

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, ICADE

VALORACIÓN DE ACTIVOS TÉRMICOS DE GAS NATURAL: CICLO COMBINADO

Clave: 201601456

Resumen del proyecto

A lo largo de este proyecto se ha elaborado un modelo de valoración de activos térmicos de tipo ciclo combinado. Este modelo es capaz de replicar fielmente tanto el proceso de casación en los mercados eléctricos como los flujos de caja obtenidos por un activo de determinadas características.

Así, en un primer capítulo introductorio, se estudia brevemente tanto el contexto histórico como la situación actual de la generación eléctrica en España. Tras este análisis se propone la realización de un modelo de valoración para activos energéticos.

En el segundo capítulo se analizan las tecnologías que componen el mix energético español, así como la legislación vigente a nivel nacional y europeo. Seguidamente, en el tercer capítulo, se realiza un estudio estratégico que trata de discernir cuáles serán las tecnologías de generación dominantes en el largo plazo en España. Este estudio concluye que las tecnologías eólica, solar y ciclo combinado ocuparán gran parte de la cuota de generación energética en España. Así, se propone el diseño de un modelo de valoración para activos térmicos de gas natural tipo ciclo combinado.

A continuación, se expone la metodología utilizada en el modelo y se analizan los diferentes mercados eléctricos en los que puede operar este tipo de tecnología. Este capítulo sirve de preámbulo para el diseño del modelo en sí llevado a cabo en el quinto capítulo. El modelo simula el comportamiento económico de un ciclo combinado dados unos determinados precios del mercado eléctrico y costes asociados a la operativa (gas natural, derechos de emisión, variables por desgaste, etc.). A partir del resultado operativo se llega a flujo de caja libre el cual se proyectará sobre un horizonte temporal y se descontará posteriormente para alcanzar el valor actual del activo.

En el capítulo 6 se propone un caso práctico para el ciclo combinado tipo “Peaker” situado en Escatrón (Zaragoza). En este ejercicio, además de servir como hoja de ruta para la utilización del modelo, se analizará la viabilidad práctica del modelo presentado.

Por último, se propone un capítulo en el que se analiza la proyección de la tecnología térmica de gas natural y un capítulo final de conclusión en el que estudiar las ventajas e inconvenientes del modelo. Además, se plantean varias líneas de desarrollo para el trabajo presentado.

Palabras clave: valoración de activos, activos térmicos, ciclo combinado, mercado eléctrico.

Abstract

Throughout this project, a valuation model for combined cycle thermal assets has been developed. This model is capable of accurately replicating both the matching process in the electricity markets and the cash flows obtained by an asset with certain characteristics.

Thus, in an introductory first chapter, the context and current state of the electricity generation industry in Spain are briefly studied. After analysing the current situation, the development of a valuation model for energy assets is proposed.

In the second chapter, the technologies that make up the Spanish energy mix are analysed, as well as the current national and European legislation. Subsequently, in the third chapter, a strategic study is carried out to discern which generation technologies will dominate in the long term in Spain. This study concludes that wind, solar, and combined cycle technologies will account for a large portion of the energy generation share in Spain. Therefore, the design of a valuation model for natural gas combined cycle thermal assets is proposed.

Next, the methodology used in the model is presented, and the different electricity markets in which this type of technology can operate are analysed. This chapter serves as a preamble to the actual design of the model, carried out in Chapter 5. The model simulates the economic behaviour of a combined cycle based on certain electricity market prices and costs (natural gas, emission rights, wear variables, etc.). Based on the operating result, a free cash flow is projected over a time horizon and subsequently discounted to reach the present value of the asset.

Chapter 6 proposes a practical case for a "Peaker" type combined cycle located in Escatrón (Zaragoza). In this exercise, in addition to serving as a roadmap for the use of the model, the practical viability of the presented model will be analysed.

Finally, a chapter is proposed to analyze the projection of natural gas thermal technology, and a concluding chapter is included to study the advantages and disadvantages of the model. Furthermore, several lines of development are suggested for the work presented.

Keywords: asset valuation, thermal assets, combined cycle, electricity mark

Índice de la Memoria

1.	Introducción.....	6
1.1.	Contexto Histórico	6
1.2.	Propuesta de Valor	7
2.	Estado de la Cuestión	9
2.1.	Métodos de generación energética en España	9
i.	Eólica	10
ii.	Nuclear	12
iii.	Ciclo Combinado.....	14
iv.	Hidráulica	15
v.	Cogeneración.....	16
vi.	Solar fotovoltaica y térmica	17
vii.	Carbón.....	17
2.2.	Horizonte del sector energético.....	18
i.	Tendencia de la demanda eléctrica en España.....	19
i.	Horizontes inmediatos de la energía en Europa.....	20
ii.	Retos del sector en España.....	21
2.3.	Conclusión	22
3.	Estudio Estratégico	23
3.1.	Análisis DAFO.....	23
i.	Nuclear	23
ii.	Térmica (gas natural).....	25
iii.	Eólica	26

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

iv.	Solar	28
v.	Hidráulica	29
3.2.	Conclusión	31
3.3.	Propuesta de valor	32
4.	Metodología.....	34
4.1.	Tipo de Análisis: Back test.....	34
4.2.	Tipo de Valoración: DCF	35
4.3.	Flujos de Caja: Mercado Diario, Servicios de Ajuste y O&M	36
i.	Mercado Diario.	37
ii.	Mercado Intradía.....	37
iii.	Regulación Secundaria.....	38
iv.	Regulación Terciaria.	38
v.	Combustible.....	39
vi.	CO ₂	40
vii.	Operación y Mantenimiento.	41
viii.	Consumos Auxiliares.....	41
ix.	Salarios.....	41
4.4.	Conclusión	41
5.	Modelo de Valoración.....	42
5.1.	Datos Empleados.....	42
5.2.	Ingresos	45
5.3.	Costes.....	46
5.4.	Estructura Propuesta.....	47
i.	Cálculo de las ofertas.....	47
ii.	Obtención de flujos de caja.....	50

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

5.5.	Conclusión	51
6.	Modelo de Valoración.....	52
6.1.	Hipótesis Empleadas	52
6.2.	Resultado Operativo 2022	53
6.3.	Proyección de Flujos de Caja	57
i.	Proyección de resultados.....	57
a.	Cálculo de FCF	59
6.4.	Valoración	61
7.	Horizonte del Gas Natural en España	63
7.1.	Horizontes Regulatorios	63
i.	Horizonte 2030.....	63
ii.	Horizonte 2050	64
7.2.	Desarrollo de la Tecnología Térmica: Hidrógeno Verde	64
7.3.	Adaptación del Modelo de Valoración	66
8.	Conclusiones de proyecto.....	68
8.1.	Sobre el modelo teórico: logros del proyecto	68
8.2.	Sobre el caso práctico.....	69
8.3.	Propuesta de continuidad	70
9.	Referencias.....	72

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Distribución de la generación eléctrica en España	9
Gráfico 2: Evolución anual de la potencia eólica instalada en España.....	11
Gráfico 3: Evolución anual de la potencia eléctrica instalada por el parque nuclear español.....	13
Gráfico 4: Evolución anual de la potencia eléctrica generada por ciclo combinado...	15
Gráfico 5: Evolución de la demanda de energía eléctrica en España (TWh)	19
Gráfico 6: Evolución del saldo de intercambio energético internacional (GWh).....	20
Gráfico 7: Evolución del precio de los futuros de electricidad	35
Gráfico 8: Ingresos por mercado (%).....	55
Gráfico 10: Ingresos por hora de operativa en los diferentes mercados eléctricos	56
Gráfico 9: Horas casadas en cada mercado	56
Gráfico 11: Distribución porcentual de los costes operativos.....	57
Gráfico 12: Evolución del EBITDA, EBIT y FCF proyectados	60

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Generación eólica por región española 2021	10
Ilustración 2: Parque nuclear español 2022	12
Ilustración 3: Evolución anual de la potencia eléctrica generada por carbón.....	18
Ilustración 4: Análisis DAFO de la tecnología nuclear (resumen).....	25
Ilustración 5: Análisis DAFO de las tecnologías térmicas (resumen).....	26
Ilustración 6: Análisis DAFO de la tecnología eólica (resumen).....	28
Ilustración 7: Análisis DAFO de la tecnología solar fotovoltaica (resumen)	29
Ilustración 8: Análisis DAFO de la tecnología hidráulica (resumen).....	31

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Ilustración 9: Esquema método de valoración.....	36
Ilustración 10: Resumen del proceso de casación propuesto	50
Ilustración 11: Propuesta de fases para el modelo de valoración	66

Índice de Tablas

Tabla 1: Datos empleados en el modelo de valoración de activos térmicos	43
Tabla 2: Características técnicas del ciclo combinado para el caso práctico.....	53
Tabla 3: Margen operativo 2022.....	54
Tabla 4: Esquema de P&L considerado.....	59

1. Introducción

El sector de la generación eléctrica en España desempeña un papel fundamental tanto en su economía como en el mantenimiento del estado del bienestar. Esta industria se encuentra en constante evolución por su necesidad de adaptarse a la demanda y de desarrollar nuevas tecnologías de generación responsables con el medioambiente.

Con el objetivo de comprender el estado en el que se encuentra el sector eléctrico en España, se presenta a continuación un breve contexto histórico sobre el rápido desarrollo de la industria acontecido en los últimos años.

Ante la situación descrita, se enunciará la propuesta de valor de este proyecto y se propondrá la estructura que se seguirá durante el mismo.

Con todo, el objetivo de este capítulo reside en analizar el estado del sector eléctrico español, identificar los posibles problemas a los que deberá hacer frente en los próximos años y elaborar una propuesta de valor que puede ser de utilidad en la situación actual.

1.1. Contexto Histórico

La Ley 54/1997¹ enunciada el 27 de noviembre puede considerarse como el origen del sector eléctrico español tal y como se conoce hoy en día. Hasta esa fecha, la generación eléctrica en España se encontraba monopolizada por compañías verticalmente integradas que realizaban toda la cadena de valor eléctrica, desde la generación hasta la distribución a los consumidores².

Así, la liberalización del sector supuso la creación de un mercado mayorista de la energía en el que generadores y consumidores (grandes industrias, comercializadoras, distribuidoras, etc.) pudieran encontrarse sin intervención estatal. Este movimiento permitió además la entrada de compañías privadas en el sector iniciándose una relación de competencia empresarial entre ellas.

La entrada de competencia en el sector inició una lucha por el desarrollo de tecnologías renovables que convirtió a España en uno de los países pioneros en implementar las tecnologías eólica, solar y fotovoltaica. Este desarrollo vino impulsado por ayudas

¹ BOE (1997)

² LECG Consulting Spain (2019)

gubernamentales como la instauración de primas y tarifas reguladas para incentivar la instalación de parques eólicos y plantas fotovoltaicas³.

El crecimiento de las energías renovables vino acompañado por el proceso de desmantelamiento de las centrales nucleares y térmicas de carbón en España. Este tipo de centrales realizaba un aporte de alrededor de 65.000 GWh de producción (el 20% de consumo eléctrico en España)⁴.

Con todo, en la década de los 2000, España oficializaba su apuesta por las energías renovables y limitaba el funcionamiento de las centrales nucleares y térmicas. Esto provocó la apertura de un hueco energético entre generación y demanda. Las tecnologías renovables no se encontraban preparadas para asumir la demanda liberada por las térmicas y la nuclear por lo que se inició el desarrollo de interconexiones eléctricas con países vecinos, como Francia y Portugal. Estas interconexiones permitirían el intercambio de energía y supondrían una gran contribución para la mejora de la seguridad del suministro y facilitación de la integración de energías renovables en el sistema.

La posición actual de España sigue siendo la analizada anteriormente: apuesta por las energías renovables con las conexiones internacionales y las centrales de gas natural como apoyo y garante de la red. Además, la demanda se ha estabilizado a lo largo de los años gracias a la extensión del autoconsumo fotovoltaico y los módulos de almacenamiento de energía. El equilibrio alcanzado entre tecnologías y demanda parece definitivo al menos en el medio plazo.

Ante esta situación, la competencia se ha ido incrementando gradualmente y ha provocado que las grandes energéticas (Iberdrola, Endesa, Naturgy, Cepsa, etc.) se vean amenazadas por nuevos modelos de generación (Greenergy, Ignis, Taiga Mistral, Engie, Nexus, Factor, etc.). El considerable aumento de promotores y generadores ha incrementado también el riesgo de pagar un sobrecoste por la adquisición de activos energéticos en España. La burbuja renovable podría darse como consecuencia de la superpoblación de competidores intentando hacerse con un hueco en el mercado.

1.2. Propuesta de Valor

Ante esta situación resulta necesario ser capaz de discernir entre el valor real de un activo y su precio de mercado. Para ello se propone el desarrollo de una herramienta de

³ Gobierno de España (1991)

⁴ Secretaría General de Energía (2004)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

valoración específica para los activos con mayor potencial de ser traspasados entre compañías.

Así, a lo largo del proyecto que ahora se presenta se elaborará en primer lugar un estudio de las tecnologías de generación eléctrica que forman parte del mix eléctrico español. Seguidamente, se implementará un análisis estratégico de las tecnologías más relevantes con el fin de ser capaz de discernir qué tipo de activo será el más recurrente en operaciones de M&A del sector.

Por último, se realizará una propuesta de valor basada en el diseño de un modelo de valoración de activos térmicos de gas natural. El desarrollo del modelo se realizará en tres capítulos que estudiarán la metodología utilizada, la explicación del modelo per se y un caso práctico para la comprobación de su correcto funcionamiento.

Así, el objetivo final del proyecto será el de aportar una forma de valorar activos energéticos basada en el funcionamiento de los mercados eléctricos que pueda reflejar con precisión su valor real.

2. Estado de la Cuestión

El objetivo de este capítulo reside en analizar el presente de la generación energética en España. Para ello, en un primer lugar se realiza un breve estudio de las principales fuentes de generación de energía junto con sus características principales. Así, a lo largo de la primera parte del capítulo se muestran las principales características de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica, así como su relevancia y perspectivas de futuro.

Finalmente, se propone un análisis de las tendencias que afectan al mercado eléctrico español y su contraste con las previsiones europeas. Además, también se estudiarán los principales retos que afronta el sector en 2022.

2.1. Métodos de generación energética en España

A continuación, se propone una puesta en escena de las principales fuentes de generación de energía eléctrica utilizadas en España en la actualidad⁵. Así, se estudiará brevemente el funcionamiento de cada una de las tecnologías (con un mayor desglose de los

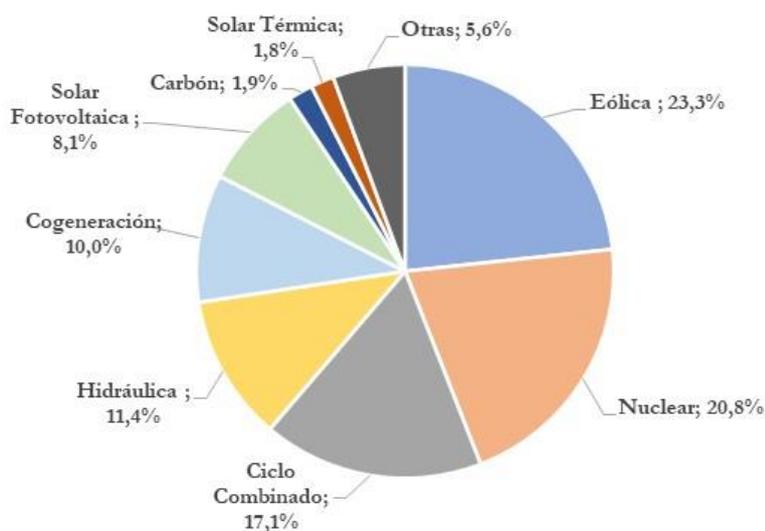


Gráfico 1: Distribución de la generación eléctrica en España
Fuente: Statista

líderes), sus tasas de producción de energía y rendimiento, características principales e importancia para el panorama de generación nacional. Con todo, en el Gráfico 1 se encuentran representadas las fuentes de energía eléctrica que se analizarán posteriormente junto con su relevancia en la generación.

⁵ Statista (consultado el 18/10/2022)

i. Eólica

En 2021 se produjo un cambio sustancial y representativo en cuanto al consumo y generación de energía: el 47% de la energía consumida en España provino de fuentes renovables lideradas por la energía eólica (23,3% de la generación). Este hecho supone un hito histórico, por primera vez en España una fuente renovable lidera el ranking de generación de energía con una producción de 60.485 GWh. Además, en casos como el de la C.C.A.A. de Castilla y León (93,6%), Aragón (72,4%) y Castilla-La Mancha (61,0%)⁶, la oferta eólica ha sido capaz de dar cobertura a la mayor parte de la demanda eléctrica del territorio.

España cuenta con 1.298 parques eólicos distribuidos en 857 municipios⁷. En la Ilustración 1 es posible apreciar cómo se distribuye la generación de energía eléctrica por medio de parques eólicos en el territorio nacional.

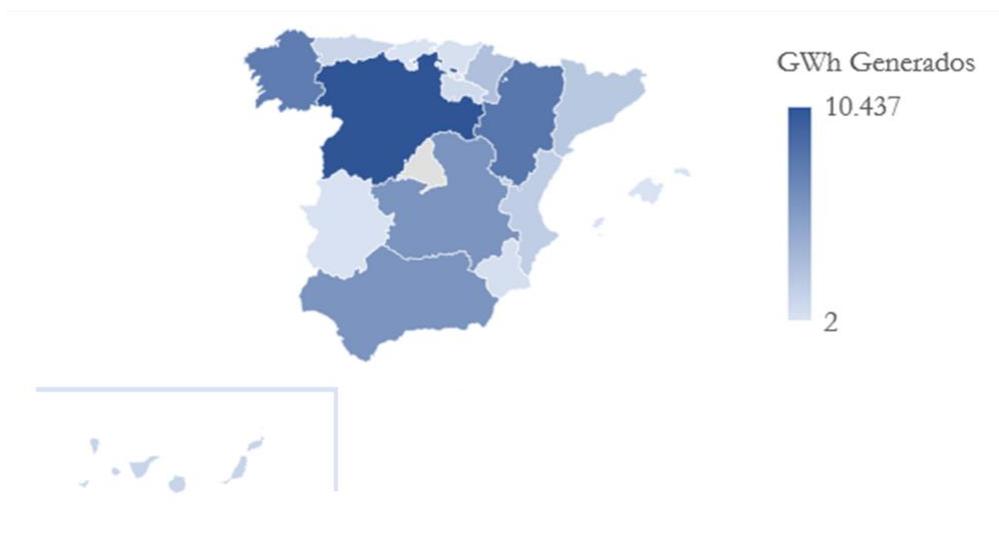


Ilustración 1: Generación eólica por región española 2021
Fuente: REE

El funcionamiento de esta tecnología está basado en el uso de un recurso inagotable: el viento. Así, las aspas de los molinos aprovechan la fuerza del viento para transformar la

⁶ Asociación Empresarial Eólica (2022)

⁷ Asociación Empresarial Eólica (2022)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

energía mecánica derivada de su movimiento, en energía eléctrica. Esta transformación en voltaje se lleva a cabo mediante generadores activados por turbinas de imanes⁸.

No obstante, resulta imposible aprovechar toda la energía proveniente de la velocidad del viento. Según el Límite de Betz, un aerogenerador puede obtener un rendimiento máximo del 59,26%⁹ aunque el rendimiento máximo real podría superar esta cifra. En la actualidad el rendimiento medio de los parques eólicos se sitúa en un 40% con lo cual se trata de una fuente de obtención de energía que aún no ha alcanzado su techo tecnológico.

Además, es posible observar en el Gráfico 2 como la potencia instalada acumulada (MW) ha venido aumentando de manera considerable a lo largo de los últimos años. Esto es otro indicio de que el mercado eólico español se encuentra en fase de crecimiento.

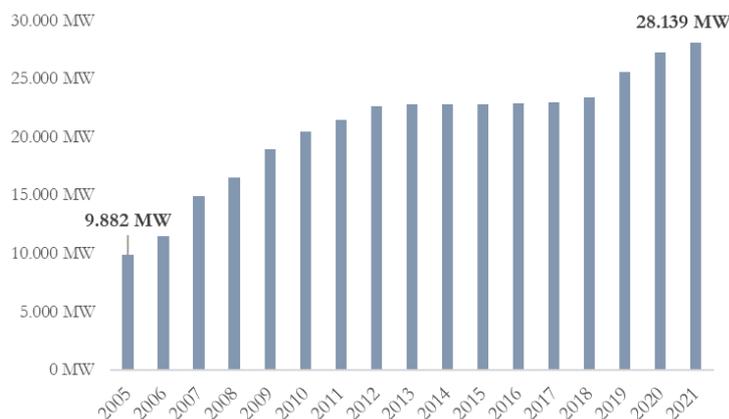


Gráfico 2: Evolución anual de la potencia eólica instalada en España
Fuente: AEE

Con todo, se espera que la energía eólica continúe creciendo en los próximos años. De hecho, en la versión definitiva del PNIEC 2021 – 2030 en el BOE, se establece como objetivo que el 42% de la energía instalada en España provenga de fuentes renovables en 2030. Todo ello pasa por que los parques eólicos españoles provean un 34% de la generación total, es decir, unas previsiones de 50GW de potencia instalada¹⁰.

⁸ Endesa (consultado el 28/10/2022)

⁹ Energética Factura (consultado el 28/10/2022)

¹⁰ Asociación Empresarial Eólica (2022)

Por tanto, si se cuenta con el desmantelamiento paulatino de las centrales nucleares y de carbón, es posible entender que la energía eólica tendrá un rol protagonista en la generación del futuro.

ii. Nuclear

Según los datos obtenidos en 2021, la energía nuclear se mantiene como la segunda fuente de generación en la producción de energía eléctrica española. Así, la generación eléctrica de origen nuclear fue de 54.040 GWh, es decir, el 20,8% de la producción total en 2021¹¹. Esta capacidad de producción se encuentra albergada en 7 reactores situados en cinco emplazamientos diferentes y distribuidos por la Península Ibérica tal y como se muestra en la Ilustración 2.



*Ilustración 2: Parque nuclear español 2022
Fuente: Foro Nuclear*

La tecnología aplicada a la generación de energía de origen nuclear es relativamente sencilla. El principal objetivo reside en la generación de calor por medio de la fisión nuclear, es decir, el cambio en la estructura atómica de un elemento. De esta manera, en el interior de los reactores se propician reacciones nucleares obteniendo vapor de agua que capaz de propulsar una turbina, última encargada de transformar el calor en energía eléctrica. Una vez finalizado el ciclo el agua se evapora y, de nuevo, vuelve a introducirse al reactor a alta presión para aumentar la temperatura su ebullición.

¹¹ Foro Nuclear (2021)

Así, la tecnología nuclear proporciona una fuente de electricidad constante y de muy alto rendimiento. Según los datos publicados por el Foro Nuclear, es posible hablar de un rendimiento del 96,3% de media en los últimos 10 años¹². Es decir, las centrales nucleares españolas convierten en electricidad consumible prácticamente la totalidad de energía que generan. Además, se trata de un método libre de generación de emisiones contaminantes a la atmósfera siendo agua en estado gaseoso el elemento que las centrales expulsan por sus chimeneas.

No obstante, la generación nuclear sí genera residuos contaminantes. En este caso, es posible hablar de residuos radioactivos: principalmente uranio cuya vida útil para la producción de energía ha finalizado. Este tipo de materiales son retirados definitivamente y tratados en el Almacén Centralizado de Residuos de Muy Baja, Baja y Media Actividad de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) de El Cabril en Hornachuelos (Córdoba). Asimismo, es preciso aclarar que las centrales nucleares españolas generan, en un 95% de los casos, residuos radioactivos de muy baja, baja o media actividad¹³.

Con todo, a continuación, se presenta en el Gráfico 3 la evolución de la energía eléctrica instalada de origen nuclear.

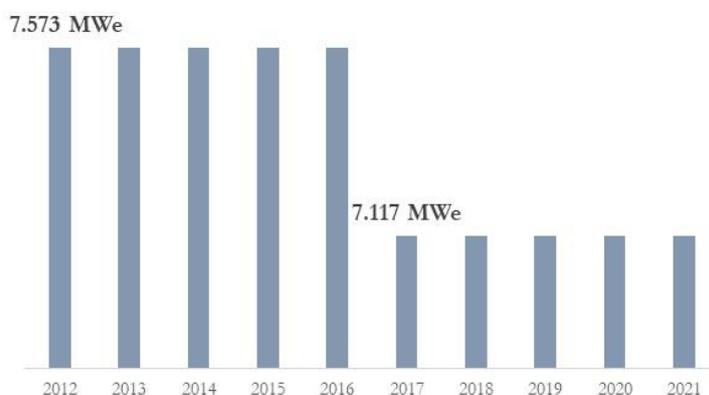


Gráfico 3: Evolución anual de la potencia eléctrica instalada por el parque nuclear español

Fuente: Foro Nuclear

Es posible apreciar como el cierre y desmantelamiento de las centrales nucleares españolas es una realidad que tiene como fecha límite 2035. Así, ya han comenzado los trabajos de desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera (Guadalajara) y está previsto

¹² Foro Nuclear (2021)

¹³ Foro Nuclear (2021)

que el de la central de Almaraz se produzca en 2027. Por último; Valdellós, Ascó y Trillo cesarán su actividad en torno a 2030¹⁴. Todo apunta a que la energía nuclear en España tiende a su fin debido, principalmente, a la peligrosidad y difícil tratamiento de los residuos radioactivos.

Un cambio de rumbo en la estrategia tomada por España en lo referente a la energía nuclear resulta improbable pese a que la dirección tomada por el Parlamento Europeo sea diferente. A principios de 2022 la Comisión Europea otorgaba la etiqueta verde¹⁵ a este tipo de tecnología con el latente objetivo de paliar la crisis energética que vive fruto de la pérdida del gas ruso. Con todo, la energía nuclear en España tiende a su desaparición.

iii. Ciclo Combinado

Las centrales de ciclo combinado (centrales de gas natural) fueron responsables en 2021 del 17,1% de la generación de energía eléctrica en España¹⁶. Se trata, por tanto, de la tercera fuente de producción de energía del país con 44.390 GWh generados. Este tipo de tecnología es la fuente de electricidad basada en combustibles fósiles que menos contaminación asociada emite. Según los datos de Naturgy (compañía encargada de la explotación de gran parte del parque de ciclos combinados de España), en 2019 se evitó la emisión de 85,3 Mt CO₂ debido al reducido factor de emisión de los ciclos combinados¹⁷. Además, el gas natural es el combustible fósil menos contaminante.

Las centrales de ciclos combinados generan energía eléctrica a través de la energía térmica producida por el gas natural. Así, se establecen dos ciclos consecutivos: el primero de ellos se trata de una turbina de gas convencional mientras que en el segundo se trabaja con una turbina de vapor. Así, se aprovecha el calor generado por la combustión del gas en el primer ciclo y el calor residual se utiliza para generar vapor y mover la turbina de vapor. Este doble aprovechamiento hace que el rendimiento de las centrales de vapor sea razonablemente alto para el sector, superior a un 60%¹⁸. Así, con un menor consumo de materia fósil se alcanzan cuotas más altas de generación.

¹⁴ Gobierno de España (2022)

¹⁵ El País (2022)

¹⁶ Statista (consultado el 18/10/2022)

¹⁷ Naturgy (consultado el 28/10/2022)

¹⁸ Iberdrola (consultado el 28/10/2022)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

A continuación, en el Gráfico 4 se presenta la evolución anual de la potencia generada por medio del ciclo combinado en España.

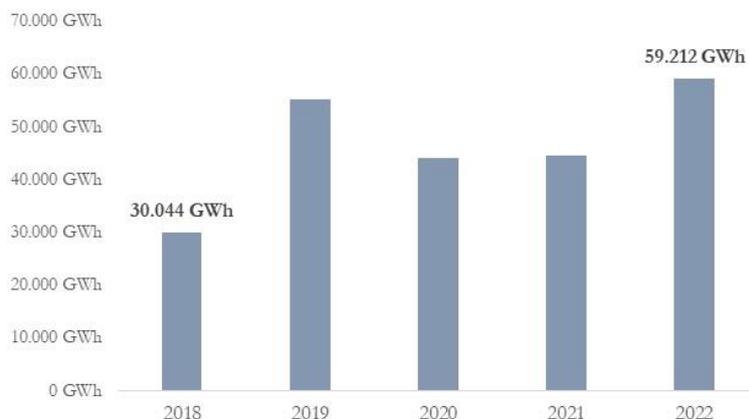


Gráfico 4: Evolución anual de la potencia eléctrica generada por ciclo combinado
Fuente: REE

Es posible apreciar como la producción de energía por medio de ciclo combinado se ajusta a la demanda a lo largo de los años. Por ello, en 2022 se espera un repunte en la generación por medio de ciclo combinado para suplir tanto el desajuste energético provocado por la crisis del gas ruso como los accidentes meteorológicos de 2022 (ola de calor) los cuales han condicionado la generación por medio renovables.

Este repunte contrasta con el compromiso de España por topas el consumo de gas en el territorio nacional. Aun así, la generación de energía por medio de ciclo combinado se mantiene como una alternativa a las renovables por su alto rendimiento y sus relativamente bajos índices de emisiones contaminantes.

iv. Hidráulica

Responsable del 11,4% de la generación de energía eléctrica en España, la tecnología hidráulica es una fuente renovable que basa su funcionamiento en la fuerza del agua. Así, el procedimiento para la obtención de energía pasaría por acumular agua en una presa a una altura superior para luego liberarla y transformar su energía potencial en cinética. Esta energía cinética se recoge cuando el agua acciona una turbina capaz de activar un generador de voltaje. Se trata, por tanto, de un método simple, sostenible y altamente eficiente. Las centrales hidroeléctricas rondan rendimientos cercanos al 90%¹⁹.

¹⁹ Área Tecnología (consultado el 01/11/2022)

España cuenta con más de 1300 centrales hidroeléctricas distribuidas por su territorio. No obstante, solamente unas 100 son responsables del 88% de la producción de energía hidráulica del país²⁰. Esto supone que en la mayoría de las ocasiones las centrales están compuestas de una presa o salto de agua, turbina y generador con el fin de aprovechar la energía resultante de la suelta de agua.

La producción de energía hidráulica se mantiene estable a lo largo de los últimos años si bien condicionada por la meteorología. Por ejemplo, se estima que en 2022 (año de sequía) las centrales producirán 13.812 GWh mientras que en 2021 (año más húmedo) las centrales produjeron 29.595 GWh²¹. Probablemente esta dependencia sea el punto débil de la energía hídrica.

Con todo, es posible decir que la energía hidráulica en España es un método consolidado y responsable con el medio ambiente. El aprovechamiento de este medio natural resulta eficiente y rentable.

v. Cogeneración

El funcionamiento de este tipo de plantas es similar al de las centrales de ciclo combinado, es decir, la combustión de combustibles fósiles genera calor suficiente como para calentar agua hasta su punto de ebullición y así provocar el movimiento de una turbina. No obstante, en las centrales térmicas normales se desperdicia gran parte de ese calor generado. Las plantas de cogeneración surgen para suplir este problema de eficiencia: generan energía eléctrica y aprovechan la energía térmica de los procesos. Esto se traduce en rendimientos entre un 50% y 70% superiores a las centrales eléctricas tradicionales (combustibles fósiles)²².

Con todo, la energía eléctrica aportada por las plantas de cogeneración supuso en 2021 el 10% de la generación nacional. Además, las previsiones invitan a ser optimistas con el desempeño de este tipo de tecnología puesto que la Unión Europea ha incorporado la cogeneración a su política energética con horizonte 2050²³. La eficiencia y baja tasa de emisiones, así como la experimentación con nuevos combustibles como biomasa, hacen que estas plantas tengan sean sostenibles al menos en el medio plazo.

²⁰ Roams (26/09/2022)

²¹ REE (2022)

²² Enel (consultado el 01/11/2022)

²³ Consejo Europeo (consultado el 01/11/2022)

vi. Solar fotovoltaica y térmica

Fuentes del 8,1% y 1,8% de la energía producida en España, la tecnología solar fotovoltaica y solar térmica siguen el mismo esquema de funcionamiento: aprovechar la energía proveniente del sol. Junto con la tecnología eólica se trata de una de las renovables más características por su crecimiento en zonas urbanas y agrícolas en los últimos tiempos.

No obstante, y aunque tanto fotovoltaica como térmica se valen de una misma fuente, su tecnología es diferente. Los paneles de solar fotovoltaica utilizan la radiación solar para romper las uniones de silicio que forman sus módulos. Esta ruptura genera movimiento de la carga eléctrica que es posible canalizar y almacenar. Los paneles fotovoltaicos ofrecen unos rendimientos que pueden llegar hasta un 20%²⁴.

Por otro lado, las centrales solares térmicas aprovechan el calor del sol mediante un sistema de espejos. Este calor se transforma en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. En este caso, el rendimiento medio de una central solar térmica es del 90%²⁵ como máximo. Sorprende encontrar un rendimiento tan dispar, sin embargo, es preciso recordar que si ambas dependen de la meteorología la solar térmica tiene un grado de dependencia mucho mayor.

Con todo, la tecnología solar no ha encontrado aún su techo. Por el momento se trata de una forma ideal de generación de energía para autoconsumo o zonas rurales de difícil de difícil acceso. No obstante, la inversión en investigación favorecerá la generación en grandes centrales fotovoltaicas para el comercio mayorista de energía eléctrica.

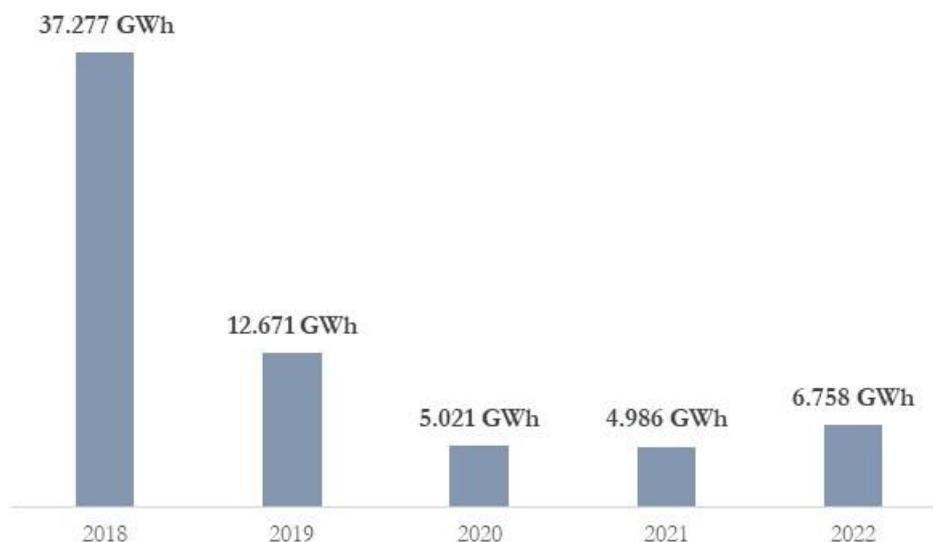
vii. Carbón

Aunque en España parece estar perdiendo relevancia, ha sido y en otras economías continúa siendo la fuente de obtención de energía más recurrida. Las centrales del carbón aportan el 1,9% de la energía eléctrica generada en el país. Su tecnología sigue la misma lógica que las fuentes de electricidad no renovables: combustión de un material fósil (carbón en este caso) para el posterior aprovechamiento del calor generado y su conversión en energía eléctrica por medio de una turbina (accionada por el vapor de agua generado) y un generador.

²⁴ Iberdrola (consultado el 02/11/2022)

²⁵ Cambio Energético (2019)

Se trata de un método de obtención de energía que pierde fuerza debido a la emisión de altas tasas de contaminación. En la Gráfico 4 es posible observar la constante pérdida de peso en el pool eléctrico español.



*Ilustración 3: Evolución anual de la potencia eléctrica generada por carbón
Fuente: REE*

Si bien se espera un leve repunte en 2022 potenciado por la crisis energética que azota a España, la desinversión en este tipo de tecnología es una realidad. No obstante, no existe un cierre programado tal y como sucede con las nucleares, sino que esta decisión depende de las compañías propietarias de las centrales. Aun así, el compromiso de los países miembros de la Unión Europea con la descarbonización hace inviable la prosperidad de este tipo de tecnología.

2.2. Horizonte del sector energético

2022 ha supuesto un año complicado para el sector energético europeo y español. El desequilibrio energético internacional ha provocado una alta inflación en el mercado agravada por la pérdida del gas ruso. Además, el problema se ve incrementado por el encarecimiento de materias primas, así como los problemas existentes en la cadena de suministros.

Todo ello, unido al progresivo aumento de la demanda energética, hacen de la dependencia energética de Europa y España un tema a tratar en el corto plazo. Se trata de un nuevo reto a considerar junto con los horizontes de descarbonización propuestos por la Comisión Europea.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

En este contexto se propone un análisis del mercado energético español en su horizonte más inmediato. Así, se estudiará a continuación la evolución de la demanda eléctrica española en contraste con el saldo exportador de energía con el fin de hallar tendencias que puedan evidenciar la necesidad o no necesidad de aumentar la generación. Además, también se enuncian los principales retos que afronta el sector en el panorama actual.

i. Tendencia de la demanda eléctrica en España

Uno de los objetivos de este capítulo consiste en tomar el pulso al mercado eléctrico español. Así, conviene estudiar el comportamiento de la demanda a lo largo de los últimos años. En el Gráfico 5 es posible visualizar la tendencia predominante.

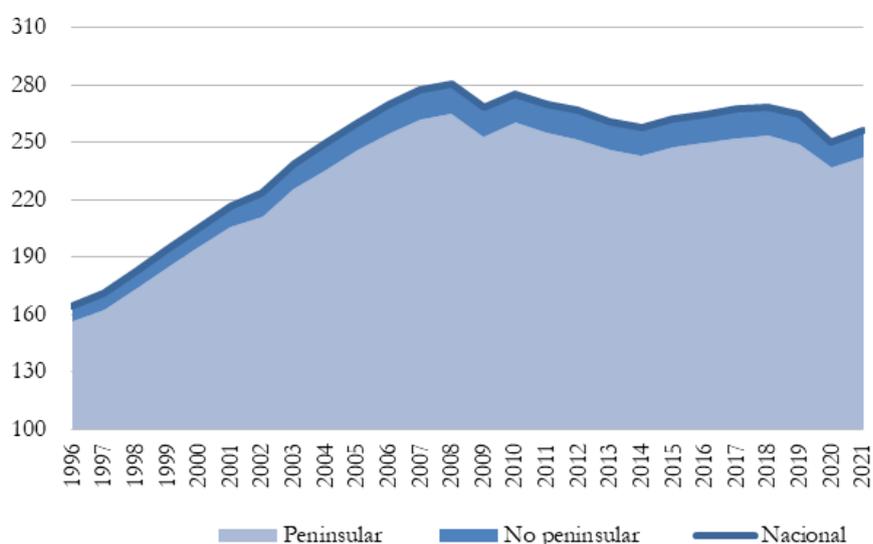


Gráfico 5: Evolución de la demanda de energía eléctrica en España (TWh)
Fuente: REE

No resulta difícil constatar como la demanda eléctrica de España va estrechamente ligada al crecimiento económico del país. De esta manera, la demanda se resiente tanto tras la crisis económica de 2008 como en 2020 debido a la pandemia Covid 19. También puede apreciarse como la demanda tiende a estabilizarse en los últimos años debido al frenazo industrial y económico del territorio.

A pesar de este vínculo con la actividad económica, resulta complicado pensar que la demanda eléctrica vaya a reducirse estrepitosamente en un futuro. Desde el año 2008 existe una nueva demanda estructural que no se ve afectada por parones industriales como el de la pandemia Covid 19. No obstante, el autoconsumo puede provocar que una parte de la demanda doméstica e industrial tienda a desaparecer.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Junto con el estancamiento de la demanda, existe una nueva tendencia que se ha venido instalando durante los últimos años: saldo cero en la importación de energía. En el Gráfico 6 puede observarse esta evolución.



Gráfico 6: Evolución del saldo de intercambio energético internacional (GWh)
Fuente: REE

Paulatinamente, se han ido reduciendo las importaciones energéticas francesas mientras que el componente exportador parece aumentar. España tiende a evolucionar hacia la independencia energética requiriendo menos recursos gracias al aumento de la generación interna.

Las tendencias de estabilización en la demanda y de saldo cero en el intercambio energético internacional hacen pensar que la capacidad de generación eléctrica nacional pasará a ser un aspecto de vital importancia en el futuro más próximo.

i. Horizontes inmediatos de la energía en Europa

En este momento, la Comisión Europea trabaja en dos horizontes diferentes: REPower EU y Objetivo 55. Se trata de un frente que trata de dar respuesta a dos problemas tan acuciantes para la Unión Europea como la independencia energética y la disminución de emisiones contaminantes.

El Objetivo 55 nace como un compromiso por parte de la Unión Europea para reducir las emisiones contaminantes en un 55% con la vista puesta en 2030. Se trata de un paquete de propuestas e iniciativas que buscan ajustar las políticas de UE a sus objetivos climáticos²⁶.

Este programa hace hincapié en la eficiencia energética, así como en la implantación y consolidación de fuentes de energía renovables. Con todo, la UE prevé que en 2030 el 40% de la energía consumida por los países miembros provenga de renovables²⁷. Para ello, se pretende potenciar las fuentes ya consolidadas e invertir en fuentes potenciales como biocarburantes, mareomotriz, hidrógeno verde, etc. El Objetivo 55 sería así la primera pieza de una Europa verde.

Adicionalmente, la guerra de Ucrania ha puesto en evidencia la dependencia energética europea ligada a su carencia de materias primas (combustibles fósiles). Así pues, el plan REPower EU pretende acabar con la dependencia del gas natural ruso sin desatender la crisis climática. Con este objetivo, se propone una triple línea de acción: ahorro y eficiencia energética, diversificación en la oferta de energía y aceleración de las renovables²⁸.

Con todo, es posible argumentar que Europa tiende hacia un futuro renovable e independiente. Los últimos acontecimientos hacen pensar que en el corto plazo el sector energético europeo deberá moverse hacia el aumento de la generación y la investigación de nuevas tecnologías.

ii. Retos del sector en España

El sector energético español vive en 2022 un tiempo convulso debido a la alta inflación que afecta al mercado. Las compañías se preparan para afrontar un futuro inmediato marcado por los desajustes de la oferta y el compromiso de rebajar las emisiones contaminantes.

Según el informe realizado por la consultora KPMG, las principales barreras a las que se enfrenta estarían relacionadas con la mejora de las redes y del almacenamiento, los precios de la electricidad y la capacidad de cubrir los gaps energéticos de las renovables²⁹.

Los datos recogidos en el informe apuntan a las renovables como futuro de la energía. No obstante, la dificultad de almacenamiento antes mencionada, así como la imposibilidad

²⁶ Objetivo 55 (2022)

²⁷ Objetivo 55 (2022)

²⁸ REPower EU (2022)

²⁹ KPMG (2022)

de generar un flujo constante de electricidad únicamente con fuentes renovables complican llevar a cabo la transición energética en el futuro más inmediato.

El sector energético español apuesta por los cambios y el camino hacia la sostenibilidad, aunque la inestabilidad en los precios y las carencias de las renovables apuntan hacia una transición suave y constante.

2.3. Conclusión

El parque energético español se encuentra en un momento de transformación. Tecnologías como la energía nuclear parecen tender hacia el desmantelamiento y lo mismo sucede con las fuentes basadas en combustibles fósiles. Esta transición deja una brecha energética en la generación española cuyo arreglo será necesario en el corto plazo. Además, el compromiso con el medioambiente, así como las tendencias de independencia energética se han consolidado tanto en Europa como en España.

Con todo, el sector energético debe afrontar una etapa de inversión para la renovación de sus fuentes de energía. Se trata de un panorama agitado para las compañías españolas, las cuales deben confeccionar una forma de satisfacer la demanda eléctrica con medios sostenibles y sin renunciar a la rentabilidad.

Así, en el próximo capítulo se propone un análisis estratégico de tecnologías para la generación de energía en el que se intentarán dilucidar las ventajas e inconvenientes de las más relevantes.

3. Estudio Estratégico

Una vez analizados los componentes del mercado eléctrico español se propone estudiar en detalle los más representativos. Así, a lo largo de este capítulo se procura diferenciar los puntos fuertes y débiles de las tecnologías con mayor presencia en el pool español y clasificar su potencial en el medio plazo.

Finalmente, se seleccionarán tres tecnologías susceptibles de aglutinar gran parte de la generación eléctrica española en los próximos 30 años.

3.1. Análisis DAFO

A continuación, se realiza un análisis DAFO para las tecnologías de generación eléctrica nuclear, térmica, eólica, solar e hidráulica. El motivo de elegir este tipo de análisis es que resulta posible identificar la situación actual de cada tecnología y estudiar su futuro más próximo. Se trata, por lo tanto, de una manera sencilla de explorar las posibilidades de cada fuente de energía, así como identificar sus inconvenientes.

i. Nuclear

Como ya se adelantó en el estado del arte, a energía eléctrica nuclear en España está altamente amenazada por presiones políticas y sociales. No obstante, este tipo de tecnología también cuenta con ciertas fortalezas y oportunidades que se enumeran a continuación.

Fortalezas

- La energía nuclear es la más puntera en términos de potencia y eficiencia. Su capacidad de generación supera ampliamente a sus competidores más cercanos (fuentes térmicas y el resto de renovables).
- La emisión de gases contaminantes producida por la energía nuclear es prácticamente inexistente. Esto implica que las centrales nucleares no vierten residuos descontroladamente al medio natural.
- La operativa (per se) de un reactor no requiere una alta inversión en elementos reactivos. Los bajos costes de operación hacen que esta tecnología ofrezca unos márgenes muy atractivos en comparación con los del resto del sector.

Debilidades

- El mayor hándicap de la tecnología nuclear reside en la peligrosidad de los residuos radioactivos generados. Además, su tratamiento (marcado por altos estándares de seguridad) supone un coste muy elevado.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

- Los estándares de seguridad antes mencionados no solo aplican al tratamiento de los residuos, sino que también están presentes en el funcionamiento de la central en general. Así, la peligrosidad de la fusión nuclear requiere una alta inversión en mantenimiento de las plantas.
- La complejidad de la fusión nuclear requiere una gran cantidad de tecnología en reactores y equipos. Esto provoca que los costes de construcción e innovación de los reactores y demás activos necesarios para la generación sean altos.

Oportunidades

- Pese al rechazo de la generación nuclear en el panorama nacional, también existen tendencias internacionales que apoyan e invierten en la investigación de la energía nuclear. Este interés internacional por encontrar soluciones relacionadas con la gestión de residuos radioactivos puede cambiar radicalmente la percepción de la energía nuclear.
- Asimismo, se trata de un mercado ausente de competencia en España. Las compañías gestoras de centrales nucleares están abandonando sus activos para centrar sus esfuerzos en el desarrollo de tecnologías renovables.

Amenazas

- España vive un proceso de desmantelamiento de sus centrales nucleares. El alto potencial renovable de su geografía unido a la pretensión de no generar residuos peligrosos en los procesos de producción eléctrica ha derivado en posiciones antinucleares en las esferas gubernamentales. Se trata de un proceso que, a priori, no tiene vuelta atrás en el corto plazo.
- Existe, ante lo mencionado anteriormente, una amplia regulación que limita y entorpece la generación nuclear. El aumento de esta regulación supone una carga que limita los márgenes económicos que podrían obtenerse fruto de la operativa nuclear.

- No solo es posible hablar de una antipatía política y gubernamental hacia la generación nuclear, sino que existen fuertes tendencias sociales contrarias al uso de este tipo de tecnología.



Ilustración 4: Análisis DAFO de la tecnología nuclear (resumen)
Fuente: Elaboración propia

ii. Térmica (gas natural)

Se trata de una tecnología de generación eléctrica que utiliza combustibles no renovables, pero que no puede sustituirse a corto plazo. Sus plantas colaboran activamente generando energía en horas de baja oferta, participan en servicios de ajuste para la red y colaboran con procesos industriales que requieren energía térmica (especialmente las cogeneraciones).

Fortalezas

- Las tecnologías térmicas tienen una alta capacidad de generación y unos índices de emisiones relativamente bajos. Esto hace que las centrales de ciclo combinado y cogeneraciones se sitúen a la cabeza de la generación no renovable.
- La flexibilidad y rapidez de arranque en ciclos abiertos hacen que esta fuente de energía eléctrica sea muy importante para equilibrar el sistema eléctrico nacional. Las tecnologías térmicas actúan en la actualidad compensando y acompañando a las fuentes renovables.

Debilidades

- El principal problema de estas centrales radica en la emisión de residuos contaminantes (CO₂) a la atmósfera fruto de la combustión del gas natural. Además, el uso de un recurso no renovable supone una amenaza que se analizará más adelante.

- Adicionalmente, la eficiencia de las centrales térmicas es otra de sus debilidades. Tasas de conversión eléctrica de un 60% (se consumen 100 MWh de gas para generar 60 MWh eléctricos) implican altos costes en la operativa fruto de la compra de gas y de derechos de emisión de CO₂ (EUA).

Oportunidades

- Además de la investigación en turbinas que mejoren la eficiencia media de la tecnología, la gran oportunidad del sector está definida por la hibridación. Este término hace referencia al cambio de combustible empleado en las turbinas, por uno renovable y que no genere emisiones contaminantes. En la actualidad se están realizando grandes inversiones para investigar las posibilidades de combustibles renovables como son el hidrógeno y amoniaco.

Amenazas

- La inestabilidad del mercado europeo del gas es una de las principales amenazas en la actualidad. La crisis del gas ruso hizo manifiesto la gran dependencia existente entre la rentabilidad de las centrales térmicas y los índices de volatilidad en los precios del combustible. Así, el panorama actual no invita a ser optimista respecto a la estabilidad en los precios de un recurso finito controlado por países políticamente inestables.
- Las tendencias partidarias de la descarbonización del sector a nivel europeo ganan fuerza. Esto implica una actividad del sector más controlada y residual. Además, la existencia de un mercado de derechos de emisión de dióxido de carbono en Europa hace que la rentabilidad de las plantas dependa de otra variable de gran volatilidad.

FORTALEZAS

- Alta capacidad de generación y control de las emisiones.
- Gran flexibilidad y rapidez en los arranques (necesario para servicios de ajuste de la red).

DEBILIDADES

- Emisión de residuos contaminantes (CO₂) a la atmósfera.
- Bajas tasas de eficiencia eléctrica (alrededor de un 60% de rendimiento)

OPORTUNIDADES

- Hibridación: cambio de combustibles fósiles por otros de origen renovable (hidrógeno o amoniaco).

AMENAZAS

- Inestabilidad de los mercados del gas y de los derechos de emisión en Europa.
- Corrientes partidarias de la descarbonización total del sector.

*Ilustración 5: Análisis DAFO de las tecnologías térmicas (resumen)
Fuente: Elaboración propia*

La tecnología eólica se sitúa a la cabeza de las fuentes de generación renovables en términos de producción eléctrica en España. Se trata de un sector en crecimiento, pero con visos de saturación.

Fortalezas

- La eficiencia y gran capacidad de generación eléctrica sostenible son los dos grandes avales de esta tecnología. Además, la operativa de un parque eólico no requiere una gran inversión en costes de operación.
- Tal y como sucede con la tecnología solar fotovoltaica, España presenta una muy buena disposición geográfica para la implantación de este tipo de fuentes de generación eléctrica.

Debilidades

- La generación eléctrica por tecnología eólica se encuentra íntimamente ligada a las condiciones meteorológicas. Así, sufre también de cierta estacionalidad concentrándose su operativa en los meses del año más propicios a recibir borrascas y vientos.
- Además, los costes asociados a la inversión y mantenimiento de los molinos de viento son muy elevados. Adicionalmente, estos parques requieren una gran extensión de terreno.
- Pese a ser una fuente de energía renovable, los parques eólicos tienen cierto impacto medioambiental tanto a nivel visual (alteración del paisaje) como sobre el ecosistema.

Oportunidades

- Al tratarse de una fuente de energía utilizable en cualquier tipo de geografía, la energía eólica acapara mucha inversión para el avance de la tecnología y la eficiencia de los generadores.
- Si bien la implementación de parques se comienza a ralentizar, la energía eólica se encuentra en expansión y está considerada como una pieza clave para la oferta energética en un futuro inmediato.

Amenazas

- La alta competencia existente entre las tecnologías renovables podría limitar su crecimiento. Asimismo, la irrupción de nuevas tecnologías (como la implantación del hidrógeno) suponen la misma amenaza a medio plazo.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

- La inestabilidad de los precios del mercado eléctrico español (marcada por la baja demanda durante las horas solares) hace complicado las previsiones de rentabilidad para este tipo de parques.



*Ilustración 6: Análisis DAFO de la tecnología eólica (resumen)
Fuente: Elaboración propia*

iv. Solar

Junto con la eólica, se trata de la fuente de energía eléctrica renovable más reconocible y extendida en la geografía española. Constituye además un mercado en continuo crecimiento y expansión gracias a la investigación en nuevos materiales y técnicas en la operativa.

Fortalezas

- Tal y como sucede con la tecnología eólica, los bajos costes de operación y mantenimiento de los parques fotovoltaicos son una de sus grandes fortalezas.
- La tecnología solar cuenta con una alta flexibilidad en su instalación (desde parajes rurales hasta entornos urbanos). Esto hace que su extensión sea mucho mayor que el de otras fuentes de energía eléctrica.
- España es un país especialmente atractivo para el desarrollo de parques solares. Su clima mediterráneo hace que las horas solares sean mayores a los de la media europea.

Debilidades

- La producción eléctrica depende tanto de las condiciones meteorológicas como de la franja horaria. Esto supone que la oferta eléctrica solar no sea estable y necesite de otras fuentes de energía.
- La tecnología solar tiene un grado de eficiencia eléctrica relativamente bajo comparado con sus competidores renovables. Así, los parques requieren grandes superficies de terreno para alcanzar una potencia relevante en la red.

Oportunidades

- Los objetivos de descarbonización a nivel europeo hacen que la disposición gubernamental y regulatoria sea positiva para este tipo de tecnología. Por ello, puede argumentarse que el desarrollo de parques solares continuará siendo impulsado.
- La importancia de la descarbonización también hace que se esté invirtiendo en investigación para mejorar la eficiencia de los módulos solares.
- La irrupción de los sistemas de almacenamiento de energía y su continua mejora pueden ser la solución a los inconvenientes meteorológicos y horarios que sufre esta tecnología.

Amenazas

- La continua implantación de parques solares supone también un inconveniente. El aumento de la oferta eléctrica en las horas solares hace que los apuntamientos de las plantas (€/MWh capturado) sean muy pobres, con lo que la rentabilidad de las mismas tenderá a verse mermada en el futuro.
- En relación con lo anterior puede argumentarse que la extensión del autoconsumo precederá a un descenso en la demanda del mercado eléctrico agravando el problema de los pobres apuntamientos antes mencionado.



Ilustración 7: Análisis DAFO de la tecnología solar fotovoltaica (resumen)
Fuente: Elaboración propia

v. Hidráulica

Pese a ser una fuente de energía renovable con gran potencial, la tecnología hidráulica se enfrenta a retos regulatorios en el panorama actual. No obstante, su menor dependencia de las condiciones meteorológicas y su gran potencial avalan su desarrollo.

Fortalezas

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

- Tal y como se ha adelantado, la energía hidráulica tiene una menor dependencia de las condiciones meteorológicas en comparación con sus competidores renovables. Además, la capacidad de almacenamiento de energía en embalses hace que sea muy flexible a la hora de operar aumentando la producción en horas de menos oferta.
- Las turbinas utilizadas en la operativa cuentan con una buena eficiencia, lo que permite alcanzar buenas cuotas de producción aun cuando las condiciones hídricas no son las óptimas.

Debilidades

- Los costes de construcción (en caso de embalsamiento) son muy altos. Además, también existen costes de operativa para recuperar el agua utilizada durante la misma.
- La construcción de centrales hidroeléctricas tiene un alto coste medioambiental. El embalsamiento de aguas provoca el vaciado de cauces, dañando así el ecosistema autóctono.

Oportunidades

- En un panorama que promueve las energías renovables, la tecnología hidráulica se encuentra obligada a jugar un papel protagonista dando soporte a la red por su flexibilidad en la operativa y menor dependencia meteorológica.
- Al igual que el resto de renovables, la inversión en investigación para mejorar la eficiencia y funcionamiento de las centrales hidroeléctricas está garantizada.

Amenazas

- El cambio en los patrones climáticos amenaza a la tecnología hidráulica. En este sentido, el agua es un recurso de gran importancia y su disposición para la generación de energía podría verse limitado en ciertos escenarios.

- La existencia de corrientes sociales contrarias a la alteración de los ecosistemas acuáticos supone un impedimento para la construcción de nuevas centrales. En este sentido, el desarrollo de esta tecnología se encuentra ralentizado por la gran regulación que existe con el tratamiento de aguas en la geografía española.



*Ilustración 8: Análisis DAFO de la tecnología hidráulica (resumen)
Fuente: Elaboración propia*

3.2. Conclusión

Se ha podido observar como las fuentes energéticas analizadas cuentan con puntos a favor y en contra de su desarrollo. No obstante, atendiendo al estudio realizado puede comprobarse como existen dos tecnologías con graves amenazas regulatorias: nuclear e hidráulica.

El desmantelamiento de las centrales nucleares en España hace impensable pensar que este tipo de tecnología tenga recorrido en el medio plazo. Esto supone una pérdida energética de alrededor del 20% del consumo anual eléctrico español (entre 55.000 GWh y 60.000 GWh anuales)³⁰.

Por otro lado, las centrales hidráulicas en España carecen a su vez de unas perspectivas de crecimiento claro. El daño medioambiental que supone el vaciado y alteración de los cauces es una de las causas de que su implementación sea tan complicada. Este hecho trae consigo grandes frenos regulatorios (cabe recordar que los embalses son concesiones estatales). Asimismo, los grandes requerimientos de agua por parte del sector agrario, así como para el abastecimiento limitan la generación de energía hidráulica en un país que carece de grandes índices de precipitación anuales.

³⁰ Foro Nuclear (consultado el 28/03/2023)

Así, puede concluirse que el futuro de la generación eléctrica en España pasa por las tecnologías térmicas, eólica y solar. Las renovables eólica y solar son complementarias y alcanzarán una gran cuota de mercado con la irrupción de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

Además, la participación de las centrales térmicas en la red eléctrica es necesaria en el corto y medio plazo (especialmente en servicios de ajuste y como soporte en picos de demanda). Este hecho, unido a la oportunidad que supone la hibridación y a sus buenos índices de emisión de CO₂ (sello verde europeo), hacen pensar que las centrales térmicas de gas natural sean sostenibles.

3.3. Propuesta de valor

Tras el análisis estratégico del sector energético español se destacan tres tecnologías de generación como las encargadas de sostener la oferta eléctrica en los próximos años: térmica de gas natural (ciclos combinados y cogeneraciones), eólica y solar fotovoltaica. El desarrollo de estas fuentes de generación eléctrica tendrá que suplir el desmantelamiento de las centrales nucleares y de carbón por lo que se espera crecimiento en el sector.

Además, el mercado eléctrico, cada vez más atomizado, está alcanzando grandes niveles de competencia con la irrupción de nuevos modelos energéticos (Ignis, Grenergy, Taiga Mistral, Total Energy ...) unidos a las compañías tradicionales (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP, ...). Este panorama invita a pensar que las transacciones de parques y centrales entre compañías comenzarán a darse con mayor asiduidad. Así, en 2022 el M&A energético global superó por primera vez los 100.000 millones.³¹

Ante estos pronósticos de crecimiento, se propone a continuación un modelo de valoración de activos energéticos de tecnología térmica de gas natural. La apuesta renovable de las compañías energéticas tradicionales está haciendo que muchas de ellas tiendan a deshacerse de sus activos no renovables. Así, la existencia de nuevos competidores que aspiren a ocupar el puesto que dejan las compañías tradicionales favorecerá las transacciones de centrales de ciclo combinado.

El caso de las cogeneraciones es diferente al de los ciclos combinados. Son centrales de limitada capacidad de producción eléctrica y ligadas a la actividad industrial. Los

³¹ Expansión (2023)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

compromisos con estos industriales hacen más complicada la existencia de transacciones entre compañías energéticas al existir obligaciones contractuales.

Por ello, el objetivo de los siguientes capítulos radicarán en el diseño y validación de un modelo de valoración capaz de medir el valor real de un activo térmico de tipo ciclo combinado.

4. Metodología

Antes de analizar las características de los modelos de valoración es preciso introducir la metodología común que se va a aplicar en cada uno de ellos. Para ello se estudian tres puntos diferentes: tipo de análisis, tipo de valoración (siguiendo el enfoque de Vivek Dutta y Debabrata Lahiri³²) y fuentes de ingresos.

Con todo, el objetivo de este capítulo reside en marcar una serie de pautas comunes que se seguirán en el diseño de los modelos de valoración. Con ellas, se marca la guía en términos de tratamiento y proyección de datos, tipo de valoración propuesta y fuentes de ingresos y gastos.

4.1. Tipo de Análisis: Back test

Los estudios de metodología back test se encuentran muy extendidos en los campos de la inversión y trading ya que permite evaluar diferentes escenarios y aporta datos objetivos sobre el mercado. Así, en el estudio realizado por Fermanian y Scaillet, se destaca la importancia del backtesting para comparar diferentes modelos de riesgo crediticio³³.

Este tipo de metodología se basa en ensayar con datos reales o proyectados el comportamiento de un activo en términos de ingresos y costes. En el caso de la valoración de un ciclo combinado, se propondrán unos precios de pool y de coste de generación para comprobar cuándo habría podido operar y qué rendimiento se habría obtenido de haberse dado ese escenario.

No obstante, es preciso tener en cuenta que el back test tiene ciertas limitaciones que pueden afectar a un mercado en evolución como es el energético. Los precios del pool español, por ejemplo, no siguen patrones cíclicos ni estables, sino que se advierte una tendencia bajista según los futuros de OMIP³⁴.

³² Dutta, V., & Lahiri, D. (2015)

³³ Fermanian, J.-D., & Scaillet, O. (2005)

³⁴ OMIP (consultado el 16/04/2023)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

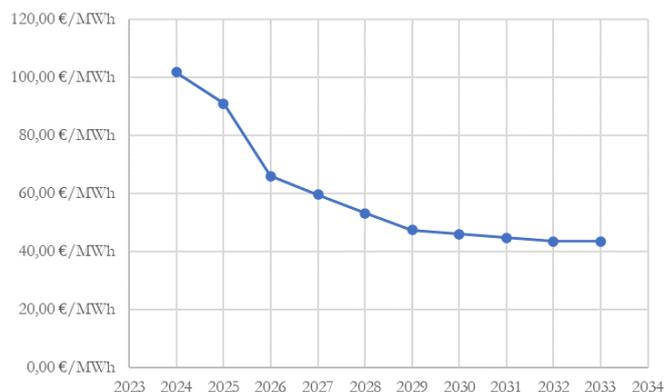


Gráfico 7: Evolución del precio de los futuros de electricidad
Fuente: OMIP

La irrupción de más megavattios hora renovables en la oferta (más baratos que los térmicos) hace que el precio marginal tienda a disminuir en el corto plazo. Este tipo de comportamientos no pueden ser advertidos utilizando datos pasados y se requieren estimaciones para un correcto cálculo de los flujos de caja.

Con todo, puede concluirse que el modelo de valoración propuesto estará basado en la metodología back test. Se intentará, no obstante, mitigar sus puntos ciegos alterando los datos recabados y generando diversos escenarios tanto meteorológicos como de precios del mercado eléctrico y del gas.

4.2. Tipo de Valoración: DCF

La valoración DCF (descuento de flujos de caja) es un método muy recurrido en la valoración de compañías junto con la valoración por múltiplos y el de operaciones comparables. Este tipo de metodología basa el valor de una empresa en los flujos de caja que pueda generar en el futuro.

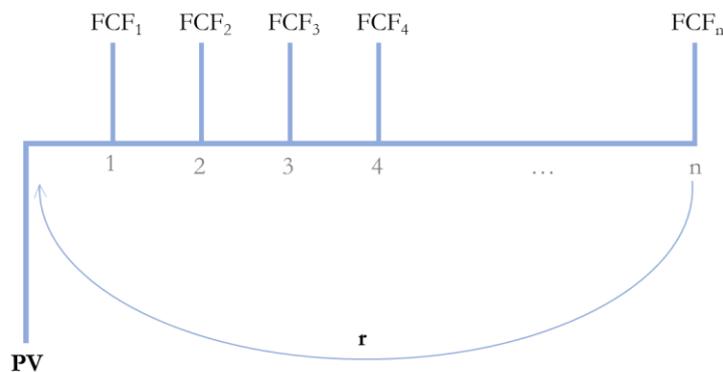
Para la realización de este modelo resulta de especial interés el trabajo "Valuing Energy Assets: Discounted Cash Flow (DCF) Approach" (Dutta & Lahiri, 2015). Se trata de uno de los primeros modelos DCF adaptados a activos energéticos. En el trabajo se realiza una explicación detallada de los diferentes conceptos del DCF los cuales son adaptados a los activos térmicos en el siguiente capítulo.

Par llevar a cabo una valoración DCF es necesario proyectar los flujos de caja esperados por la compañía y, posteriormente, descontar los flujos de efectivo a una tasa de descuento capaz de reflejar el valor del dinero en el tiempo. Así, el modelo que se propone en este trabajo trata de estudiar el comportamiento de los flujos de efectivo de un activo energético a lo largo de su vida útil, alcanzando finalmente el valor presente del mismo.

Se propone utilizar, por tanto, una adaptación del método de valoración. A partir del cálculo de los flujos de caja del activo se propondrá una tasa de descuento o rentabilidad requerida. Este valor puede variar en función de las necesidades de la compañía encargada de valorar el activo o de los requerimientos de los inversores. Contando con los flujos de caja y la tasa de descuento se llevan estos valores al presente. El sumatorio de los flujos de caja descontados será el valor presente de la inversión, es decir, del activo energético.

$$PV = \sum_{i=1}^n \frac{FCF_i}{(1+r)^i} \quad (1)$$

A continuación, se ofrece una ilustración que resume el proceso propuesto:



*Ilustración 9: Esquema método de valoración
Fuente: Elaboración propia*

A pesar de que este método se encuentra muy extendido, también posee ciertos inconvenientes como su gran sensibilidad a las proyecciones utilizadas. Es de vital importancia aportar la máxima precisión en las estimaciones realizadas ya que su impacto en la valoración puede ser muy considerable. Asimismo, el DCF no tiene en cuenta factores cualitativos que pueden afectar a la inversión (ventajas competitivas, calidad de la gestión y la operativa, etc.).

Salvando estos inconvenientes puede argumentarse que el descuento de flujos de caja es el método de valoración que mejor se adapta las necesidades del modelo estudiado. Un enfoque basado en el valor intrínseco del activo (como son los flujos de caja) así como la flexibilidad de plantear diversos escenarios a partir de las proyecciones realizadas son características ideales para capturar el valor generado por un parque o central energéticos.

4.3. Flujos de Caja: Mercado Diario, Servicios de Ajuste y O&M

Tras haber analizado el método de tratamiento de datos, así como la forma de valoración que se va a realizar, es preciso introducir en este momento tanto la fuente de ingresos del modelo como los costes que se van a tener en cuenta. La buena elección de estos inputs es crucial a la hora de calcular los flujos de caja que se proyectarán en el futuro.

Los ingresos considerados parten de la participación en el mercado mayorista de energía y en sus servicios de ajuste. Resulta común pensar que las ventas de un activo energético dependen únicamente de la venta de energía en el mercado diario, no obstante, la energía negociada en los servicios de ajuste supone de media el 30% de la electricidad total del mercado³⁵.

Por tanto, se consideran los ingresos provenientes de los siguientes mercados:

i. Mercado Diario.

Siendo el principal mercado eléctrico, en el mercado diario se negocia la energía que se va a consumir durante del día siguiente (D+1). También recibe el nombre de mercado spot de la energía.

En el mercado diario, los generadores eléctricos entran en contacto con consumidores mayoristas y distribuidores para ofertar un programa eléctrico. Cuando toda la demanda está satisfecha (casada), se establece un precio marginalista de la energía. Esto implica que los márgenes obtenidos por los productores son muy diferentes. Una solar ofertará su programa estimado a un precio mucho menos que un ciclo combinado (tienen que hacer frente costes de combustible).

Se genera, al finalizar la subasta eléctrica un programa base de funcionamiento o PBF. Este está compuesto por los programas de todos los productores. Red Eléctrica Española es la encargada de revisar y analizar la viabilidad de este programa, es decir, si será capaz de cumplir con la demanda. En este punto nacen los servicios de ajuste, programas de regulación y reserva energética utilizados para suplir potenciales debilidades en la oferta.

ii. Mercado Intradivario.

A diferencia del mercado spot, en el mercado intradivario se negocia energía cuyo consumo no se realizará el día siguiente sino en algunas horas. Los programas del mercado intradivario son fruto de alteraciones en el PBF o la participación en servicios de ajuste.

³⁵ ESIOS (consultado el 18/04/2023)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Se trata de un mercado marginalista organizado en seis sesiones diarias que siguen el mismo proceso de funcionamiento que el mercado diario. La energía sale a subasta a un precio de compra determinado.

iii. Regulación Secundaria.

El mercado de regulación secundaria es utilizado para regular la frecuencia de banda y controlar los intercambios internacionales. Se trata, por tanto, de un mercado de capacidad y no de energía.

Los participantes de este servicio de ajuste ofertan una banda energética a subir y a bajar, esto es, ofertan potencia. Por ejemplo, dado un coste de oportunidad (calculado con los costes de operación y el precio del mercado diario), un parque eólico capaz de producir 100MWh se pondría a un punto de funcionamiento de 50MWh para ofertar 50MW de banda a subir y 50MW de banda a bajar. En este servicio se factura por la banda casada (los 50MW a subir y los 50MW a bajar antes mencionados) teniendo que venderse la energía producida en el mercado intradiario.

Durante la operativa el operador del sistema recogerá las señales enviadas por REE y mandará al parque/central que incremente o descienda su generación en función de las necesidades de la red y siempre dentro de la banda casada.

Al igual que el resto de los mercados estudiados es de tipo marginalista. Los generadores elaboran una oferta basada en un coste de oportunidad o de indiferencia y se ponen en contacto con el comprador: REE. Este escogerá las mejores ofertas de cada zona de regulación y requerirá una banda de potencia que se ajuste a las necesidades del sistema.

iv. Regulación Terciaria.

Relacionado con el mercado de regulación secundaria, la regulación terciaria es un mercado energético utilizado por REE para reponer la banda energética ya utilizada. En este mercado el generador es avisado de la casación entre 30 y 15 minutos antes de proveer. Nuevamente, la energía se negocia en una subasta en la que REE es el comprador y se alcanza un precio marginal.

En este mercado únicamente pueden participar las centrales o parques que tengan disponibilidad inmediata para la generación eléctrica. Es por ello por lo que muchos ciclos combinados necesitan estar funcionando (en restricciones técnicas, por ejemplo) para poder participar dado que su arranque no es instantáneo.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Los requerimientos de regulación terciaria pueden darse tanto a subir como a bajar, esto es, Red Eléctrica Española puede tener la necesidad de disminuir la generación en un momento dado (requiere bajar la producción en el mercado de terciaria) o aumentarla (requiere terciaria a subir). Esto se debe a que durante la operativa de las plantas y centrales se producen desvíos en la producción esperada que pueden provocar desbalances en la red.

Además de los mercados que se van a tener en cuenta a la hora de proyectar los ingresos de los activos energéticos, también existen otros servicios de ajuste como los mercados energéticos de restricciones técnicas y GD. REE se vale de estos mecanismos para ajustar y asegurar el programa base de generación evitando cualquier tipo de desajuste que pueda afectar a la demanda eléctrica.

No obstante, este tipo de mercados no es de tipo marginalista, sino que en función de las necesidades de la zona de regulación REE acepta unas ofertas u otras. Por ello, resulta muy complicado estimar cuándo podría un activo participar en estos servicios. Por este motivo, se decide no incluir los mercados no marginalistas entre las fuentes de ingresos para los modelos que se estudiarán posteriormente.

Continuando con los costes, es posible apreciar como los gatos de un activo térmico tienen orígenes de diferentes naturalezas. Con el objetivo de equiparar los diferentes modelos de valoración, se enumeran a continuación los costes que deben soportar los activos.

v. Combustible.

Los costes por combustibles únicamente afectan a las tecnologías térmicas y se refieren a la compra de gas natural para la operativa. Este tipo de costes se han incrementado exponencialmente debido a la crisis del gas provocada por la invasión rusa a Ucrania.

Así, tanto las cogeneraciones como los ciclos combinados han visto mermados sus márgenes desde 2022, llegando a limitar la producción eléctrica de manera drástica. Este incremento en los costes de generación se vio reflejado en los precios del pool, los cuales alcanzaron máximos históricos.

Pese a todo, durante el primer trimestre de 2023 el precio del gas se aproxima paulatinamente a niveles normales (30 €/MWhg). La estabilidad en el mercado del gas europeo es una pieza clave para el funcionamiento de las centrales térmicas de gas natural.

En España, generadores y distribuidores de gas se ponen en contacto a través de la plataforma regulada MIBGAS. En ella se establece un precio de subasta y se llevan a cabo

transacciones de compra y venta “pay as bid”. MIBGAS ofrece diferentes productos en función de la fecha de entrega del combustible. Estos productos van desde la venta inmediata hasta operaciones con futuros.

vi. CO2.

Nuevamente, estos costes únicamente afectan a las centrales que emiten sustancias contaminantes a la atmósfera. Los derechos de emisión de CO2 se implantaron en Europa en 2005³⁶. Estos derechos son parte de los mecanismos establecidos para implementar políticas de mitigación del cambio climático, como el Protocolo de Kyoto y el Acuerdo de París³⁷.

El funcionamiento básico de los derechos de emisión de CO2 implica asignar una cierta cantidad de permisos o derechos a las empresas o entidades que emiten gases de efecto invernadero. Cada permiso representa una cierta cantidad de emisiones permitidas, generalmente expresadas en toneladas de CO2. Estos derechos se adquieren en el mercado europeo a través de traders.

El objetivo principal de los derechos de emisión de CO2 es crear un incentivo económico para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Si una empresa emite más GEI de lo permitido por los derechos de emisión que posee, debe comprar derechos adicionales en el mercado para compensar esas emisiones. Por otro lado, si una empresa reduce sus emisiones y no utiliza todos sus derechos, puede vender los excedentes en el mercado.

En el contexto del mercado eléctrico, los derechos de emisión de CO2 tienen un impacto significativo. En muchos países, la generación de electricidad a partir de fuentes que emiten CO2, como las centrales térmicas de carbón o gas, está sujeta a restricciones y obligaciones de cumplimiento de emisiones. Estas obligaciones pueden requerir que las empresas generadoras de electricidad adquieran suficientes derechos de emisión para cubrir sus emisiones, lo que representa un costo adicional.

Como resultado, los derechos de emisión de CO2 influyen en los precios de la electricidad en el mercado. Los generadores de electricidad necesitan tener en cuenta el coste de adquisición de derechos de emisión al determinar sus precios de venta. Además, las políticas de asignación de derechos pueden fomentar la transición hacia fuentes de energía

³⁶ Gana Energía (consultado el 18/04/2023)

³⁷ Acuerdo de París (2015)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

más limpias y renovables, ya que las empresas pueden recibir una asignación de derechos más generosa o incluso gratuitos si utilizan tecnologías bajas en carbono.

vii. Operación y Mantenimiento.

Se trata de costes asociados a la operativa y cuidado de las plantas y centrales. Este tipo de costes tienen una componente variable que depende de la producción eléctrica y una parte fija asociada al mantenimiento anual de los equipos.

En el caso de los ciclos combinados, los costes de O&M se deben al desgaste existente en las turbinas de gas y las de vapor por el desarrollo de la operativa. Los equipos utilizados son sensibles a cambios de temperatura y actividad continuada. Asimismo, anualmente se realiza una parada y mantenimiento de las turbinas y calderas.

Estos costes se modelarán tanto con una componente fija asociada al mantenimiento de los estándares de calidad requeridos por REE, así como otra componente variable ligada al desgaste producido durante la operativa.

viii. Consumos Auxiliares.

Los consumos auxiliares son los relacionados con el consumo eléctrico horario de las plantas y el de consumibles. Para el modelo propuesto se propondrá un consumo constante. A modo de aproximación no se considerará ningún tipo de estacionalidad en los costes.

ix. Salarios.

El coste en salarios estará basado en el número de trabajadores necesarios para mantener un MW de potencia. A mayor capacidad de producción en las plantas, más trabajadores serán necesarios para llevar la operativa y el mantenimiento de las mismas. Asimismo, se asocian el crecimiento de los salarios a las variaciones del IPC.

4.4. Conclusión

Con todo, a lo largo de esta sección se ha especificado la forma de obtener y tratar los datos mediante metodología back test, el modelo de valoración propuesto diseñado a partir de un DCF, así como las fuentes de ingresos y costes que afectarán a la operativa de los activos energéticos considerados.

A partir de estas pautas, se construye a continuación un modelo de valoración para la tecnología de generación energética con más visos de formar parte en operaciones de M&A en los próximos años.

5. Modelo de Valoración

El modelo que se presenta a continuación está diseñado para valorar activos térmicos de gas natural de tipo ciclo combinado. A continuación, se detallará la forma de calcular los flujos de caja que son capaces de generar las tecnologías de este tipo. Así, es preciso cuantificar los ingresos resultantes de la generación eléctrica, así como los costes que supone la operativa.

Se trata del activo energético más complejo en cuanto a ingresos y costes. Los costes de combustible y CO2 introducen dos variables que no se verán en las valoraciones de activos renovables. Asimismo, la operativa dependerá de que la oferta supere los costes asociados a la generación.

Para el estudio del modelo se pasará por tres partes. En la primera de ellas se analizan los datos brutos necesarios para desarrollar el modelo. En segundo lugar, se propone las fórmulas referentes al cálculo de los ingresos. Seguidamente, se estudiarán los costes que acarrea el funcionamiento de un activo térmico. Por último, se propondrá una operativa para el modelo de valoración.

5.1. Datos Empleados

Los datos empleados se diferencian en dos grupos: características técnicas y lo referente a mercados y precios.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

	Nombre	Unidades	Comentario
Características Técnicas	Potencia Máxima	MW	Establecimiento de la capacidad de generación eléctrica.
	Rendimiento	%	Capacidad de conversión de la energía de MWhg a Mwhe (eficiencia energética).
	Prima de Desvío	%	Prima que cubre el posible desvío de la planta del programa de generación establecido.
	Factor de Emisión de CO2	ton CO2/Mwhe	Toneladas de CO2 emitidas a la atmósfera por cada MWh generado.
Mercados y Precios	Precio MD	€/Mwhe	Precio marginal establecido en el mercado diario de la energía.
	Precio Terciaria a Subir	€/Mwhe	Precio marginal del mercado de regulación terciaria por aumentar la producción.
	Precio Terciaria a Bajar	€/Mwhe	Precio marginal del mercado de regulación terciaria por disminuir la producción.
	Precio Banda Secundaria	€/Mwhe	Precio marginal del mercado de secundaria por la capacidad de disminuir la producción (banda).
	Requerimiento Terciaria Subir	Mwhe	Requerimientos de REE para aumentar la producción terciaria.
	Requerimiento Terciaria Bajar	MWhe	Requerimientos de REE para disminuir la producción terciaria.
	Precio del Gas	€/MWhg	Precio de subasta del gas natural en el mercado español MIBGAS para su provisión al día siguiente (GDAES D+1).
	Precio CO2	€/ton CO2	Precio de los derechos de emisión EUA ofertados en el mercado europeo.

*Tabla 1: Datos empleados en el modelo de valoración de activos térmicos
Fuente: Elaboración propia*

Se realizan a continuación algunos comentarios sobre los datos recogidos en la tabla anterior:

- **MWhg.**

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Se trata de la medida energética del gas natural (megavatios hora de gas). Se diferencian, por tanto, de los megavatios hora de electricidad. Durante la operativa la energía almacenada en forma de gas natural se convertirá en energía eléctrica durante la combustión y el aprovechamiento de los gases resultantes por las turbinas de gas y de vapor.

- **Rendimiento.**

Se trata de la capacidad del activo térmico de convertir MWhg en MWhe. Es, así, un ratio de eficiencia.

- **Requerimientos de terciaria a subir y bajar.**

REE requiere de manera horaria ciertas cantidades de energía. Estos requerimientos pueden ser tanto de aumento de la generación (a subir) como de disminución (a bajar).

La explicación se haya en los desvíos producidos en las plantas durante la provisión de banda secundaria. Puede darse que exista un desvío positivo y que haya más energía en la red de la requerida con lo que se requerirá bajar la producción. Del mismo modo, cuando las plantas y centrales energéticas no estén siendo capaces de alcanzar la demanda eléctrica se requerirá energía a subir en el mercado terciario.

- **Producto GDAES D+1.**

Tal y como se estudió en el capítulo referente a la metodología utilizada, en la plataforma de compra y venta de gas natral MIBGAS existen diferentes productos en función de los plazos requeridos para la disponibilidad del gas.

En este modelo se supone que se tiene conocimiento de la operativa el día anterior a la generación por lo que el gas se compra en ese mismo instante. El producto de MIBGAS que cumple con esas características es GDAES D+1. A modo de simplificación, se supone que el gas es comprado al precio de subasta.

- **Precio del CO2 (EUA).**

Existen numerosas plataformas de trading para obtener derechos de emisión de gas natural. En el modelo propuesto se utilizan los precios diarios del mercado spot EUA Futures obtenidos de la plataforma de trading ICE Endex³⁸. También podría aplicarse precios de futuros del mercado si se tuvieran necesidades de producción como es el caso de los acuerdos industriales que tienen las cogeneraciones.

³⁸ ICE Endex (consultado el 01/05/2023)

5.2. Ingresos

El cálculo de los ingresos que puede capturar una central de ciclo combinado se ha elaborado contemplando los procedimientos de liquidación de REE³⁹. Así, de forma general, las ventas de un ciclo combinado quedan delimitadas por la siguiente fórmula:

$$I_T = I_{MD} + I_{Ter} + I_{Sec} \quad (2)$$

Donde:

- I_T : Ingresos totales (€).
- I_{MD} : Ingresos por la operativa en el mercado diario (€).
- I_{Ter} : Ingresos por la operativa en el mercado de regulación terciaria (€).
- I_{Sec} : Ingresos por la operativa en el mercado de regulación secundaria (€).

$$I_{MD} = E_{MD} * P_{MD} \quad (3)$$

Donde:

- E_{MD} : Energía horaria casada en el mercado diario (MWh).
- P_{MD} : Precio horario de la energía del mercado diario (€/MWh).

$$I_{Ter} = E_{TerS} * P_{TerS} + E_{TerB} * P_{TerB} \quad (4)$$

Donde:

- E_{TerS} : Energía horaria casada en el mercado de regulación terciaria a subir (MWh).
- E_{TerB} : Energía horaria casada en el mercado de regulación terciaria a bajar (MWh).
- P_{TerS} : Precio horario de la energía del de regulación terciaria a subir (€/MWh).
- P_{TerB} : Precio horario de la energía del de regulación terciaria a bajar (€/MWh).

$$I_T = (BS_S + BS_B) * P_{BS} + E_{Reg} * P_{MI} \quad (5)$$

Donde:

- BS_S : Banda casada en el mercado de regulación secundaria a subir (MW).
- BS_B : Banda casada en el mercado de regulación secundaria a bajar (MW).
- P_{BS} : Precio horario de la banda de regulación secundaria (€/MW).

³⁹ REE (2022)

- E_{Reg} : Energía generada durante el trascurso de la operativa en secundaria (MWh).
- P_{MI} : Precio horario de la energía en el mercado intradiario (€/MWh).

5.3. Costes

Tal y como se ha realizado con los ingresos, se proponen a continuación las fórmulas para el cálculo de los costes derivados de la operativa de un ciclo combinado. Estas fórmulas se han realizado contemplando los costes operativos que puede asumir un ciclo combinado y son de elaboración propia.

$$C_{op} = C_{gas} + C_{CO2} + C_{O\&M}^{var} + C_{arr} + C_{desv} \quad (7)$$

Donde:

- C_{gas} : Coste del gas derivado de la operativa en los mercados eléctricos (€).
- C_{CO2} : Peaje por las emisiones de CO2 derivadas de la generación eléctrica (€).
- $C_{O\&M}^{var}$: Coste variable por operación y mantenimiento de la central (€).
- C_{arr} : Coste del gas consumido durante el arranque y parada de la central (€). Este coste solo se tiene en cuenta si el ciclo no ha operado durante la hora anterior.
- C_{desv} : Penalizaciones por los desvíos eléctricos sufridos durante la operativa (€).

Estos costes podrían desglosarse de la siguiente manera:

$$C_{gas} = Con_{gas}^{op} * P_{GDAES\ D+1} + Peajes \quad (8)$$

$$C_{CO2} = Em_{CO2} * P_{EUA} \quad (9)$$

$$C_{O\&M}^{var} = (E_{MD} + E_{TerS} + E_{TerB} + E_{Reg}) * Ctd_{op} \quad (10)$$

$$C_{arr} = (Con_{gas}^{arr} + Con_{gas}^{par}) * P_{GDAES\ D+1} + Peajes \quad (11)$$

$$C_{desv} = E_{desv}^S * P_{desv}^S + E_{desv}^B * P_{desv}^B \quad (12)$$

Donde:

- Con_{gas}^{op} : Consumo de gas durante la operativa (MWhg).
- $P_{GDAES\ D+1}$: Precio del gas (€/MWhg).
- Em_{CO2} : Emisiones de CO2 producidas durante la operativa (ton CO2)
- P_{EUA} : Precio diario de las emisiones de CO2 (€/ton CO2).
- Ctd_{op} : Coste de operación (€/MWh).

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

- Con_{Gas}^{arr} y Con_{Gas}^{par} : Consumos de gas durante el arranque y la parada de la planta (MWhg).
- E_{desv}^S y E_{desv}^B : Energía desviada del programa inicial por generación en exceso (subir) o defecto (bajar) durante la operativa (MWh).
- P_{desv}^S y P_{desv}^B : Precio fijado por REE por los desbalances energéticos derivados de desvíos a subir y bajar (€/MWh).

Asimismo, también pueden detallarse las siguientes fórmulas:

$$Con_{gas}^{op} = \frac{(E_{MD} + E_{TerS} + E_{TerB} + E_{Reg})}{\eta_{elec}} \quad (13)$$

Donde:

- η_{elec} : Rendimiento eléctrico de la central.

Los consumos de gas durante arranque y parada se calcularían de la misma manera, pero considerando la generación eléctrica durante ambos periodos.

$$Em_{CO2} = (Con_{gas}^{op} + Con_{gas}^{arr} + Con_{gas}^{par}) * f_{em} \quad (14)$$

Donde:

- f_{em} : Es el factor de emisiones de CO2 por cada MWhg de gas consumidos. Suele aproximarse al valor 0,182 ton CO2/MWhg.

5.4. Estructura Propuesta

A continuación, se presenta una manera de operar con el modelo de valoración. Para ello, es preciso seguir una serie de procesos que pueden resumirse en dos bloques: cálculo del coste de operativa (ofertas) para la determinación de la casación en los mercados y obtención de los flujos de caja para cada año junto con su descuento.

i. Cálculo de las ofertas

Para comprobar si la operativa es rentable dados unos precios del mercado eléctrico, se calculan los costes que acarrearía la generación en €/MWh para mercado y, por tanto, el precio de la oferta que podría realizarse. Esto implica simular los costes variables asociados a la generación.

El objetivo de utilizar metodología back-test reside en disponer de los datos referentes a precios de los diferentes mercados para comprobar la casación o no en el mercado eléctrico. En este sentido, tanto si se propone valorar un activo térmico con datos pasados, como si se

decide diseñar diferentes escenarios de precios para proyectar flujos de caja, la finalidad última es la de comprobar la casación en función de la oferta realizada.

Así, este proceso consta de una primera fase en la cual se realiza un cálculo unitario del coste de la operativa. Esto es, estudiar el coste €/MWh que conllevaría operar. Con los costes de gas, CO₂, arranque y O&M es posible llegar a un coste de indiferencia unitario. Este coste constituye la barrera entre operara o no, es decir, beneficio 0. La realización de la oferta se realiza siguiendo la siguiente ecuación:

$$Oferta_i = P_{GDAES\ D+1} + Peajes + P_{EUA} + Ctd_{Op} + \frac{C_{arr}}{Pmax_i} \quad (15)$$

Donde:

- $Pmax_i$: Programa de generación máximo esperado en la hora i (MWh).

Es necesario recalcar que el precio de la oferta es un precio de indiferencia. Se trata, por tanto, del coste asociado a la producción de un MWh de electricidad.

Seguidamente, se comprueba la casación en función del precio ofrecido en cada mercado. Un programa casaría si el coste de indiferencia calculado (oferta) es inferior al precio del mercado en cuestión (superior en el caso de terciaria a bajar). Se trata de un proceso simple que, sin embargo, posee ciertas particularidades y un orden definido por los tiempos de REE:

- La primera casación que se realiza es la del mercado spot de la energía. Antes de iniciar los servicios de ajuste, es preciso contar con un programa base. Por ello, en caso de casar la energía en el mercado diario únicamente quedaría entrar en terciaria a bajar.

Hipótesis 1: Si $P_{MDi} > Oferta_i$ se casa en el mercado diario.

- Seguidamente se realizan las asignaciones de regulación terciaria. Para ello se parte de dos puntos diferentes. Si no se ha casado en el mercado spot se realiza la oferta para terciaria a subir. La planta posee capacidad de generación disponible para su venta.

Hipótesis 2: Si no ha habido casación en el MD, $P_{TerSi} > Oferta_i$ y el requerimiento es mayor que 0, se casa en el mercado de regulación terciaria a subir.

El otro punto en el que es posible encontrarse es que se haya casado en el mercado spot. En ese caso existe una generación programada que se puede reducir. Por ello, se oferta en el mercado de regulación terciaria a bajar.

Hipótesis 3: Si ha habido casación en el MD, $P_{TerBi} < Oferta_i$ y el requerimiento es mayor que 0, se casa en el mercado de regulación terciaria a bajar.

- En caso de que aún quede banda disponible fruto de no haber casado en el mercado de spot ni en el de regulación terciaria a subir, puede realizarse la oferta de secundaria. La casación en secundaria sigue la siguiente hipótesis:

Hipótesis 4: Si no ha habido casación en el MD ni en terciaria a subir y $(BS_S + BS_B) * P_{BS} < Oferta_i * Pto.Funcionamiento$ se casa en el mercado de regulación terciaria a bajar.

El motivo de enfrentar ingresos con costes a la hora de casar en regulación secundaria reside en que la oferta realizada está en €/MWh, mientras que el precio de banda se oferta en €/MW. Diferentes unidades que no podrían compararse.

Con todo, se obtiene un programa de generación que puede ir asociado a diferentes mercados y con el que es posible calcular los ingresos y costes de la operativa. Dicho programa base final sigue la siguiente fórmula:

$$PBF_i = EMD_i + ETerS_i - ETerB_i + PtoSec_i \quad (16)$$

Donde:

- EMD_i : Energía casada en el mercado diario durante la hora i (MWh).
- $ETerS_i$: Energía casada en el mercado de regulación terciaria a subir durante la hora i (MWh).
- $ETerB_i$: Energía casada en el mercado de regulación terciaria a bajar durante la hora i (MWh).
- $PtoSec_i$: Punto de funcionamiento programado para aportar banda simétrica en el mercado de regulación secundaria en la hora i .

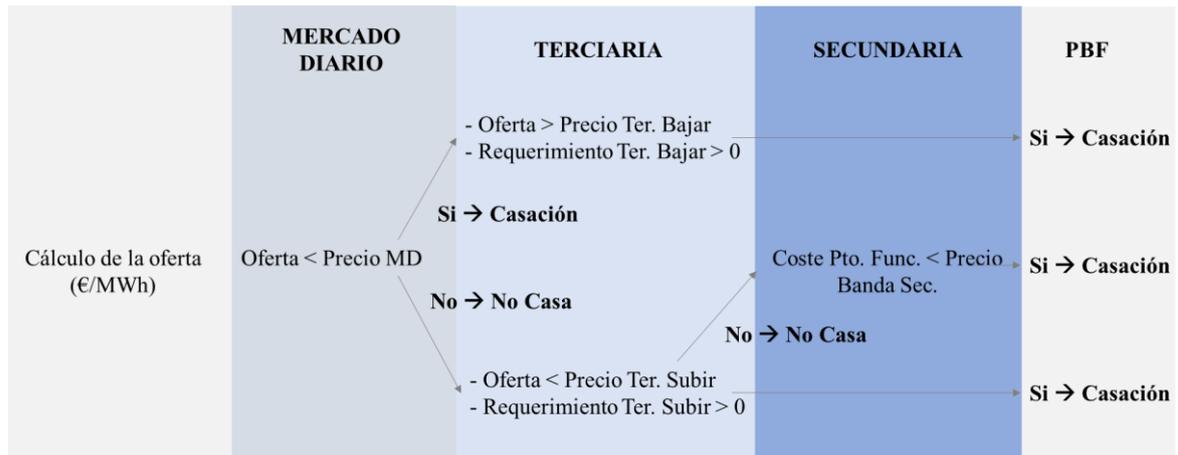


Ilustración 10: Resumen del proceso de casación propuesto
Fuente: Elaboración propia

ii. Obtención de flujos de caja

Finalmente, se realiza el cálculo de los flujos de caja del ciclo combinado de manera horaria (forma de liquidar en REE). Para ello se utilizan la Ecuación 6 y la Ecuación 2 propuestas. El resultado se traduce en un margen operativo necesario para constituir el P&L del activo térmico para el año j:

$$\text{MargenOp}_j = IT_j - CT_j \tag{17}$$

Una vez obtenidos los resultados anuales es posible construir un FCF a partir de la fórmula que se propone a continuación:

$$FCF_j = EBIT_j(1 - t) + A\&D_j - CapEx_i \tag{18}$$

Es posible realizar varias apreciaciones sobre la fórmula anterior:

- El $EBIT_j$ se calcula deduciendo el resto de los costes fijos o variables que afectan a un activo de estas características (salarios, consumibles, consumos auxiliares, etc.).
- El $CapEx_i$ refleja la inversión anual en activos fijos necesaria para continuar con la actividad principal del ciclo combinado, la generación de energía. Se trata de una inversión en mantenimiento cuya naturaleza puede ir desde la renovación de los conductos de gas hasta la adquisición de nuevos equipos de medida.

- No se contempla en este modelo el concepto de “working capital” o necesidades operativas de financiación al considerar liquidaciones instantáneas por parte de REE y los acreedores del activo.

Con todo, se obtiene un flujo de caja capaz de reflejar el valor de un activo térmico. Así, proyectando/ensayando diferentes años es posible alcanzar una valoración dada una rentabilidad exigida.

El proceso para llegar a la valoración es el estudiado en el capítulo referente a la metodología. A partir de flujos de caja distribuidos en el tiempo se obtienen sus valores presentes mediante una tasa de descuento (rentabilidad). Este proceso está definido en la *Ecuación 2*.

5.5. Conclusión

El valor del modelo presentado anteriormente reside en la consideración de ingresos diferentes a los del mercado spot de la energía (regulación secundaria y terciaria). Los servicios de ajuste suponen una fuente de ingresos antes inexplorada, pero que actualmente comienza a coger fuerza.

Así, a partir de unos datos recogidos o proyectados resulta viable calcular cuál sería el resultado operativo de una planta térmica de ciclo combinado. Esto se realiza calculando el precio al que se realizaría la oferta para cada uno de los mercados (*Ecuación 15*) y comprobando si resulta rentable operar en el mercado diario, regulación terciaria y regulación secundaria. Casará en alguno de los mercados si el precio ofertado es menor que el precio en dicho mercado. Una vez obtenido el margen operativo, es posible calcular un FCF mediante la *Ecuación 18*.

Proyectando diferentes escenarios de precios en los mercados eléctricos y de gas y CO₂ se obtienen flujos de caja anuales mediante cuyo descuento se obtendrá un valor objetivo del activo energético.

6. Modelo de Valoración

A lo largo de este capítulo se plantea un caso práctico con el objetivo de comprobar el correcto funcionamiento del modelo. Asimismo, este caso puede utilizarse como ejemplo y guía de uso para usos posteriores del modelo de valoración.

Se propone comenzar con la definición de las características del ciclo combinado que se pretende valorar. Así, se realizan hipótesis que involucran desde las características técnicas del activo, hasta suposiciones relacionadas con la posibilidad de desvío eléctrico y costes de arranque. Además, se plantea el horizonte temporal de la inversión.

Seguidamente se plantea el caso como tal. Dado un activo térmico de las características establecidas anteriormente, se propone obtener su resultado operativo a partir de los datos de 2022. Para ello, es necesario emplear las fórmulas y el modelo de casación estudiado en el anterior capítulo.

Habiendo analizado el resultado operativo de 2022 (ingresos y gastos variables), se proyectan los flujos de caja siguiendo predicciones basadas en los futuros de los mercados. Estas proyecciones se plantean de manera simplificada y podrían ser estudiadas con más detalle en estudios posteriores.

Con los flujos de caja calculados para cada año, se realiza su descuento al presente con el fin de obtener una valoración del activo térmico.

6.1. Hipótesis Empleadas

A continuación, se proponen las características técnicas de una central de ciclo combinado estándar. Estos datos se han supuesto analizando las características del ciclo combinado de tipo “Peaker” ⁴⁰situado en Escatrón (Zaragoza) y que es propiedad de la compañía IGNIS.

⁴⁰ Gobierno de Aragón (consultado el 10/05/2023)

Así, las hipótesis empleadas en el caso práctico quedan reflejadas en la siguiente tabla:

	Nombre	Valor	Unidades
Características Técnicas	Potencia Máxima	400	MW
	Rendimiento	40%	%
	Prima de Desvío	20%	%
	Factor de Emisión de CO2	0,182	ton CO2/Mwhe
	Consumo Arranque	50	MWhg

*Tabla 2: Características técnicas del ciclo combinado para el caso práctico
Fuente: Elaboración propia*

Además, teniendo en cuenta que la vida útil de las turbinas en un ciclo combinado varía entre los 30 y 40 años⁴¹, se propone la siguiente hipótesis:

Hipótesis 5: Se considera un horizonte temporal de la inversión de 30 años.

Este horizonte temporal será necesario a la hora de proyectar los flujos de caja en el futuro. Una central de gas no es un activo que vaya a generar flujos de caja por un tiempo ilimitado, sino que, tras su vida útil las turbinas quedan inservibles y es preciso desmantelar la planta o reinvertir en el activo.

Con todo, se han definido las características necesarias del activo para el modelaje del caso práctico presentado a continuación.

6.2. Resultado Operativo 2022

Como ya se ha avanzado en la introducción del capítulo, se plantea proyectar los flujos de caja obtenidos en 2022 para un activo de las características anteriores. Con este objetivo, se propone utilizar el modelo de casación y obtención del resultado operativo propuesto en el capítulo previo.

Para esta primera parte del análisis se han utilizado los datos de REE, publicados en el portal ESIOS⁴², referentes a los precios del mercado spot de la energía, mercado spot intradiario (precio de la Sesión 3), mercado de regulación terciaria (precios y requerimientos) y mercado de regulación secundaria (precio de banda). Es preciso aclarar que el mercado intradiario está compuesto por seis sesiones en las que se establece un precio marginal. Así, se han considerado los precios de la Sesión 3 ya que su subasta comienza después de que se

⁴¹ Expansión (2017)

⁴² ESIOS (consultado el 19/05/2023)

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

asigne la energía en el mercado de secundaria (alrededor de las 16:00h de cada día). Asimismo, los precios y requerimientos recogidos son horarios.

Como ya ha sido mencionado anteriormente, los precios del gas y CO2 se recogen del mercado mayorista de gas español MIBGAS⁴³, así como de la plataforma de trading ICE Endex⁴⁴. Al contrario que con los precios del mercado energético, se trata de precios diarios.

Así, habiendo simulado el coste de oferta diario y los procesos de casación horarios antes mencionados, se estima que el resultado operativo para una planta de las características antes descritas queda resumido en la siguiente tabla:

	2022
Ingresos MD	3.132.740
Resultado Terciaria	12.842.831
Ingresos Secundaria	4.067.065
TOTAL INGRESOS	20.042.636
Coste Gas	-8.755.098
Coste CO2	-1.700.981
Coste O&M var	-214.160
Coste de Arranque	-1.336.367
Coste de Desvío	-1.872.268
COSTE OPERATIVO	-13.878.873
Margen Operativo	6.163.763

*Tabla 3: Margen operativo 2022
Fuente: Elaboración propia*

2022 supuso un año extraordinario, en términos de precios del pool y SSAA. La meteórica subida de los precios del gas provocó que los precios marginales subieran hasta niveles nunca pensados. Esto se debe a que las energías renovables y la nuclear no fueron capaces de suplir la, ascendente también, demanda eléctrica. Así, las centrales térmicas de gas natural entraron en las subastas ofertando precios muy elevados capaces de cubrir los altísimos costes de su operativa. Como resultado, el precio de los mercados marginales tocó su techo.

Con este contexto pueden explicarse el sorprendente rendimiento del activo eléctrico modelado. Sin dejar de ser un resultado bruto, el margen operativo obtenido es alto para los resultados del sector. A continuación, se plantea un breve análisis sobre el mismo.

⁴³ MIBGAS (consultado el 19/05/2023)

⁴⁴ ICE Endex (consultado el 19/05/2023)

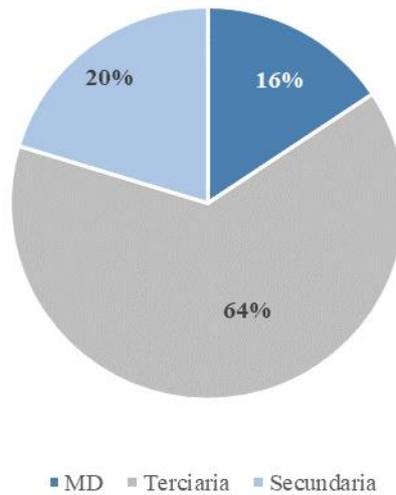


Gráfico 8: Ingresos por mercado (%)
Fuente: Elaboración propia

Conviene reseñar, en primer lugar, como los ingresos provenientes del mercado diario son menores que los obtenidos por servicios de ajuste (aproximadamente un 84% de los ingresos). En este sentido, se confirma la importancia de la regulación secundaria y terciaria en el beneficio de un activo térmico tanto en beneficios como en horas casadas.

La regulación terciaria es un mercado muy beneficioso para los ciclos combinados. Al tener una gran barrera de entrada como es la inmediatez de demanda eléctrica, no todas las tecnologías pueden participar debido a que sus tiempos de reacción no son tan rápidos como en una planta de combustión. Esto hace que sean los ciclos y cogeneraciones las tecnologías que marcan el precio marginal, por lo que la participación en terciaria es mucho mayor que en el resto de los mercados.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

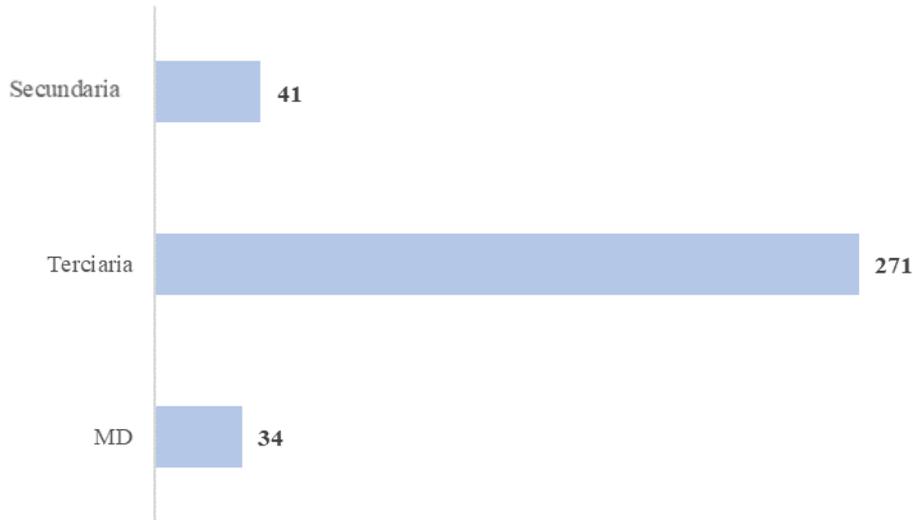


Gráfico 10: Horas casadas en cada mercado
Fuente: Elaboración propia

Esta misma imagen cambia si se estudia cuál es el mercado mejor pagado. En este caso terciaria se queda atrás y es la regulación secundaria la que más ingresos trae por hora de funcionamiento tal y como se muestra en el siguiente gráfico.

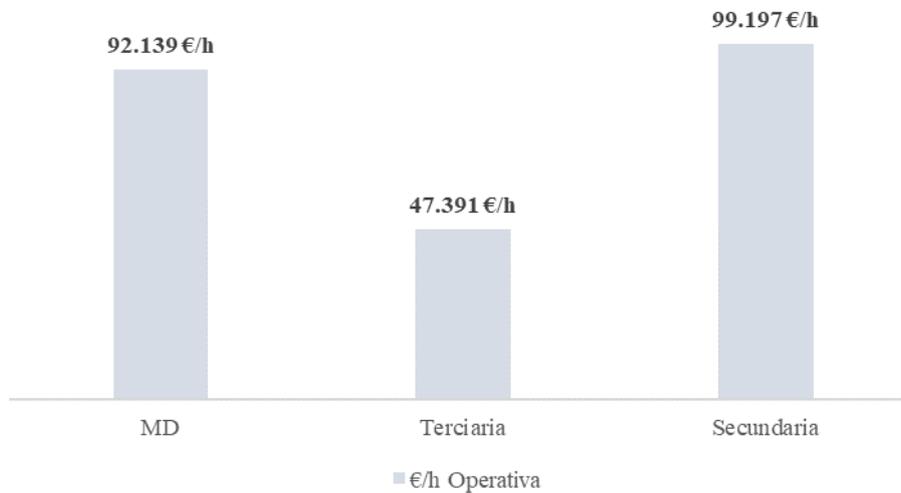


Gráfico 9: Ingresos por hora de operativa en los diferentes mercados eléctricos
Fuente: Elaboración propia

Aunque estos ingresos por hora de operativa son fruto de una situación excepcional, resulta lógico pensar que el mercado de secundaria es el más rentable. Esto se debe a que por la mitad del precio del gas se cobra la disponibilidad de banda al completo (se reducen los costes al 50%). Además, también se cobra por la energía generada, es decir, se reducen los costes y se cobra un extra por la energía (ofertado en el mercado intradiario).

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Si bien es cierto que los altos precios del gas de 2022 ayudaron a mejorar la casación de activos térmicos en estos mercados, en un pool futuro dominado por renovables serán las centrales de gas las que continúen ofreciendo estos servicios. Por ello, se estima que tanto secundaria como terciaria tendrán un papel protagonista a la hora de explotar activos de este tipo.

En cuanto a los costes incurridos en la operativa, es preciso resaltar como los costes por consumo de gas son muy superiores al resto. Se espera que este efecto se vaya disipando con el tiempo. No obstante, parece que el gas ha encontrado un sustituto: el CO2. En 2023 los precios del gas han ido disminuyendo y se acercan a sus valores normales. El coste del CO2, por el contrario, se encuentra en plena rampa de ascenso que todavía no tiene techo.

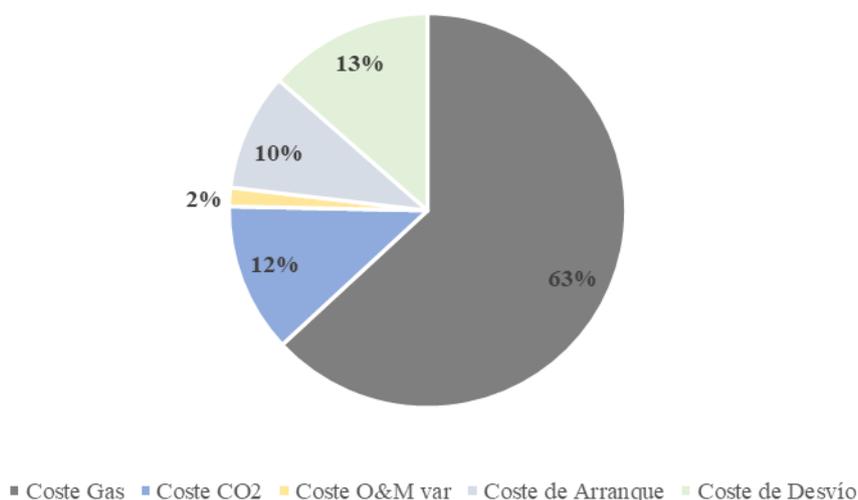


Gráfico 11: Distribución porcentual de los costes operativos
Fuente: Elaboración propia

6.3. Proyección de Flujos de Caja

Una vez que ha sido calculado el resultado operativo de 2022 se procede a calcular su flujo de caja libre (FCF) y a proyectar dichos resultados en el horizonte temporal planteado en la *Hipótesis 5*. Así, este proceso puede dividirse en dos partes: proyección de resultados y cálculo de flujos de caja.

i. Proyección de resultados

Existen tres drivers principales que afectan a los ingresos y costes: precio del pool, precio del CO2 y precio del gas. Asimismo, se considera que la proyección de los costes fijos

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

se encuentra afectada, principalmente, por el IPC. La proyección propuesta a continuación está basada en el incremento porcentual de estos drivers.

- Futuros del mercado diario: OMIP

A modo de simplificación se asume que los ingresos en los diferentes mercados dependen del precio del pool. Por ello, se analizan los futuros del precio del mercado diario del portal OMIP para realizar las proyecciones.

La fórmula utilizada para dicho cálculo es la siguiente:

$$Ingreso_i = Ingreso_{i-1} * (OMIPe_i - OMIPe_{i-1})/OMIPe_{i-1} \quad (19)$$

El coeficiente de variación de los futuros de OMIP modelará las proyecciones de crecimiento o decrecimiento de los ingresos por venta de energía y banda de potencia.

Existe, además, un gasto que también llevará esta fórmula de proyección: el coste de desvío. En la *Ecuación 12* puede comprobarse su dependencia al precio del mercado diario de la energía.

Así, se proyectan con los coeficientes de variación de los futuros del precio de la energía los siguientes datos: Ingresos del Mercado Diario, Resultado Terciaria, Ingresos Secundaria y Coste de Desvío.

- Futuros del gas natural: OMIP

De la misma manera que con los futuros de OMIP, se utilizan los coeficientes de variación entre años sucesivos para proyectar los costes de gas y los costes de arranque. La fórmula seguida para la realización de este cálculo sigue a continuación:

$$Cgas_i = Cgas_{i-1} * (OMIPg_i - OMIPg_{i-1})/OMIPg_{i-1} \quad (20)$$

$$Carr_i = Carr_{i-1} * (OMIPg_i - OMIPg_{i-1})/OMIPg_{i-1} \quad (21)$$

Solo existen futuros de gas para un horizonte de 10 años. A partir de esta fecha se supone que el último coeficiente de variación se mantiene constante en el tiempo.

- Futuros del CO2: ICE Endex

Solamente existen datos de precios de futuros de CO2 hasta 2026 en la plataforma ICE Endex. No obstante, se supone que el coeficiente de crecimiento de este coste se mantiene constante hasta el fin de la vida útil del activo térmico.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Con todo, se utiliza la siguiente fórmula para proyectar el coste del gas natural:

$$C_{co2_i} = C_{co2_{i-1}} * (ICE_i - ICE_{i-1}) / ICE_{i-1} \quad (22)$$

- Tasa de inflación

Se asume que el resto de los costes considerados (coste O&M, salarios y consumos auxiliares) crecen con los índices de inflación anuales de España. A modo de simplificación se ha considerado una tasa de inflación constante de 4% aunque podrían tenerse en cuenta una inflación variable.

a. Cálculo de FCF

Una vez proyectado resultado operativo se procede a calcular el FCF para cada año considerado. Para ello, puede realizarse obteniendo una medida intermedia: el EBIT.

Para el cálculo del EBIT se sigue el siguiente esquema de P&L:

Ingresos MD
Resultado Terciaria
Ingresos Secundaria
TOTAL INGRESOS
<hr/>
Coste Gas
Coste CO2
Coste O&M var
Coste de Arranque
Coste de Desvío
COSTE OPERATIVO
Margen Operativo
Salarios
Consumos Aux
EBITDA
A&D
EBIT

Tabla 4: Esquema de P&L considerado
Fuente: Elaboración propia

Donde “Salarios” y “Consumos Auxiliares” suponen costes fijos para la operativa tipificados en la *Ecuación 7*.

Como ya ha sido comentado, estos costes crecen con la inflación anual. No obstante, para el cálculo de su valor anual se ha considerado una planta de seis trabajadores (es necesario un turno 24h) con un salario base de 1.000€ añadidos al mínimo legal.

$$Salarios_{2022} = Sueldo\ mínimo + 1.000\ € \quad (23)$$

Además, se simplifica el cálculo del consumo auxiliar base fijándose en 120.000€ (valor normal para una planta de estas características).

Para el cálculo de la amortización se ha supuesto que el valor de mercado de las turbinas está en los 25M€. Así, pueden amortizarse anualmente y de manera lineal a partir de la siguiente fórmula:

$$A\&D_i = \frac{BV\ Turbinas}{Vida\ útil\ planta} \quad (24)$$

Con el EBIT calculado puede utilizarse la *Ecuación 18* para conseguir el flujo de caja libre necesario en la valoración. La última variable por considerar sería el Capex. A modo de simplificación, en este modelo se considera que la renovación de equipos de la planta supone, de inicio, un desembolso de 200.000€. Se trata de una cifra estimada teniendo en cuenta los altos costes de las materias primas que existen en la actualidad. Se asume también que el Capex crece a lo largo de los años guiado por los índices de inflación considerados.

Así, mediante las proyecciones y estimaciones realizadas, se llega a un valor de EBIT y FCF que varía a lo largo de los años de la siguiente manera:

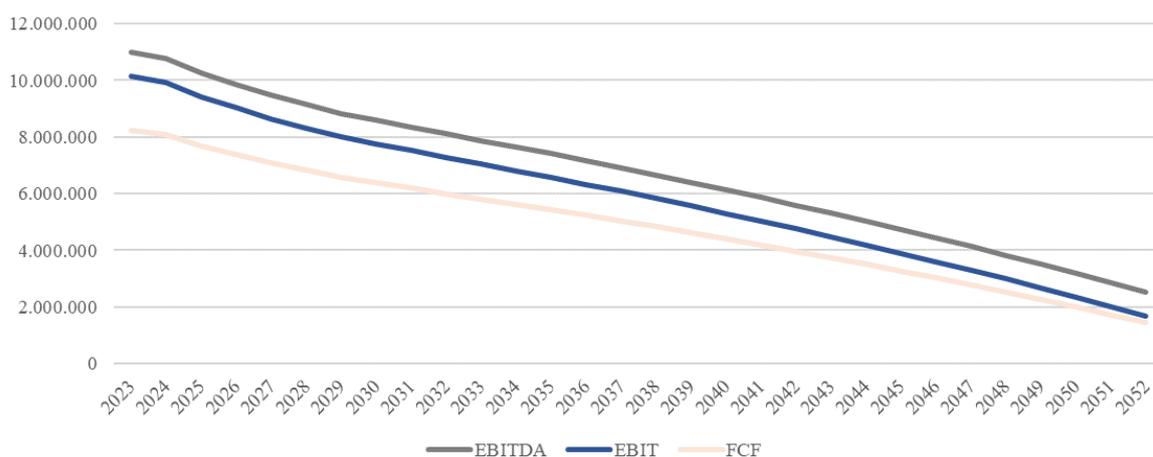


Gráfico 12: Evolución del EBITDA, EBIT y FCF proyectados
Fuente: Elaboración propia

El progresivo decrecimiento de EBITDA y EBIT tiene cierta lógica si se considera que el auge de las renovables provocará un descenso en los precios del pool. Este efecto implica,

a su vez, una menor demanda de gas y una disminución de su precio con lo que la caída de la rentabilidad no es demasiado inclinada. Se espera que cuando el mercado de renovables madure se produzca una estabilización de los precios tanto del mercado eléctrico como del mercado del gas.

6.4. Valoración

La valoración se realiza utilizando la Ecuación 1 que se recuerda a continuación:

$$PV = \sum_{i=1}^n \frac{FCF_i}{(1+r)^i} \quad (1)$$

El valor del activo será el valor actual de los flujos de caja calculados descontados a una tasa de retorno esperada. En este caso práctico se ha supuesto que la rentabilidad requerida por el inversor es un 20% al tratarse de una inversión directa que implica cierto riesgo.

Con todo, el valor del activo obtenido para el activo propuesto ascendería a 34.929.943€.

V. Activo	34.929.943 €
Múltiplo EBITDA	6x

El múltiplo EBITDA planteado ha sido calculado con los datos de 2022. Este dato aporta al modelo cierta viabilidad. Siendo el mercado eléctrico una industria madura, se esperaría encontrar transacciones con múltiplos EBITDA que no superasen lo 10x. En este sentido, parece que el modelo de valoración planteado tiene potencial para mostrar el valor real de un activo térmico de ciclo combinado.

Como se verá en el capítulo de conclusión, resultaría necesario comparar esta valoración con otras operaciones comparables o con múltiplos del sector. Para ello, es preciso analizar los drivers de la industria y crear una plantilla para poder identificar activos similares y comparar sus rendimientos.

Asimismo, también se recomienda estudiar diferentes escenarios de precios en las proyecciones para alcanzar una horquilla entre la que podría estar el valor real de un activo de estas características. Nuevamente, se propone el análisis de precios de mercado para la proyección de ingresos y costes como una continuación de este trabajo.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Con todo, se considera que el valor obtenido con el modelo propuesto no está exento de validez y que a través del proceso de cálculo de flujos de caja propuesto se puede alcanzar un alto grado de detalle en la valoración.

7. Horizonte del Gas Natural en España

En el *Capítulo 2* se comentaba brevemente como existen unos horizontes de descarbonización a nivel europeo y nacional. Así, se estudiaba como Europa se encuentra inmersa en un proceso de descarbonización en el que espera reducir en un 55% las emisiones contaminantes con la vista puesta en 2030 para llegar a la neutralidad climática en 2050. Este hecho hace que la tecnología térmica utilizada hoy en día tenga fecha de caducidad.

En el siguiente capítulo se propone un estudio de la regulación que tendrán que afrontar las plantas térmicas en el medio y largo plazo. Asimismo, se analizan las alternativas de desarrollo de cogeneraciones y ciclos combinados para, finalmente, estudiar cómo adaptar el modelo propuesto a la hibridación de la tecnología térmica.

7.1. Horizontes Regulatorios

Como ya se ha comentado anteriormente, la regulación del mercado energético está marcada por dos horizontes temporales: 2030 y 2050. Estos dos hitos forman parte de un proceso que pretende acabar con las emisiones de CO₂.

Estos objetivos tendrán un fuerte impacto sobre la generación eléctrica basada en el gas natural: primero, por el encarecimiento de los derechos de emisión de CO₂ (EUAs) y segundo, por la limitación del consumo de gas.

A continuación, se propone ahondar en el estudio de los horizontes temporales señalados y su efecto sobre los activos térmicos.

i. Horizonte 2030

La buena disposición climática española para la generación de energías renovables ha provocado que los objetivos de descarbonización propuestos sean más drásticos que a nivel europeo. Así, mientras que Europa pretende que el 32% de la energía consumida provenga de fuentes renovables, España ambiciona un 72%⁴⁵. Así, se espera que España alcance una capacidad instalada de 60GW eólicos y 37GW solares.

El fortalecimiento de la producción eléctrica renovable limita el espacio de las centrales de gas natural en el mix eléctrico español. Se espera que en 2030 los activos térmicos disminuyan su actividad por la electrificación de procesos industriales (cogeneraciones) y la

⁴⁵ MITECO (2021)

falta de competitividad de los precios del gas y CO₂. Por ello, estas tecnologías estarían relegadas a participar en los servicios de ajuste de la red y entrar en el mercado spot residualmente. Se incrementa, de esta manera el hueco térmico entre el coste de oportunidad de las tecnologías renovables y el de las centrales térmicas.

Adicionalmente, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)⁴⁶ establece una serie de medidas para la reducción del consumo de gas natural en 2030. Se requerirá, por tanto, un aumento en la eficiencia energética de un 32,5%.

ii. Horizonte 2050

El hito de 2030 constituye la primera parada del proceso de neutralidad climática que se pretende alcanzar en 2050. De esta manera, el objetivo reside en obtener emisiones netas nulas, esto es, que las emisiones de gases de efecto invernadero sean iguales o inferiores que la cantidad de gases absorbida por la atmósfera. Este compromiso forma parte del Acuerdo de París y su fin es el de frenar el aumento de la temperatura global.

Pese a aún no existe una legislación establecida sobre las limitaciones del gas natural, se espera que la producción eléctrica térmica sea realizada por medios altamente eficientes. Además, se utilizará el gas natural para energizar procesos industriales metalúrgicos de difícil electrificación por medio de calderas verdes. Las tecnologías térmicas al uso pasan de esta manera a un nivel muy acotado, mientras que la generación eléctrica será 100% renovable⁴⁷.

Por otro lado, la Comisión Europea pretende suplir el hueco energético dejado por las tecnologías térmicas mediante el fomento de las redes de interconexión eléctrica entre diferentes países, así como la implantación y el desarrollo de baterías eléctricas.

7.2. Desarrollo de la Tecnología Térmica: Hidrógeno Verde

Ante la situación descrita anteriormente, el futuro de los ciclos combinados no parece demasiado halagüeño. No obstante, conviene reseñar que el proceso de descarbonización en el que se encuentra imbuida Europa no puede llevarse a cabo de una manera drástica. Así, la limitación del uso del gas natural no implica su eliminación inmediata, aunque la tendencia sea decreciente. De hecho, el coste de combustibles fósiles como el gas natural continúa siendo un driver importante en los modelos de predicción de precios del mercado spot⁴⁸.

⁴⁶ MITECO (2021)

⁴⁷ Comisión Europea (2020)

⁴⁸ M. Ventosa, et al (2003)

A pesar de que el gas natural aún cuenta con algunos años de vida, conviene comenzar a explorar nuevas alternativas. La más relevante, por su viabilidad técnica, es la de desarrollar un combustible sostenible: el hidrógeno verde.

Se considera hidrógeno verde a aquel producido mediante un proceso de hidrólisis energizado mediante fuentes de energía renovable. Durante la hidrólisis se separan las moléculas de hidrógeno de las de agua. Así, se adquiere un combustible que podría sustituir al gas natural en un horizonte temporal no muy lejano.

Actualmente, ya se está comenzando a mezclar el hidrógeno con el gas natural para comprobar su rendimiento energético en ciclos combinados. El objetivo consiste en adaptar la tecnología paulatinamente para terminar retirando por completo los combustibles fósiles. Así, España ya cuenta con un proyecto piloto: el ciclo combinado de Amorebieta. Se trata de una planta de 200MW de potencia instalada adaptada para la producción de energía mediante la combustión de hidrógeno⁴⁹.

En el proceso de adaptación hacia un modelo de ciclo combinado 100% renovable, la mezcla de hidrógeno y gas natural garantiza un aumento de la eficiencia energética manteniendo los mismos estándares de generación. Además, su adaptabilidad permite ajustar la proporción de hidrógeno en la mezcla según la disponibilidad de energía renovable para la producción de este nuevo combustible.

No obstante, la incorporación del hidrógeno al combustible de un ciclo combinado también tiene su dificultad a nivel técnico. La combustión del hidrógeno es diferente a la del gas natural lo cual, en grandes proporciones de hidrógeno, requiere la adaptación de ciertos equipos y sistemas tradicionales⁵⁰. Asimismo, la infraestructura requerida para su almacenamiento, transporte y suministro supone una gran inversión.

El futuro de la tecnología térmica pasa por un proceso de hibridación en el que el gas natural sea sustituido por el hidrógeno verde. Sin embargo, no parece que esta adaptación vaya a realizarse rápidamente debido a la gran inversión en infraestructura de transporte y almacenamiento necesaria, así como por los altos precios del hidrógeno actuales. Se trata, por tanto, de una tecnología incipiente que tenderá a expandirse y desarrollarse en los próximos años gracias al gran interés internacional.

⁴⁹ R. Roca (2020)

⁵⁰ A. K. Mohamed, et al (2020)

7.3. Adaptación del Modelo de Valoración

El modelo presentado anteriormente podría perder valor al considerar los horizontes de descarbonización planteados por Europa. Sin embargo, la posibilidad de sustituir el gas natural por un combustible sostenible como es el hidrógeno hace que este método continúe siendo útil en el sector.

La tecnología de generación, transporte y desarrollo del hidrógeno tenderá a desarrollarse e implantarse a lo largo de los próximos 20 años. Esto hace que resulte necesario adaptar el modelo estudiado a los cambios que una planta de ciclo combinado pueda sufrir. Así, podría dividirse la proyección de FCF del modelo en tres fases diferentes.

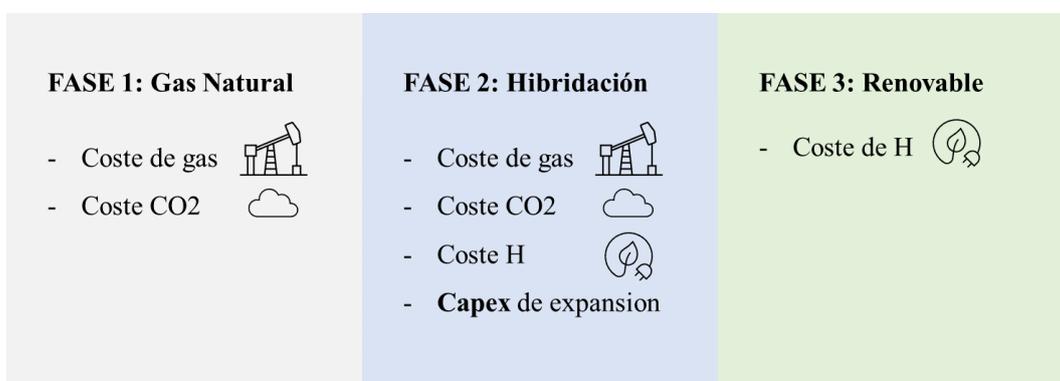


Ilustración 111: Propuesta de fases para el modelo de valoración
Fuente: Elaboración propia

Fase 1: Gas Natural

En esta fase no es necesario realizar ningún cambio estructural al modelo. Se continúa, por tanto, simulando el proceso de casación en los mercados eléctricos con las proyecciones de precios y costes realizadas.

Fase 2: Hibridación

En esta segunda fase se considera que el combustible utilizado es una mezcla entre CO2 y gas natural. La inversión en la adaptación de los equipos es necesaria, lo que supone un Capex de expansión. Además, es necesario contemplar el coste del hidrógeno además del del gas y CO2 para realizar la simulación del proceso de casación.

Fase 3: Ciclo Combinado Renewable

Se ha cumplimentado la inversión en equipos para adaptar la planta al uso de hidrógeno verde como combustible. Desaparecen los costes del gas natural y los derechos de emisión de CO2 y se recuperan los niveles de Capex de operación.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

A través de la introducción de estas fases en el modelo de valoración es posible adaptar su funcionamiento al proceso de hibridación que se dispone a iniciar el sector en los próximos años. Pese a la introducción de nuevos costes, la base del modelo continúa siendo la misma: simulación del proceso de casación y obtención de resultados operativos.

8. Conclusiones de proyecto

A lo largo de este trabajo se ha desarrollado un modelo de valoración para activos de generación eléctrica de tipo ciclo combinado. Esta propuesta de valor intenta anticiparse a la gran actividad transaccional que se espera en el sector para los próximos años con motivo del auge de las tecnologías renovables. Así, la disponibilidad de una herramienta capaz de reflejar con precisión los flujos de caja que puede generar un activo de estas características puede suponer un factor diferencial a la hora de llegar al valor real de dicho activo.

Con este objetivo, se ha realizado un breve estudio a cerca de la situación de la industria eléctrica con el fin de identificar las tecnologías con mayor potencial del panorama actual. Mediante del análisis DAFO elaborado es posible argumentar como la generación eólica y solar fotovoltaica están llamadas a monopolizar la oferta eléctrica del mercado mayorista. No obstante, la generación térmica de gas natural seguirá resultando indispensable para la red por su gran capacidad de generación y respuesta.

En virtud de lo expuesto, se elabora un modelo de valoración basado en la metodología back test. Este modelo refleja el comportamiento económico en los mercados eléctricos de un ciclo combinado para, de esta manera, alcanzar unos flujos de caja, proyectarlos en el futuro y llegar a un valor presente de los mismos mediante una tasa de descuento (DCF).

Con todo, en este capítulo de conclusión se propone analizar las ventajas e inconvenientes del modelo. Seguidamente, se analizarán los resultados obtenidos en el caso práctico elaborado y se discutirá la viabilidad práctica del modelo. Finalmente, se realizarán algunas líneas de desarrollo del trabajo con el objetivo de ampliar y mejorar el modelo diseñado.

8.1. Sobre el modelo teórico: logros del proyecto

La introducción de la metodología back test para la obtención de los flujos de caja de un activo térmico parece haber sido una decisión acertada. Se considera que la simulación del proceso de casación en los mercados eléctricos es una manera fiel de reflejar la operativa de un ciclo combinado. Este proceso tiene, a su vez, la ventaja de poder introducir diferentes escenarios de precios de mercado y analizar el peso de cada uno de los drivers que afectan al activo (coste del gas, precios del mercado spot, precios del CO₂, etc.).

Se considera que el valor de este modelo proviene de este proceso: replicar cómo se hubiera operado en los diferentes mercados eléctricos dependiendo del precio ofertado por

los servicios y de los costes operativos asociados a los mismos. Una valoración DCF simple basada en proyecciones de ventas no es suficiente debido a la alta complejidad del mercado eléctrico.

No obstante, existe un mercado eléctrico de gran valor económico que no ha podido ser modelado en esta tecnología: restricciones técnicas. El hecho de que se trate de un mercado de tipo “pay as bid” cuyos precios dependan de la zona de regulación hace muy complicada su introducción en un modelo back test. Así, la principal desventaja de proceso de valoración planteado es que está diseñado para mercados eléctricos marginalistas.

Por otro lado, el descuento de flujos de caja es un método de valoración ampliamente extendido y de gran validez. Conceptualmente se trata del tipo de valoración más preciso: el precio del activo será el valor que éste es capaz de generar. Sin embargo, requiere también una labor quirúrgica en las proyecciones realizadas. La realización de buenas estimaciones en precios del mercado eléctrico y costes resulta primordial en este modelo y tiene una gran influencia sobre la valoración final.

Esta excesiva dependencia puede suponer una desventaja en los modelos de valoración DCF, aunque en este especialmente. La actual volatilidad del mercado eléctrico ha provocado que sea extremadamente difícil prever la deriva de los precios en el corto plazo. Además, la amplia oferta de tecnologías renovables provoca que la generación se encuentre sujeta a variables meteorológicas de difícil proyección. Todo ello, hace que las estimaciones realizadas carezcan de la validez deseada y resten valor al modelo elaborado.

A pesar de las objeciones realizadas al tipo de modelo y al tipo de valoración, es posible argumentar que el modelo de valoración presentado posee potencial para su implantación en la práctica. La posibilidad de replicar el comportamiento económico de una planta de ciclo combinado en diferentes mercados eléctricos es, sin duda, la única manera de reflejar el resultado operativo del activo. Existen evidencias para pensar que las valoraciones de activos térmicos estarán basadas en este tipo de metodología.

8.2. Sobre el caso práctico

Si bien, el caso práctico realizado sirve de hoja de ruta para la utilización del modelo, es posible recoger ahora algunas de las impresiones obtenidas en aras de aplicar el modelo a un activo térmico real.

En primer lugar, conviene mencionar el gran peso que tienen los servicios de ajuste sobre los ingresos obtenidos. Así, se hace evidente los supuestos empleados anteriormente: los activos térmicos de gas natural son una tecnología marginalista que sirve de muleta a la red eléctrica.

Sobre la valoración en sí, es preciso comentar como el resultado obtenido debe ser el resultado de la consideración de diversos escenarios de precios y costes. Esto permite estimar el valor del activo dentro de un rango que abarque todas las posibilidades del mercado.

Asimismo, con el fin de obtener una valoración contrastada, es necesario comparar la valoración realizada con operaciones similares que se hayan realizado en el sector. No obstante, no es sencillo realizar una valoración por comparables en el sector eléctrico ya que normalmente no hay suficiente información pública a cerca de las cifras de la transacción.

Con todo, es posible apreciar como la valoración realizada parece no andar desencaminada. Esto puede argumentarse analizando el múltiplo EBITDA obtenido (5x). Se trata de una cifra razonable para un sector maduro como es el energético. Además, las horas totales casadas no resultan excesivas considerando que se trata de una tecnología marginal que actúa como soporte de la red eléctrica.

Así, el modelo de valoración diseñado no solo está diseñado con una metodología acertada para el sector, sino que tiene un alto potencial para alcanzar el valor real de un activo térmico si las proyecciones de costes y precios se realizan con precisión.

Por último, es preciso incidir en que la tecnología térmica de gas natural tiene fecha de caducidad. No obstante, la continuidad del método de generación mediante el hidrógeno verde garantiza la supervivencia de los ciclos combinados. Asimismo, el modelo podría adaptarse al uso de este combustible sin ninguna dificultad.

8.3. Propuesta de continuidad

A lo largo de este proyecto se ha ido aludiendo a posibles líneas de desarrollo del análisis realizado. A continuación, se proponen algunas de ellas con el objetivo de implementarse en el futuro.

En primer lugar, resulta lógico proponer el diseño de modelos de valoración de activos eólicos y fotovoltaicos. La misma metodología aplicada al modelo de valoración de activos térmicos podría aplicarse a estas dos tecnologías llamadas a ser protagonistas en la generación eléctrica de los próximos años.

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Además, sería de gran utilidad la realización de un estudio acerca de cómo afecta el precio de los diferentes drivers en el margen operativo de un activo térmico. En este sentido, se propone aplicar el modelo bajo diversos escenarios para los precios de los mercados eléctricos y costes de gas y CO₂ para comprobar cuál es el peso de cada variable y las correlaciones existentes entre ellas.

Por otro lado, en aras de adaptar el modelo al uso del hidrógeno verde como combustible, sería necesaria la realización de un estudio acerca de la inversión necesaria para adaptar las plantas para la utilización de hidrógeno (equipos, turbinas, calderas, etc.). De esta forma se obtendría el Capex de expansión requerido para la aplicación del modelo.

Adicionalmente, existe un trabajo paralelo al modelo de valoración y que sería complementario al mismo. Se trata de realizar un modelo para la proyección de precios del mercado eléctrico en función de variables macroeconómicas y del sector. Este tipo de modelos puede ser vital en los próximos años y ser una gran aportación para invertir o no en activos energéticos.

9. Referencias

Antonio Colmenar Santos, D. B. (2015). Generación Distribuida, Autoconsumo y Redes Inteligentes. Madrid: UNED.

Área Tecnología. (2022). EFICIENCIA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA. Recuperado de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/eficiencia-hidroelectrica.html>.

Arús, A. (3 de Agosto de 2022). Distribución porcentual de la generación de energía eléctrica en España en 2021, por tipo. Statista. Recuperado de <https://es.statista.com/estadisticas/993747/porcentaje-de-la-produccion-de-energia-electrica-por-fuentes-energeticas-en-espana/>.

Asociación Empresarial Eólica. (2022). Anuario Eólico 2022. Madrid: AEE.

Cambio Energético. (2019). ENERGÍA SOLAR TÉRMICA: ¿MERECE LA PENA?. Recuperado de <https://www.cambioenergetico.com/blog/energia-solar-vs-termica/#:~:text=Eficiencia%3A%20Los%20equipos%20de%20energ%C3%ADa,dif%C3%ADcilmente%20supera%20el%2020%25>.

Casado, R. (2023, 14 de febrero). Título del artículo. Expansión. Recuperado de <https://www.expansion.com/empresas/2023/02/14/63ea71d9468aeb75178b45ee.html>

Comisión Europea. (2020). Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe. [Página web]. Recuperado de https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/hydrogen_es

Comisión Europea. (2021). Study on the use of hydrogen as a fuel in gas grids. [Página web]. Recuperado de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_in_gas_grids.pdf

Comisión Europea. (2022, 8 de junio). Press Corner: European Commission puts forward a strategy to secure the EU's critical raw materials for the green and digital transitions [Comunicado de prensa]. Recuperado de https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131

Consejo de la Unión Europea. (s.f.). Fit for 55: El plan de la UE para una transición verde [Página web]. Recuperado de <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#what>

De Miguel, B., & Abril, G. (2022, 1 de enero). La Comisión Europea reconoce la energía nuclear como verde al menos hasta 2045. El País. Recuperado de <https://elpais.com/economia/2022-01-01/la-comision-europea-reconoce-la-energia-nuclear-como-verde-al-menos-hasta-2045.html>

Dutta, V., & Lahiri, D. (2015). Valuing Energy Assets: Discounted Cash Flow (DCF) Approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48, 832-846. doi: 10.1016/j.rser.2015.04.062

Endesa. (2021, 17 de diciembre). Energía hidráulica [Página web]. Recuperado de <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-hidraulica#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20hidr%C3%A1ulica%20es%20un,corrientes%20o%20saltos%20de%20agua>.

Endesa. (2022, 2 de agosto). Conoce la energía eólica: sus ventajas, qué es y cómo funciona [Página web]. Recuperado de <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-eolica#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20utiliza%20la,para%20crear%20el%20voltaje%20el%C3%A9ctrico>.

Enel X Corporate. (s.f.). ¿Qué son los sistemas de cogeneración? [Página web]. Recuperado de <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/what-are-cogeneration-systems#:~:text=La%20cogeneraci%C3%B3n%20es%20un%20sistema,dos%20fuentes%20de%20producci%C3%B3n%20separadas>.

Energética Futura. (s.f.). ¿Cuánta energía se puede sacar del viento? Límite de Betz [Blog]. Recuperado de <https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-sacar-del-viento-limite-de-betz/#:~:text=Una%20turbina%20e%C3%B3lica%20puede%20convertir,viento%20que%20incide%20sobre%20ella>.

ESIOS. (2023, 23 de mayo). Mercados y Precios [Página web]. Recuperado de <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios?date=23-05-2023>

Fermanian, J.-D., & Scaillet, O. (2005). A Review of Backtesting Methodologies for Credit Risk Models. *Journal of Risk*, 8(2), 1-41.

Foro Nuclear. (s.f.). Energía nuclear en España [Página web]. Recuperado de <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana/#:~:text=Genera%20cada%20a%C3%B1o%20entre%2055.000,todos%20los%20d%C3%ADas%20del%20a%C3%B1o.>

Foro Nuclear. (2021). Resultados Nucleares de 2021 y Perspectivas de Futuro. Madrid: Foro de la industria Nuclear Española.

G. Bolinches, C., & Martínez, C. (2022, 18 de Agosto). Las eléctricas disparan el ciclo combinado en pleno tope al gas y en un verano de temperaturas extremas. *El Diario*. Recuperado de https://www.eldiario.es/economia/electricas-disparan-ciclo-combinado-pleno-tope-gas-verano-temperaturas-extremas_1_9252171.html#:~:text=En%20concreto%2C%20apunta%20que%20su,del%20mismo%20periodo%20de%202022.

Gobierno de España. (2022). Versión inicial del 7º Plan General de Residuos Radiactivos. Madrid: Gobierno de España.

Gana Energía. (s.f.). ¿Qué son los derechos de emisión de CO2? [Página web]. Recuperado de <https://ganaenergia.com/blog/que-son-derechos-emision-co2/#:~:text=Entonces%2C%20%20%BFqu%C3%A9%20son%20los%20derechos,instalaciones%20y%2030%20operadores%20a%C3%A9reos.>

Iberdrola. (s.f.). ¿Qué es la energía fotovoltaica? [Página web]. Recuperado de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>

IDEAragón. (s.f.). Centrales de ciclo combinado [Página web]. Recuperado de <https://idearagon.aragon.es/atlas/Aragon/info/actividades-economicas/industria-energia-y-minas/centrales-de-ciclo-combinado>

Intercontinental Exchange (ICE). (s.f.). EUA Futures Data [Página web]. Recuperado de <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=5474737&span=1>

Valoración de Activos Térmicos de Gas Natural

Luis Vargas, J. H. (2020). *Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables*. Santiago de Chile: Editorial Universitaria.

Patiño, M. A. (2017, 10 de diciembre). La vida de las centrales nucleares se ampliará hasta los 60 años y 40 para Gas Natural. *Expansión*. Recuperado de <https://www.expansion.com/empresas/energia/2017/12/10/5a2d7029ca4741d6478b45ff.html>

MIBGAS. (s.f.). MIBGAS Spot [Página web]. Recuperado de <https://www.mibgas.es/es/mainmenu/mibgas-spot?menu=1&parent=8>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2021). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. [Página web]. Recuperado de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-ministerio-para-la-transicion-ecologica-y-el-reto-demografico-miteco-publica-el-proyecto-de-plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-/tcm:30-536046>

Mohamed, A.K., & Wang, H. (2020). Hydrogen Blending in Gas Turbines: A Review on the Impact on Gas Turbine Performance and Emissions. *Energies*, 13(9), 2230. DOI: 10.3390/en13092230

Naturgy. (2022). Ciclos combinados. Recuperado de https://www.naturgy.com/conocenos/actividad_y_energias/electricidad/ciclos_combinados#:~:text=Los%20ciclos%20combinados%20son%20la,emisi%C3%B3n%20de%20los%20ciclos%20combinados.

Red Eléctrica. (2021). Informe del Sistema Eléctrico 2021 [Archivo PDF]. Recuperado de https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2022-08/InformeSistemaElectrico_2021.pdf

Red Eléctrica. (s.f.). Estructura de generación [Página web]. Recuperado de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

Red Eléctrica. (s.f.). Operación del sistema eléctrico [Página web]. Recuperado de <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>

Renovables Verdes. (s.f.). Vida útil de la tecnología para producción de energía [Página web]. Recuperado de <https://www.renovablesverdes.com/vida-util-de-la-tecnologia-para-produccion-de->

