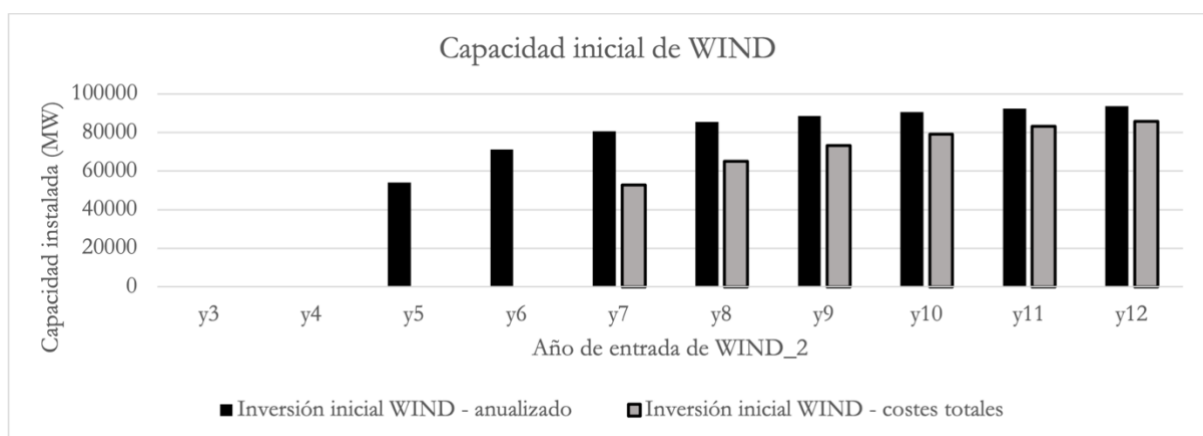


Figura 9.1. Capacidad inicial de WIND. Análisis de sensibilidad sobre el año de entrada de WIND_2.

Se puede apreciar cómo, dependiendo del año de entrada de la tecnología eólica barata, las inversiones realizadas en el año inicial difieren para cada modelo. Se distinguen tres patrones claros a partir de los resultados:

- **Entrada en los años y3 e y4:** para estos dos escenarios, ninguno de los modelos estima conveniente invertir en la tecnología WIND. Son casos extremos que permiten a los modelos anticiparse a la entrada de WIND_2 y no instalar capacidad para la tecnología cara.
- **Entrada en los años y5 e y6:** en estos dos casos, el modelo anualizado sí que instala capacidad para la tecnología WIND en el primer año del modelo. Este es el escenario estudiado en capítulos anteriores, donde se aprecia una mejor capacidad de reacción del modelo de costes totales.
- **Entrada más allá del año y7:** este tercer patrón es aquel en el que se observa que tanto el modelo de costes totales como el anualizado instalan capacidad para WIND en el primer año. Tal y como se había previsto, el hecho de retrasar la entrada de WIND_2 provoca que la función de coste óptima requiera de la participación de WIND en los primeros años puesto que satisfacer la demanda con las demás tecnologías disponibles conllevaría un aumento considerable del coste.

Otro punto de vista mediante el cual realizar este análisis es a través de la función de coste del sistema. Para que sean cifras comparables entre modelos, se incluye el valor residual en ambas funciones de coste total. Es esperable que se obtengan mayores funciones de coste para aquellos escenarios en los que la tecnología WIND_2 entra en años más avanzados del modelo, puesto que esta tecnología conlleva un coste de inversión menor que las demás participantes en el modelo. La Figura 9.2 presenta el coste total del sistema para cada escenario y para cada uno de los modelos analizados.

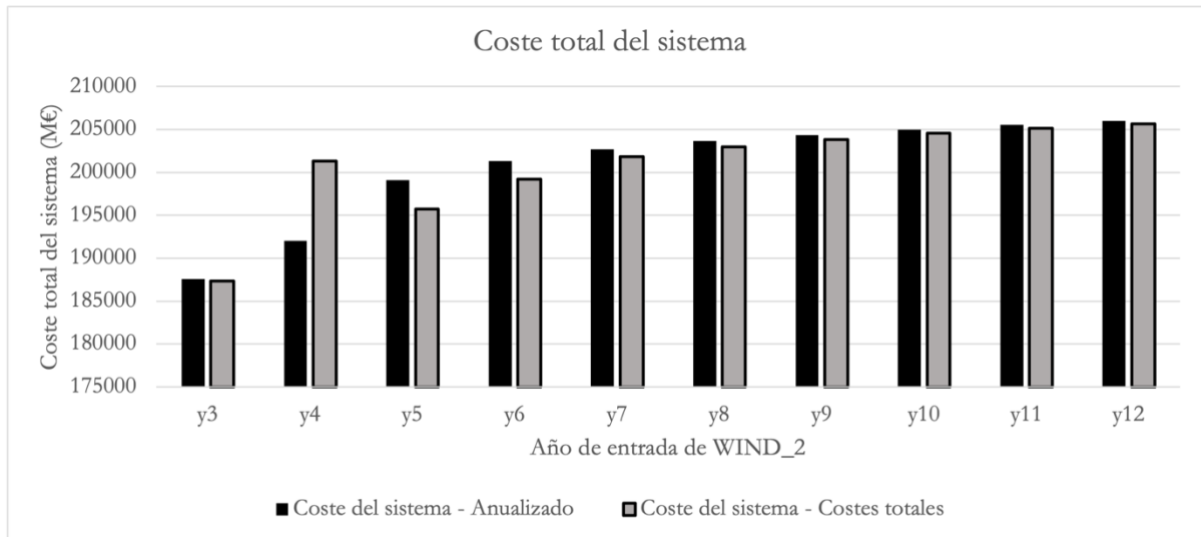


Figura 9.2. Coste total del sistema. Análisis de sensibilidad sobre el año de entrada de WIND_2.

De los resultados obtenidos, se puede concluir que, exceptuando los escenarios en que la entrada de la nueva tecnología se produce en los años y3 e y4, el modelo de costes totales ofrece un coste del sistema algo inferior al coste del modelo anualizado (decir %). La tendencia de crecimiento del coste del sistema también se puede constatar en la figura.

9.3 Análisis 2. Cambio en el coste de inversión

En este apartado, se realizará el estudio de sensibilidad alterando la variable del coste de inversión de la tecnología entrante. Dicha tecnología presenta el mismo coste de producción que la tecnología WIND. La diferencia radica en el coste de inversión, que se da en forma de descuento respecto al de la tecnología eólica original.

El caso estudiado en los capítulos anteriores contemplaba una reducción del coste de inversión del 30%. Para el análisis de sensibilidad se compararán los distintos escenarios al variar el coste de inversión en decrementos de 1% hasta llegar a un descuento del 25%. Estudiar este rango permite apreciar el cambio en la estrategia de inversión para el modelo de costes totales. Para realizar el análisis, se empleará la misma estructura que en el apartado anterior.

La Figura 9.3, presenta la inversión en la tecnología eólica original (WIND) para ambos modelos y para cada uno de los escenarios estudiados en este análisis.

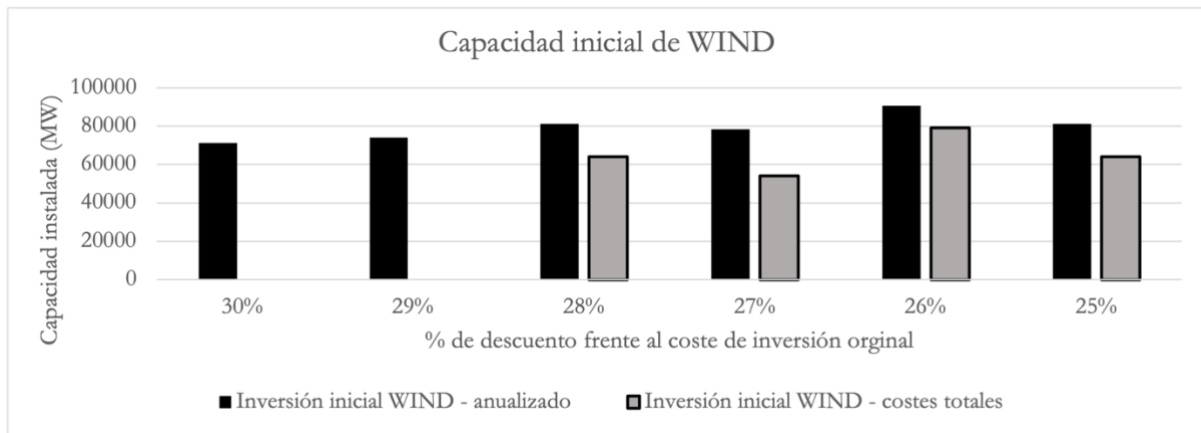


Figura 9.3. Capacidad inicial de WIND. Análisis de sensibilidad sobre el descuento sobre el coste de inversión original.

Ante los resultados obtenidos, podemos observar, de manera similar al apartado anterior, dos zonas o patrones en los resultados.

- Para los escenarios en los que el descuento es del 29% o 30%, el modelo anualizado invierte en WIND pero el modelo de costes totales no lo hace. Se considera un descuento lo suficientemente grande como para esperar a la aparición de la tecnología WIND_2 en el año 6 y suplir lo generado con la eólica con el resto de tecnologías disponibles.
- En segundo lugar, cuando el descuento comienza a disminuir y se igualan los costes de inversión entre ambas tecnologías eólicas, el modelo de costes totales propone inversiones en WIND desde el inicio del modelo. No obstante, es interesante observar que, no por disminuir el descuento, la inversión en WIND para el primer año aumenta, necesariamente. A pesar de ello, sí que es una constante el hecho de que el modelo anualizado propone una mayor inversión en WIND que el modelo de costes totales.

Para continuar con el análisis, la Figura 9.4 presenta el coste total del sistema para cada modelo en los escenarios planteados en el estudio.

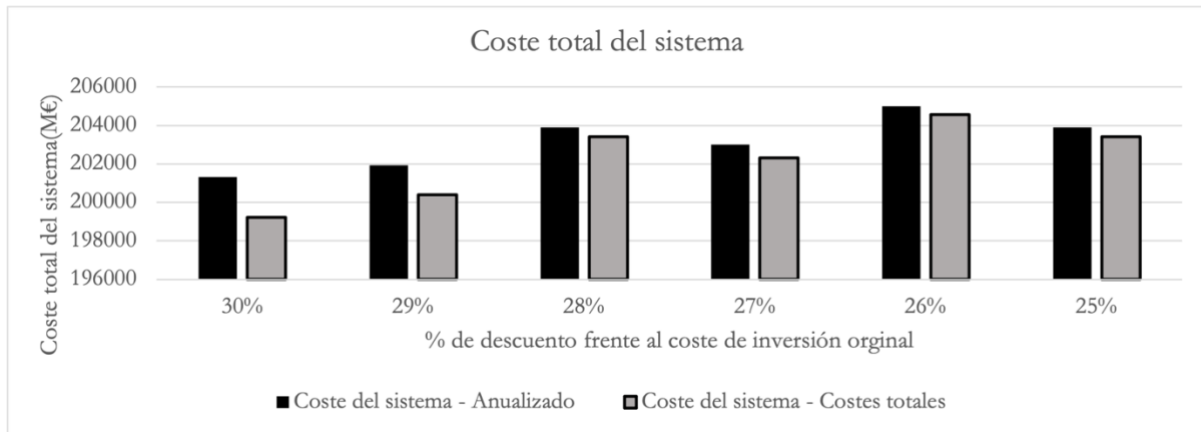


Figura 9.4. Coste total del sistema. Análisis de sensibilidad sobre el descuento del coste de inversión original.

Se obtienen unos resultados en los que se aprecia un incremento (2%) del coste del sistema cuando el descuento disminuye, puesto que interviene la tecnología WIND, cuyo coste de inversión es superior. Sin embargo, igual que en el estudio de la inversión en eólica, el hecho de disminuir el descuento no es condición necesaria para apreciar un incremento en el coste del sistema. Finalmente, se observa un coste del sistema mayor en todos los casos para el modelo anualizado que para el modelo de costes totales.

9.4 Conclusiones

En el presente capítulo se ha estudiado en detalle el escenario de tecnología entrante para el modelo anualizado (sin valor residual) y para el de costes totales. Se han llevado a cabo dos análisis de sensibilidad para estudiar los resultados de ambos modelos ante cambios en variables que predeterminan el escenario ejecutado. Dichas variables son el año de entrada de la tecnología entrante y el coste de inversión de esta. Se han llegado a las siguientes conclusiones:

- El año de entrada de WIND_2 encuentra en el modelo anualizado un valor umbral a partir del cual se decide invertir en WIND desde el inicio del modelo en el año y5.
- El año de entrada de WIND_2 encuentra en el modelo de costes totales un valor umbral a partir del cual se decide invertir en WIND desde el inicio del modelo en el año y7.
- El coste total del sistema se ve incrementado a medida que aumenta el año de entrada de la tecnología eólica barata. Además, este coste es siempre superior para el modelo anualizado.

- Entre un 30% y 25% de descuento sobre el coste de inversión original, el modelo anualizado siempre estima la inversión en tecnología WIND.
- El descuento sobre el coste de inversión original encuentra un punto de inflexión para el modelo de costes totales en el valor de 28%. Todo valor inferior a este supone que dicho modelo invertirá en WIND desde el comienzo del modelo.
- No se puede correlacionar un decremento en el descuento sobre el coste de inversión con un aumento del coste total del sistema como regla general. Sin embargo, sí se puede constatar el hecho de que el coste del sistema es generalmente superior para el modelo anualizado que para el de costes totales.

10 Conclusiones, recomendaciones y próximos pasos

Resumen del Proyecto

El proyecto ha partido del estudio y comprensión del problema de planificación de la capacidad eléctrica para un horizonte determinado de años a través de un modelo de optimización. Dicho modelo podía presentar el coste de inversión de las tecnologías de generación de manera anualizada o de manera global. Además, se ha planteado un modelo con coste de inversión anualizado que contiene valor residual en la función de coste. Todas las variantes del modelo de optimización se han estudiado y comprendido para llevar a cabo su programación en el lenguaje algebraico de programación GAMS.

Una vez construidos los modelos, se han desarrollado y construido cuatro casos diferentes para probar los modelos y poder comparar los resultados obtenidos en cada uno de ellos. Se ha diseñado un primer caso base con la demanda eléctrica de España en 2019 proyectada a 20 años con crecimiento constante (1%); un segundo caso plantea la entrada de una tecnología renovable a mitad del modelo con un coste de inversión inferior al de las tecnologías existentes en el modelo, emulando el fenómeno de canibalización de las renovables; en tercer lugar, se plantea un caso en el que la forma de la curva duración-carga sufre una transformación a lo largo de un cierto periodo de años del modelo; finalmente, se plantea un caso en el que una de las tecnologías se ve obligada a cerrar antes de terminar el horizonte del modelo, al verse su vida útil reducida con respecto a los demás casos.

Una vez definidos los modelos y los casos se han ejecutado los tres modelos y preparado los resultados para su posterior análisis comparativo. Los resultados se han estudiado en clave a tres dimensiones fundamentales. La primera se centra en el coste, estudiado tanto como a nivel del sistema como para cada una de las tecnologías. En segundo lugar, se estudian las decisiones de inversión de cada tecnología a lo largo del modelo. Finalmente, la tercera dimensión se centra en la rentabilidad obtenida por el sistema y por las tecnologías, vista a través del parámetro definido como recuperación de costes.

De manera adicional, para el modelo anualizado se ha realizado también un análisis teórico de la recuperación de costes de las tecnologías distinguiendo si la vida útil de las centrales es mayor, menor o igual que el horizonte del modelo.

Finalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad para el caso de tecnología entrante, con el fin de comprender la sensibilidad de los modelos frente a parámetros que definen el escenario, como son el año de entrada de la tecnología barata o el descuento en el coste de inversión respecto a la tecnología original.

Tras la realización del proyecto y el exhaustivo análisis al que se han sometido los modelos, se presenta a continuación la lista de conclusiones generales obtenidas.

Sobre el modelo para un solo año:

- Existe un error inherente al modelo debido a la representación en bloques de la demanda. Este error disminuye cuanto mayor sea el número de bloques en el que se divide la demanda anual. Para el proyecto se ha asumido el error cometido con los bloques de demanda horarios, suponiendo una desviación máxima del 0.1% de los valores reales para los resultados obtenidos.

Sobre el modelo anualizado:

- Para el modelo anualizado, se obtiene recuperación de costes para la inversión de una tecnología dada siempre y cuando se cumpla una de las dos condiciones siguientes: i. La vida útil de la tecnología coincida con el horizonte del modelo. ii. Exista inversión de dicha tecnología en el último año previo a que se cumpla su vida útil.
- El modelo anualizado es capaz de recuperar costes para los escenarios base y de cambio en la forma de la demanda. No los recupera, en cambio, para el caso de tecnología entrante.

Sobre el modelo de costes totales:

- Las principales novedades introducidas por el modelo de costes totales frente al anualizado son el valor residual de los costes en la función objetivo, la expresión del coste de inversión de manera absoluta y la restricción de cierres, que permite al modelo tener en cuenta la vida útil de las tecnologías del sistema.

- Para el modelo de costes totales, no se puede asegurar que la recuperación de costes se consiga para unas condiciones dadas. Se sabe que es factible, como ejemplo está el caso base, pero no queda determinado qué hace falta para que se dé con certeza.
- El caso de cambio de forma de la demanda para el modelo de costes totales se puede considerar equivalente al ejecutado para el modelo anualizado. Dicho cambio en la forma de la demanda tiene un impacto muy bajo en el modelo y no consigue diferencia alguna en las decisiones de inversión de las tecnologías.
- En el caso de vida útil reducida, el modelo de costes totales es capaz de prever la obsolescencia de la tecnología CCTG, considerando, de manera distinta al resto de casos ejecutados, que CIMP debe invertir más que CCTG desde el inicio del modelo.

Sobre el modelo anualizado con valor residual:

- Para el caso de tecnología entrante, el hecho de añadir el valor residual al modelo anualizado reduce todas las diferencias con el modelo de costes totales. En otras palabras, ni la restricción de cierres ni la distinta consideración del coste de inversión producen diferencias en los resultados en los casos estudiados. Para este caso, la restricción de cierres no entra en juego, por lo que cabe plantearse la equivalencia entre las expresiones de coste de inversión que se dan en los modelos.
- Al estudiar el caso de vida útil reducida, se siguen observando diferencias entre el modelo anualizado y el de costes totales. De hecho, los resultados obtenidos con este modelo son los mismos que los obtenidos con el modelo sin valor residual. De tal manera, se puede concluir que, al ejecutar el escenario de vida útil reducida, el hecho de añadir el valor residual no influye en las decisiones de inversión.
- El escenario de vida útil reducida sí que es sensible a la restricción de cierres del modelo de costes totales. Al existir esta diferencia, se entiende que los resultados de los modelos estudiados no sean equivalentes.

Sobre la comparación de modelos:

- Los modelos anualizado y de costes totales son equivalentes ante el escenario base. Presentan los mismos resultados en cuanto a costes; invierten gradualmente año a año ajustándose al incremento de la demanda; y presentan recuperación de costes total a nivel tanto de tecnología como de sistema.
- En el escenario de tecnología entrante, el modelo de costes totales consigue una función de coste menor que el modelo anualizado.
- El escenario de cambio en la forma de la demanda ofrece resultados idénticos para ambos modelos en todas las dimensiones estudiadas. Para este escenario se puede concluir que son modelos equivalentes.
- El escenario de vida útil reducida presenta diferencias entre ambos modelos debido a la presencia de la restricción de cierres en el modelo de costes totales.

Sobre el análisis de sensibilidad:

- El escenario de tecnología entrante es especialmente sensible a dos variables: el año de entrada de la tecnología barata y el descuento sobre el coste de inversión original que presenta la tecnología eólica. Cambios en estas variables hacen que los distintos modelos decidan o no invertir en la tecnología original desde el inicio del modelo, siendo dichos umbrales de sensibilidad diferentes para cada uno de los modelos. Por lo general, cuanto mayor es el año de entrada de la tecnología barata, mayor es el coste del sistema un escenario. De igual manera, cuanto menor es el descuento sobre el coste de inversión, mayor es el coste del sistema obtenido. En resumen, todo aquello que incentive la inversión en la eólica original tendrá un mayor coste del sistema que aquel escenario que prefiera invertir tan solo en la eólica barata.

Finalmente, a modo de recomendaciones y próximos pasos, se presenta una excelente oportunidad de indagar más allá en la comparabilidad de los modelos en dos frentes distintos. Por un lado, se debe profundizar en y entender mejor las condiciones de recuperación de costes para el modelo

de costes totales. Actualmente no se puede asegurar que se consiga recuperación únicamente si se produce inversión en el último año.

Por otro lado, cabe la posibilidad, como se explica en el Capítulo 7 de que las dos maneras de expresar los costes de inversión sean realmente equivalentes a los ojos del modelo de optimización. Se ha podido apreciar que el hecho de añadir el valor residual al modelo anualizado ha contribuido a eliminar las diferencias entre los modelos únicamente en aquellos casos en los que la restricción de cierres no está activa. Dicha restricción es la única diferencia entre los modelos más allá de la representación de los costes de inversión. Si se introduce una restricción equivalente en el modelo anualizado, es posible encontrarse con que los resultados obtenidos por ambos modelos son equivalentes para los escenarios estudiados en este proyecto.

11 Bibliografía

- International Energy Agency. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*.
- Fernández, J. M. (2016, 12 1). Influencia de la integración de la Influencia de la integración de la. *Universidad de Sevilla*.
- Hayes, A. (2021, 03 31). *Investopedia*. Retrieved from Investopedia:
[https://www.investopedia.com/terms/g/gordongrowthmodel.asp#:~:text=The%20Gordon%20Growth%20Model%20values,rate%20of%20return%20\(RoR\)](https://www.investopedia.com/terms/g/gordongrowthmodel.asp#:~:text=The%20Gordon%20Growth%20Model%20values,rate%20of%20return%20(RoR))
- Ramos, A., Perez-Arriaga, I., & Bogas, J. (1989). A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1140-1146.
- Morris, P. A., & Borison, A. B. (1984). An Efficient Approach to the Optimal Static Generation Mix Problem. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, (3), 576-580.
- Pozo, D., Sauma, E. E., & Contreras, J. (2012). A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power systems*, 28(1), 202-210.
- Gil, E., Aravena, I., & Cárdenas, R. (2014). Generation capacity expansion planning under hydro uncertainty using stochastic mixed integer programming and scenario reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4), 1838-1847.
- Shengyu, W., Lu, C., Xiaoqing, Y., & Bo, Y. (2015). Long-term generation expansion planning under uncertainties and fluctuations of multi-type renewables. *IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*.
- Gorenstin, B. G., Campodonico, N. M., Costa, J. P., & Pereira, M. V. (1993). Power system expansion planning under uncertainty. *IEEE transactions on power systems*, 8(1), 129-136.
- Ventosa, M., Linares, P., & Pérez-Arriaga, I. J. (2013). Power System Economics. In I. J. Pérez-Arriaga, *Regulation of the Power Sector* (pp. 47-123). Madrid: Springer.
- Ventosa, M., Denis, R., & Redondo, C. (2002). Expansion Planning in Electricity Markets. Two different approaches Proceedings.
- Pineda, S., & Morales, J. M. (2018). Chronological Time-Period Clustering for Optimal Capacity Expansion Planning With Storage. *IEEE*.

- Poncelet, K., van Stiphout, A., Delarue, E., D'haeseleer, W., & Deconinck, G. (2014). A Clustered Unit Commitment Problem Formulation for Integration in Investment Planning Models. *Energy and Environment*.
- Wogrin, S., Centeno, E., & Barquín, J. (2013). Generation Capacity Expansion Analysis: Open Loop Approximation of Closed Loop Equilibria. *IEEE*.
- Murugan, P., Kannan, S., & Baskar, S. (2009). Application of NSGA-II Algorithm to Single-Objective Transmission Constrained Generation Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1790-1797.
- Pereira, S., Ferreira, P., & Vaz, A. (2017). Generation expansion planning with high share of renewables of variable output. *Applied Energy*, 1275-1288.
- Roca, R. (2021, Julio 01). *El Periódico de La Energía*. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-se-suma-a-la-lista-de-paises-que-diran-adios-al-carbon-antes-de-2030-es-un-modelo-a-seguir/>
- Gobierno de España. (2021). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Centeno, E., & Wogrin, S. (2021). Annualized versus overall investment cost in generation capacity expansion planning. *14th PowerTech Conference - PowerTech 2021*. Madrid.
- Compañías de Luz. (2021, Septiembre 1). *Qué es un mercado marginalista*. Retrieved from <https://www.companias-de-luz.com/noticias/que-es-un-mercado-marginalista/>
- El País. (2021, Septiembre 10). *El precio de la luz seguirá disparado este sábado por encima de los 150 euros megavatio hora*. Retrieved from El País: <https://elpais.com/economia/2021-09-10/el-precio-de-la-luz-seguira-disparada-este-sabado-por-encima-de-los-150-euros-megavatio-hora.html>
- Tecnologías y costes de la generación eléctrica*. (2019, Mayo 4). Retrieved from *Energía y sociedad*: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-tecnologias-y-costes-de-la-generacion-electrica/>
- Datos de generación en España*. (2020). Retrieved from Red Eléctrica Española: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- Centeno, E., Campos, F., Maguregui, J., & Wogrin, S. (2021, Diciembre). Minimum-cost-based electricity generation capacity planning: does annualized investment cost always yield full cost recovery with marginal pricing? (Working paper IIT-21-213WP).

Anexo I: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

El proyecto queda alineado con 3 Objetivos de Desarrollo Sostenible principalmente:

- **ODS 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.**
El proyecto pretende abordar un problema central dentro de la explotación de los sistemas de energía eléctrica para entender las decisiones de inversión de los agentes generadores. En esencia, se busca mejorar y profundizar en el sistema eléctrico para buscar la manera óptima de proveer de energía a todo el mundo.
- **ODS 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación.** El proyecto tiene un carácter de investigación al aplicar modelos teóricos a situaciones que modelan la realidad, con el objetivo de traer innovación al campo de aplicación del proyecto.
- **ODS 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.** El proyecto estudia la optimización de las decisiones de inversión de agentes generadores en el sistema. Por tanto, se puede decir que busca aumentar la eficiencia de estos agentes a la hora de producir energía de manera más sostenible.