



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

**ANÁLISIS DESDE EL PUNTO DE VISTA
ECONÓMICO-FINANCIERO DE UNA
CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN CON
CAPTURA DE CO₂**

Autor: Lara González González
Director: Agustín Moliner de Palacio

Madrid
Mayo, 2014

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO DE DOCUMENTACIÓN

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Lara González González, como alumna de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra *Proyecto Fin de Carrera: Análisis desde un punto de vista económico-financiero de una central térmica de carbón con captura de CO₂*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

- (b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .
- (c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.¹
- (d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.²

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

- a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).
- d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

¹ En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

- (c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

² En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- a) Deberes del repositorio Institucional:
 - La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
 - La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
 - La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:
 - retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.



Madrid, a 28 de Mayo de2014

ACEPTA

Fdo.....

Proyecto realizado por la alumna:

Lara González González

Fdo:

Fecha: 28 /Mayo /2014

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

D. Agustín Moliner de Proyecto

Fdo:

Fecha: 28 /Mayo /2014

VºBº del Coordinador de proyectos

D. Fernando de Cuadra

Fdo:

Fecha: 28 /Mayo /2014

Universidad Pontificia de Comillas



Ingeniería Industrial

Proyecto Fin de Carrera

Análisis desde un punto de vista económico-financiero de una
central térmica de carbón con captura de CO₂

Autor: Lara González González

Director: Agustín Moliner de Palacio

Madrid, Mayo 2014

ANÁLISIS DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONÓMICO-FINANCIERO DE UNA CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN CON CAPTURA DE CO₂.

Autor: González González, Lara.

Director: Moliner de Palacio, Agustín.

Entidad Colaboradora: Endesa Generación S.A.

RESUMEN DEL PROYECTO

A. *Introducción*

El objetivo del presente proyecto es analizar el posible interés económico para desarrollar una planta de carbón con captura de CO₂ en España.

El sistema eléctrico español cuenta hoy en día con una sobrecapacidad instalada, principalmente por una caída (no previsible hace unos años) de la demanda. A medida que la economía nacional se recupere, es razonable pensar que la demanda volverá a crecer y será necesario instalar nueva potencia de hueco térmico (ciclos de gas, centrales de carbón). Dado que el periodo medio de permitting de una central de carbón se puede estimar en unos 6 años y añadiendo 3 años más de construcción de la central es necesario anticiparse lo máximo posible a las necesidades de nueva capacidad. Por esto mismo se ha decidido estudiar el caso en un horizonte temporal que empieza en 2023. Asimismo, dado que el reciente desarrollo de nueva capacidad se ha basado en centrales de gas, el análisis de una central de carbón con captura supone un cambio radical en el modo de afrontar dicha tarea.

El primer objetivo de este proyecto será indicar en qué horizonte temporal es necesario desarrollar nueva capacidad. El segundo, y principal, es saber si la construcción de una planta de carbón con captura es viable económico-financieramente.

Para ello se van a evaluar una serie de indicadores de rentabilidad, comúnmente empleados para la toma de decisiones, (VAN, TIR) teniendo en cuenta diferentes escenarios macroeconómicos, regulativos y de desarrollo tecnológico.

En cuanto al estado de la técnica, en este proyecto se presentan las tres técnicas principales de captura de CO₂: precombustión, postcombustión y oxycombustión. En el caso particular de este proyecto, la captura se realizaría por medio de la oxycombustión. Los datos técnicos de la central de captura, transporte y almacenamiento que se van a emplear son los de una central tipo.

B. Metodología

Para alcanzar el primer objetivo se va a utilizar un modelo de simulación del mercado eléctrico español que permite estimar los parámetros básicos a futuro del mercado en general. La fecha de entrada de nueva capacidad variará en función de los escenarios macroeconómicos y regulativos que se consideren.

A continuación, y en base a información pública, se va a parametrizar una planta estándar de carbón con captura que se va a introducir en el modelo de planificación, para poder estimar su funcionamiento en el mercado. Esto se realiza en el software PLEXOS, un optimizador del mercado eléctrico. Su función es modelar y optimizar a corto, medio y largo plazo el sistema eléctrico español. Con esta herramienta, el resultado más importante que se obtiene es el precio de la energía eléctrica en el horizonte temporal de este estudio.

Para poder estimar la rentabilidad de esta planta, se va a construir un modelo financiero que se va a alimentar con los resultados del modelo de simulación de mercado.

Después del análisis del Caso Base de la central de captura en comparación con una central de carbón convencional, se realiza un análisis de sensibilidad en cuanto al precio de *commodities* y otro en cuanto a planes de capacidad que pudieran afectar a la rentabilidad del proyecto.

C. Resultados y conclusiones

Tras analizar el Caso Base, se han obtenido resultados negativos en cuanto a la rentabilidad del proyecto, es decir, el Valor Actual Neto es negativo y los flujos de caja son decrecientes e incluso negativos, a partir de 2028. En la

Tabla 1 se muestran los resultados del Caso Base, y como se puede apreciar, el VAN es muy negativo, lo que ratifica la no rentabilidad del proyecto en este caso. El proyecto sería rentable a partir de un precio medio de 221.05 EUR/MWh, lo que no es aceptable, dado que es 231% mayor que el precio previsto en el caso de la central de carbón convencional.

	PROMEDIO	VAN [M EUR]
Breakeven Point	221,05	0,00
Pool Price CCS	190,54	-245,98
Pool Price CT Conv	95,88	-1029,73

Tabla 1. Comparativa VAN Caso Base

El posterior análisis de sensibilidad tenía como objeto encontrar algún escenario factible en el que esta tecnología fuera competitiva y pudiera entrar a formar parte del mix energético. Tanto en el análisis de sensibilidad de precios de *commodities* como en el relativo a planes de capacidad, los resultados muestran cómo el precio de cualquier escenario es inferior al de la central de CCS.

Para las tecnologías renovables se ha establecido un sistema de primas y subvenciones para favorecer su desarrollo tecnológico y para que su presencia en el mix energético aumente. Para poder llevar a cabo el proyecto de la central de captura, es necesario un sistema similar, que colabore con una generación sostenible y no contaminante y que apoye la presencia de tecnologías basadas en el carbón a la hora de la formación del precio del pool. Esto es, un sistema que cubriera la diferencia de precios entre una central convencional y una central de captura y almacenamiento de CO2 para que el VAN fuera 0 y el proyecto fuera rentable y económicamente viable.

Para dimensionar este sistema de primas se ha calculado en la *Tabla 2* la diferencia de precios entre los que se obtendría con una central convencional y los que debería tener la central de captura para que comenzara a ser rentable. Esta diferencia de precios es la que debería de cubrir el sistema necesario para que la inversión en esta tecnología fuera rentable.

[EUR/MWh]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Breakeven Point	205,87	208,12	215,75	213,27	225,76	229,79	235,11	240,33
Pool Price CT Conv	89,01	89,98	93,28	92,21	97,61	99,35	101,65	103,91
Diferencia	116,9	118,1	122,5	121,1	128,2	130,4	133,5	136,4
Ingresos diferencia[kEUR]	242	245	254	251	265	270	276	282

Tabla 2. Diferencia precios Breakeven Point vs CT Conv

Por otro lado se han calculado los ingresos por energía de la diferencia obtenida en la *Tabla 2* de manera que se puede calcular el VAN de las primas requeridas para suplir esa falta de ingresos. Además se ha asumido una vida útil de la central de captura que se extiende hasta 2040, para que el valor obtenido se aproxime a la realidad si se llevara a cabo esta instalación.

VAN primas [M EUR]	1383
VAN inversión [M EUR]	628
Diferencia VAN [M EUR]	755

Tabla 3. Resultados VAN finales

En la *Tabla 3* se recogen los diferentes resultados del VAN. Para poder llevar a cabo este proyecto se necesita un sistema de primas cuyo VAN es de 1383 millones de euros, de los cuales 628 se destinan únicamente a la inversión para la instalación, de modo que el VAN resultante del sistema de primas sería de 755 millones de euros. Se trata de una cantidad muy elevada, y que hoy por hoy, no es posible.

Aunque se tuviera en cuenta el proyecto NER 300, que podría asumir parte de esta subvención requerida, se trata de un programa en el cuál se comparten las primas entre todos los participantes, de modo que aunque se vendieran los 300 millones de derechos de emisión, tampoco se podría asumir como única fuente de primas, ya que en ningún caso este programa favorecería únicamente a un solo proyecto.

Como conclusión final, se podría decir que en un principio esta tecnología no es rentable a no ser que se implante un sistema de subvenciones público que subsane la diferencia entre los precios de la central de captura y el precio del pool estándar, de manera que esta tecnología limpia fuera capaz de entrar en el mix energético y se cubrieran los altos costes de la instalación de captura.

Para futuros estudios, queda abierta una línea de investigación hacia un análisis exhaustivo de costes y a mejorar los márgenes de manera que se pudiera rentabilizar la inversión. También se podría analizar la instalación de esta central de CCS en una central de ciclo combinado, ya que se trata de la tecnología de expansión que está en alza ahora mismo, como se ha comprobado en el análisis de sensibilidad de los planes de capacidad.

ECONOMIC ANALYSIS OF A THERMAL POWER PLANT COAL FIRED WITH CARBON DIOXIDE CAPTURE

A. Introduction

The aim of the present project is to analyse the economic interest of developing coal fired power plant with carbon dioxide capture.

The electrical Spanish system possesses nowadays an installed overcapacity, principally due to a fall (not predictable a few years ago) of the demand. As the national economy recovers, it is reasonable to think that the demand will turn to grow and to be necessary to install new power of thermal hollow (gas cycles, coal power plants).

As the average period of permitting of a coal power plant can be estimated in approximately 6 years and adding 3 more years of construction of the plant, it is necessary to anticipate to the needs of new capacity. Because of that, it has been decided to study a temporary horizon that begins in 2023. Additionally, as the recent development of new capacity has been based on gas plants, the analysis of a coal plant with capture supposes a radical change in the way of confronting the above mentioned task.

The first aim of this project will be to indicate in what temporary horizon it is necessary to develop new capacity. The second one, and principal, is to know if the construction of a coal plant with capture is viable economically financially.

To evaluate the project profitability economic indicators, such as VNA, will be used in order to make a decision about the installation of the power plant. Additionally, thanks to the scenarios method, another situations will be considered, as different macroeconomic values, regulative risks and technological development.

As for the State of the art, this project presents the three main techniques of CO₂ capture: pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion. In the particular case of this project, the capture would be done through oxy-combustion. The technical data of

the central of capture, transport and storage that are to be used are those of a typical power plant.

B. Methodology

To achieve the first objective, you will use a simulation model of the Spanish electricity market that allows to estimate basic parameters to future of the market in general. The date of entry of new capacity will vary depending on the macroeconomic and regulatory scenarios considered.

Below, and based on public information, is it going to parameterize a standard coal plant with capture which is to be introduced in the planning model, to be able to estimate its performance in the market. This is done with PLEXOS software, an optimizer of the electricity market. Its function is to model and optimize the Spanish electrical system to short, medium and long term. With this tool, the most important result obtained is the price of electric energy in the temporary horizon of this study.

To be able to estimate the profitability of this plant, a financial model will be built fed by the results of the simulation model of market.

After the analysis of the Base case from capture power plant, compared with standard coal plant, a sensitivity analysis will be done, first in terms of the price of commodities and another regarding plans of capacity that might affect the profitability of the project.

C. Results and conclusions

After analyzing the Base case, negative results in terms of the profitability of the project, have been obtained i.e., the VNA is negative and cash flows are diminishing and even negative, from 2028.

Table 1 shows the results of the Base case, and as it is exposed, the VNA is very negative, which ratifies the not-profitability of the project in this case. The project

would be cost-effective from a average price 221.05 EUR/MWh, which is not acceptable, since it is 231% higher than the price predicted for the case of conventional coal power plant.

EUR/MWh	AVERAGE PRICE	VNA [M EUR]
Breakeven Point	221,05	0,00
Pool Price CCS	190,54	-245,98
Pool Price CT Conv	95,88	-1029,73

Table 1. Comparison CCS and Standard Coal Power plant

Further sensitivity analysis was meant to find a feasible scenario in which this technology was competitive and could take part of the energy mix. The sensitivity analysis of commodity prices and also capacity plan's analysis, show as results how the price of any scenario is lower than CCS's price.

As with renewable technologies, it has been established a system of grants and subsidies to promote their development, as technology and as part of generator park and in order to increase its presence in it It is necessary a similar system of grants if we want to promote a non-polluting and sustainable energy based in coal., i.e., that cover the difference in price between a conventional plant and a capture and storage of CO₂ plant so that the VNA was 0 and the project was cost-effective and economically viable.

To scale this system of grants in table 2 it has been calculated the difference in between the price if the power generation was based on a conventional power plant and the price of the capture plant so that it began to be profitable. This difference in price should be covered by the system in order to make the investment in this technology profitable.

[EUR/MWh]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Breakeven Point	205,87	208,12	215,75	213,27	225,76	229,79	235,11	240,33
Pool Price CT Conv	89,01	89,98	93,28	92,21	97,61	99,35	101,65	103,91
Price difference	116,9	118,1	122,5	121,1	128,2	130,4	133,5	136,4
Difference's earnings[kEUR]	242	245	254	251	265	270	276	282

Table 2. Difference CCS and Standard Coal Power plant

In addition, in

Table 2 are shown the revenues by power difference obtained so that you can calculate the required grants to compensate for the lack of income. Also it has been assumed a life of central capture until 2040, so the retrieved value is closer to reality if this installation will take place.

Grants VNA[M EUR]	1383
Investment VNA[M EUR]	628
VNA difference [M EUR]	755

Table 3. VNA analysis

Table 3 shows the different outcomes of the VNA. To carry out this project it is necessary a system of grants whose VAN is 1383 million euros, of which 628 are intended only to investment for the installation, so the VAN resulting from the system of grants would be 755 million euros. It's a very high quantity, and that day to day, it is not feasible.

Although NER 300 program, which could take part of this grant required, it is a program in which share subsidies among all participants, so that although the 300 million emission rights are sold, could not assume as the sole source of money, since in no case this program would benefit only to a single project.

As a final conclusion, initially this technology is not cost effective unless you implant a public system of subsidies which remedy the difference between capture station prices and the price of the standard pool, so this clean technology would be able to enter into the energy mix, and the high costs of the installation of capture will be filled.

For future studies, it remains open to a line of research towards a thorough analysis of costs and improve margins so that they could make profitable investment. Also the installation of this CCS plant with a combined cycle plant, could analyze since it is the technology of expansion that is on the rise right now, as it has been proven in the sensitivity analysis of capacity plans.

Universidad Pontificia de Comillas



Ingeniería Industrial

Proyecto Fin de Carrera

Análisis desde un punto de vista económico-financiero de una
central térmica de carbón con captura de CO₂

Autor: Lara González González

Director: Agustín Moliner de Palacio

Madrid, Mayo 2014

*A mi director de proyecto, Agustín Moliner,
por darme la oportunidad de colaborar con él y
por su apoyo y ayuda a lo largo de este año.
A mis padres y hermana, por acompañarme siempre.*

Lara González González

Índice General

Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1. Motivación del proyecto.....	3
1.2. Objetivos del proyecto.....	5
1.3. Metodología de trabajo.....	6
1.4. Recursos y herramientas empleadas: PLEXOS.....	8
1.4.1. Modelado del sistema.....	11
1.4.2. Propiedades de la simulación.....	12
1.4.3. Regiones.....	14
1.4.4. Emisiones.....	15
1.4.5. Combustibles.....	15
1.4.6. Compañías.....	15
1.4.7. Archivos de datos.....	16
Capítulo 2. Estado de la cuestión.....	17
2.1. Consideraciones del MIBEL.....	19
2.1.1. Mercado diario.....	23
2.2. Consideraciones tecnológicas.....	28
2.2.1. Fase 1: Captura.....	29
2.2.2. Fase 2: Transporte.....	31
2.2.3. Fase 3: Almacenamiento.....	34
2.2.4. Situación actual de la tecnología CCS.....	36
2.3. Consideraciones regulatorias.....	38
2.3.1. NER 300.....	38
2.3.2. Mercado Europeo de Emisiones (EU ETS).....	39
Capítulo 3. Inputs Caso Base.....	47
3.1. Parametrización económica.....	49
3.1.1. Escenario macroeconómico: Caso Base.....	50
3.2. Parametrización del modelo: la central de CCS.....	59
3.2.1. Configuración en Serie.....	59
3.2.2. Configuración en Paralelo.....	61
3.2.3. Parametrización en PLEXOS.....	62
3.2.4. Carbón.....	66
3.2.5. Emisiones de CO ₂	67
3.3. Demanda de la energía eléctrica.....	68
3.3.1. Índice de cobertura.....	69
Capítulo 4. Outputs Caso Base.....	75
4.1. Outputs Caso Base con CCS.....	77
4.2. Outputs Caso Base sin CCS.....	79
4.3. Comparativa.....	81
4.3.1. Offer Price.....	81
4.3.2. Precio del Pool.....	82

4.3.3.	Conclusiones y análisis del viabilidad del Caso Base con CCS	82
Capítulo 5.	Escenarios alternativos: Inputs y outputs	91
5.1.	Introducción	93
5.2.	Sensibilidades sobre los precios de <i>commodities</i>	94
5.3.	Sensibilidades sobre planes de capacidad	99
5.3.1.	Planes de capacidad referidos a fotovoltaica.....	99
5.3.2.	Otros planes de capacidad	101
Capítulo 6.	Conclusiones	109
Capítulo 7.	Bibliografía.....	113
Capítulo 8.	Anexo I: Resultados del análisis de sensibilidad de precios de <i>commodities</i>.....	117
8.1.	Descripción y resultados	119
Capítulo 9.	Anexo II: Resultados del análisis de sensibilidad de planes de nueva capacidad.....	123
9.1.	Descripción y resultados	125
Capítulo 10.	Anexo III : Guía de usuario de PLEXOS	129
10.1.	System	131
10.2.	Production.....	133
10.2.1.	Generators.....	133
10.2.2.	Fuels	136
10.3.	Transmission.....	137
10.3.1.	Region.....	137
10.3.2.	Nodes	139
10.4.	Financial.....	140
10.4.1.	Companies.....	140
10.5.	Generic	141
10.5.1.	Constraints	141
10.6.	Data	143
10.6.1.	Data files.....	143
10.6.2.	Escalator	143
10.6.3.	Variables.....	143
10.6.4.	Timeslices	144
10.7.	Simulation	145
10.7.1.	Simulation	145
10.7.2.	Properties	146
10.7.3.	Field list	147
10.7.4.	LT Plan, MT Schedule and ST Schedule	147
10.7.5.	Settings.....	149

Índice de gráficas

Gráfica 1. Capacidad de captura y almacenamiento	36
Gráfica 2. Posición de las instalaciones en función del Cap de emisiones	44
Gráfica 3. Curva de predicción de precios del CO2 2013-2030.....	45
Gráfica 4. Precio medio del pool: Caso Base sin CCS	52
Gráfica 5. Curva de predicción de precios del CO2 2013-2030.....	53
Gráfica 6. Curva de predicción de precios del carbón 2013-2030 [\$]	54
Gráfica 7. Curva de predicción de precios del carbón 2013-2030 [EUR].....	54
Gráfica 8. Curva de predicción de precios del gas 2013-2030	55
Gráfica 9. Curva de precios de carbón y emisiones asociadas 2013-2030.....	55
Gráfica 10. Curva de precios de gas y emisiones asociadas 2013-2030.....	56
Gráfica 11. Comparativa GAS/CARBÓN 2013-2030	56
Gráfica 12. Comparativa GAS/CARBÓN 2013-2085	58
Gráfica 13. Previsión cobertura de demanda (fuente CNE).....	72
Gráfica 15. Precio del pool Caso Base con CCS.....	78
Gráfica 16. Offer Price Caso Base CT Carbón Convencional.....	79
Gráfica 17. Precio del pool Caso Base sin CCS.....	80
Gráfica 18. Comparativa Offer Price Caso Base	81
Gráfica 19. Sensibilidad del VAN al aumento del precio del pool [EUR/MWh].....	90
Gráfica 20. Resumen de sensibilidades de commodities	97
Gráfica 21. Máximo y mínimo en sensibilidades de commodities	98
Gráfica 22. Factor de funcionamiento horario solar	100
Gráfica 23. Curva horaria 2030 sensibilidad FV	100
Gráfica 24. Evolución de precios medios anuales FV.....	101
Gráfica 25. Necesidades de nueva capacidad en caso de cierre de nucleares. .	104
Gráfica 26. Escenario Baja DEI.....	105
Gráfica 27 Escenario Alta DEI.....	106
Gráfica 28. Precio del pool del análisis de sensibilidad de capacidad.	108

Gráfica 29. Sensibilidades sobre gas y CO2.....	119
Gráfica 30. Sensibilidades sobre CO2	120
Gráfica 31. Sensibilidades sobre el carbón de importación.....	120
Gráfica 32. Sensibilidades en carbón nacional y de importación.....	121
Gráfica 33. Base Cierre Nuclear	125
Gráfica 34. Base X2.....	125
Gráfica 35. Base Alta DEI X2.....	126
Gráfica 36. Base Alta DEI	126
Gráfica 37. Base Baja DEI	126
Gráfica 38. Conservador Cierre Nuclear X2.....	127
Gráfica 39. Conservador Cierre Nuclear	127
Gráfica 40. Conservador Baja DEI.....	127
Gráfica 41. Uplift y Mark- Up en PLEXOS.....	137

Índice de figuras

Figura 1. Diagrama de flujo de las relaciones de entidades en PLEXOS	11
Figura 3. Organización del mercado eléctrico. Ref Javier Alonso.....	20
Figura 4. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad. Ref Javier Alonso.....	21
Figura 5. Cronograma de los mercados. Ref. Javier Alonso.....	21
Figura 6. Los mercados del día D-1. Ref. Javier Alonso.....	22
Figura 7. Los mercados del día D. Ref. Javier Alonso.....	22
Figura 8. Curva de oferta y demanda detallada.....	26
Figura 9. Fases de la tecnología CCS.....	28
Figura 10. Fases de CCS.....	29
Figura 11. Proceso de postcombustión	30
Figura 12. Proceso de precombustión.....	30
Figura 13. Proceso de oxycombustión	31
Figura 14. Recepción de CO ₂ tras el transporte,	33
Figura 15. Carguero de CO ₂ con 20000 m ³ de capacidad	34
Figura 16. Opciones de almacenamiento de CO ₂	35
Figura 17. Funcionamiento del mecanismo Cap&Trade.....	40
Figura 18. Determinación del precio de los derechos de emisión.....	41
Figura 19. Cálculo del precio del pool	49
Figura 20. Comparativa 2013- predicción Caso Base	50
Figura 21. Comparativa costes variables CARBÓN-CCGT	57
Figura 22. Configuración en serie CT CARBÓN - CCS	59
Figura 23. Configuración en paralelo CT CARBÓN – CCS	61
Figura 24. Propiedades de la central de CCS en PLEXOS	64
Figura 25. Parametrización de la central de CCS.....	65
Figura 26. Relaciones de la central de CCS en PLEXOS.....	65
Figura 27. Parametrización de combustibles de CCS en PLEXOS	66
Figura 28. Parametrización de las emisiones de CCS en PLEXOS.....	67

Figura 29. Curva de la demanda del día 25-04-2014	68
Figura 30. Cobertura de la demanda del día 25-04-2014.....	69
Figura 31. Margen de reserva con y sin carbón 2012-2020	73
Figura 32. Diagrama de flujo de PLEXOS.....	131
Figura 33. Unidades de PLEXOS.....	132
Figura 34. Pantalla de configuración del horizonte temporal	145
Figura 35. Pantalla de configuración de las propiedades de las soluciones	146
Figura 36. Pantalla de configuración para las soluciones.....	147
Figura 37. Fases de simulación de PLEXOS	148
Figura 38. Pantalla de configuración de la optimización.....	150
Figura 39. Pantalla de configuración del estocástico	151
Figura 40. Pantalla de configuración del simulador.....	152

Índice de tablas

Tabla 1. Fases del Mercado Europeo de Emisiones.	42
Tabla 2. Predicción de commodities 2023-2030.....	51
Tabla 3. Precio medio del pool: Caso Base sin CCS.....	52
Tabla 4. Tasa de emisiones de CO2 según tecnologías	53
Tabla 5. Disponibilidades de las centrales	59
Tabla 6. Resumen de funcionamiento en serie	60
Tabla 7. Resumen de funcionamiento en serie: Disponibilidad	60
Tabla 8. Resumen de funcionamiento en paralelo	61
Tabla 9. Resumen de funcionamiento en paralelo: Disponibilidad.....	62
Tabla 10. Input CCS en PLEXOS	62
Tabla 11. Datos técnicos Captura	63
Tabla 12. Datos técnicos Transporte.....	63
Tabla 13. Datos técnicos Almacenamiento	63
Tabla 14. Coeficientes de firmeza para el cálculo del índice de cobertura-margen de reserva.....	71
Tabla 15. Offer Price Caso Base con CCS.....	77
Tabla 16. Precio máximo, mínimo y promedio anual Caso Base con CCS [EUR/MWh].....	78
Tabla 17. Offer Price Caso Base CT Carbón Convencional	79
Tabla 18. Precio máximo, mínimo y promedio anual Caso Base sin CCS [EUR/MWh].....	80
Tabla 19. Comparativa Offer Price Caso Base.....	82
Tabla 20. Comparativa Precio del Pool Caso Base.....	82
Tabla 21. Análisis de viabilidad Caso Base CCS	83
Tabla 22. Análisis de costes sin CCS.....	86
Tabla 23. Análisis de flujos de caja sin CCS	86
Tabla 24. Análisis de costes con precio con CCS	88
Tabla 25. Análisis de flujos de caja con precio con CCS.....	88

Tabla 26. Sensibilidad del VAN al aumento del precio del pool [EUR/MWh]	89
Tabla 27. Sensibilidades sobre los precios de commodities.....	95
Tabla 28. Escenarios commodities Pool Price [EUR/MWh].....	96
Tabla 29. Inputs sensibilidad FV	99
Tabla 30. Precios medios anuales FV [EUR/MWh]	101
Tabla 31. Inputs sensibilidades sobre planes de capacidad.....	102
Tabla 32. Datos cierre de centrales nucleares	104
Tabla 33. Precio del pool del análisis de sensibilidad de capacidad.....	107
Tabla 34. Diferencia precios Breakeven Point vs CT Conv	111
Tabla 35. Resultados VAN finales.....	111

Capítulo 1. Introducción.

1.1. Motivación del proyecto.

El objetivo del presente proyecto es analizar el posible interés económico para desarrollar una planta de carbón con captura de CO₂ en España.

El sistema eléctrico español cuenta hoy en día con una sobrecapacidad instalada, principalmente por una caída (no previsible hace unos años) de la demanda. A medida que la economía nacional se recupere, es razonable pensar que la demanda volverá a crecer y será necesario instalar nueva potencia de hueco térmico (ciclos de gas, centrales de carbón). Dado que el periodo medio de *permitting* de una central de carbón se puede estimar en unos 6 años y añadiendo 3 años más de construcción de la central es necesario anticiparse lo máximo posible a las necesidades de nueva capacidad. Por esto mismo se ha decidido estudiar el caso en un horizonte temporal que empieza en 2023. Asimismo, dado que el reciente desarrollo de nueva capacidad se ha basado en centrales de gas, el análisis de una central de carbón con captura supone un cambio radical en el modo de afrontar dicha tarea.

A la problemática energética se le añade la necesidad de tomar conciencia respecto al cambio climático. En cuanto a esto, la Comisión Europea ha llevado a cabo numerosas iniciativas relacionadas con el cambio climático desde 1991, cuando se publicó por primera vez la estrategia de limitar las emisiones de dióxido de carbono y a aumentar la eficiencia energética. Esto incluye una directiva para promover la energía proveniente de energía renovable, el compromiso de los fabricantes de automóviles de reducir las emisiones de dióxido de carbono en un 25%.

La UE tiene un conjunto de normas jurídicas vinculantes que tienen como objetivo garantizar que se cumplan los ambiciosos objetivos climáticos y energéticos para 2020:

- Reducción del 20% en las emisiones de los gases de efecto invernadero respecto de los valores de 1990.
- Aumentar la penetración de las energías renovables a un 20% del total de la energía consumida.
- Mejora del 20% en la eficiencia energética de la UE.

Los objetivos '20-20-20' representan un acercamiento a una política de energía y sobre el clima cuyo objetivo es combatir el cambio climático, aumentar la seguridad energética de la UE y reforzar la competitividad.

La energía origina un 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea. De esto se desprende la determinación de luchar contra el cambio climático y el compromiso de reducir las emisiones internas en al menos un 20% de aquí al año 2020. El acuerdo fijaría como nuevo objetivo reducir las emisiones en un 30% respecto a las del 1990. Estos objetivos constituyen la piedra angular de la estrategia comunitaria para limitar el cambio climático. Además, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero supondrá usar menos energía y utilizar energía más limpia.

En cuanto a la eficiencia energética, la Unión Europea, en su plan de acción para la eficiencia energética (2007-2012) fijó como objetivo reducir el consumo de energía en un 20% de aquí al año 2020. Para alcanzar este objetivo se concretan en materia de ahorro de energía en el sector del transporte, el establecimiento de requisitos mínimos de eficiencia para los equipos que consumen energía, la concienciación de los consumidores de energía para un comportamiento racional y eficiente y la mejora de la eficiencia en la producción, transporte y distribución de calor y de electricidad, así como el desarrollo de tecnologías y para la eficiencia energética de los edificios.

Con respecto a las energías renovables (energía eólica, solar y fotovoltaica, biomasa y biocarburantes, calor geotérmico y bombas de calor), su utilización contribuye a limitar el cambio climático. Para una mayor penetración de las renovables, la UE ha adoptado, en su programa de trabajo al respecto, el objetivo vinculante de aumentar la presencia de las energías renovables en el mix energético a un 20% de aquí a 2020. Para conseguir llevar a cabo este objetivo, es necesario que se produzcan avances en los tres sectores que afectan directamente a las renovables: la electricidad, (aumentar la producción de electricidad a partir de energías renovables, y autorizar la producción de electricidad sostenible a partir de combustibles fósiles , gracias en particular al establecimiento de sistemas de captura y almacenamiento de CO₂); los biocarburantes que deberán representar un 10% de los combustibles destinados a los vehículos; y, por último los sistemas de refrigeración y calefacción.

1.2. Objetivos del proyecto

El primer objetivo de este proyecto será indicar en qué horizonte temporal es necesario desarrollar nueva capacidad. El segundo, y principal, es saber si la construcción de una planta de carbón con captura es viable económico-financieramente.

Para ello se van a evaluar una serie de indicadores de rentabilidad, comúnmente empleados para la toma de decisiones, (VAN, TIR) teniendo en cuenta diferentes escenarios macroeconómicos, regulativos y de desarrollo tecnológico.

1.3. Metodología de trabajo

Para alcanzar el primer objetivo se va a utilizar un modelo de simulación del mercado eléctrico español que permite estimar los parámetros básicos a futuro del mercado en general. La fecha de entrada de nueva capacidad variará en función de los escenarios macroeconómicos y regulatorios que se consideren.

A continuación, y en base a información pública, se va a parametrizar una planta estándar de carbón con captura que se va a introducir en el modelo de planificación, para poder estimar su funcionamiento en el mercado.

Para poder estimar la rentabilidad de esta planta, se va a construir un modelo financiero que se va a alimentar con los resultados del modelo de simulación de mercado.

Dado que este tipo de centrales permiten, por una parte, reducir significativamente las emisiones de CO₂ (con el consiguiente ahorro económico), y por otra parte, requieren de mayores inversiones y son menos eficientes que las convencionales, a priori resulta difícil prever las conclusiones del proyecto. Por este motivo se ha diseñado el siguiente plan de trabajo.

Para llevar a cabo el primer objetivo, será necesario tener en cuenta los siguientes pasos previos:

- Formación en la herramienta de planificación a largo plazo realizado con el software PLEXOS. Es necesario conocer cómo está configurado el programa y cómo funciona, cómo se parametrizó el parque generador completo y cuáles son los valores de entrada para ello.
- Primeras estimaciones de fechas de necesidad de nueva capacidad, porque conociendo cuáles son las fechas de entrada de nuevos grupos en las centrales seremos capaces de cumplir la demanda de electricidad prevista.

Para llevar a cabo el segundo objetivo, habrá que tener en cuenta que la entrada de la central de carbón con captura afecta al modelo de planificación.

- Introducción de la central de carbón con captura en el modelo de planificación. Con la parametrización de la central, ya se puede incluir en el modelo que simula en el parque generador completo, de manera que podremos obtener la previsión para esta tecnología en el horizonte planteado.

- Desarrollo del modelo financiero de la central. Al precio final de la energía también le afectan parámetros macroeconómicos como el WACC, los tipos de cambio, además de los costes de operación y mantenimiento, los costes de combustible, los impuestos.
- Ajuste de la parametrización del modelo financiero con los resultados del modelo de planificación y viceversa.
- Cálculo de rentabilidades en los diferentes escenarios.

1.4. Recursos y herramientas empleadas: PLEXOS

La herramienta que se va a emplear en este proyecto es PLEXOS, un optimizador del mercado eléctrico. Su función es modelar y optimizar a corto, medio y largo plazo el sistema eléctrico español.

El software PLEXOS desarrollado y distribuido por Energy Exemplar Se trata de un software de modelado y simulación utilizado por los mercados de energía. Empleando programación matemática y técnicas de optimización estocástica, y combinándolas con las últimas técnicas de tratamiento de datos, proporciona un marco de trabajo robusto para los modelos de mercados de energía. PLEXOS incluye la demanda de los participantes del mercado, los inversores, los reguladores cumpliendo con un amplio rango de características que favorecen el uso sencillo de la interfaz del programa y una potente herramienta de simulación.

La finalidad es minimizar la función objetivo del coste esperado de la electricidad despachada vinculada a un número de restricciones. El modelo es también capaz de llevar a cabo la planificación a largo plazo de la expansión de capacidad instalada.

Además, este programa establece un buen equilibrio entre alcance, rigor matemático y precisión en la simulación.

PLEXOS realiza la optimización cronológica usando periodos de 30 minutos durante cada día para modelar el sistema eléctrico durante un periodo de tiempo determinado.

Sus áreas de aplicación son las siguientes:

- Análisis del mercado:
 - Estimación de precios.
 - Estimación de generación.
 - Elaboración de presupuestos.
- Modelado de la operación del sistema
 - Entrada de unidades de generación a corto plazo.
 - Presupuestos de combustibles.
 - Comercialización y gestión de riesgos.

- Planificación de recursos
 - Plan de expansión de capacidad.
 - Modelado de recursos hídricos.
 - Optimización de contratos.
- Integración de energías renovables
 - Producción detallada (periodos de 5 minutos) y estudios de transmisión.
 - Generación flexible y modelado de los servicios arancelarios.
- Distribución y redes inteligentes.
 - Modelado de la demanda
 - Análisis de inversiones

Para que el software pueda llevar a cabo la simulación es fundamental, en primer lugar proporcionarle todos los datos del sistema que se quiere simular, incluyendo datos técnicos de las centrales, commodities, datos de demanda y datos del hueco térmico, entre otros, y segundo establecer los parámetros de la simulación según la velocidad de cálculo que se desee, la precisión de los resultados y el horizonte temporal en el que se desee la simulación.

Después de introducir todos los valores de entrada necesarios para definir completamente el modelo, habrá que tener en cuenta las modificaciones para los escenarios que se considerarán.

Los parámetros de entrada en el programa se agrupan de la siguiente manera:

- Parque de generación. Se introducen todas las centrales una a una incluyendo todas sus características técnicas: puntos de funcionamiento, consumos específicos durante el funcionamiento y el arranque, costes variables y fijos, número de unidades, entre otras propiedades. Además el modelado de las centrales depende del tipo de tecnología: térmica, nuclear, renovable o de cogeneración.
- Combustibles. Cada una de las centrales utilizará un combustible, por lo tanto es necesario también modelarlo: se establecen el precio y los impuestos a lo largo del horizonte. Estos combustibles se asocian a las emisiones, y a los distintos generadores.

- Emisiones. Las emisiones de los combustibles se modelan únicamente como emisiones de CO₂ y para esto es necesario conocer los costes y la cantidad de las mismas.
- Demanda. Es necesario conocer la demanda de energía para que se pueda optimizar el modelo y establecer la producción y el coste para cada central, así como el precio de la energía.

En PLEXOS se modela también la transmisión del propio sistema, no solo de España, que es la situación que nos ocupa, sino también de sistemas externos (Portugal, Baleares, Francia y Marruecos). En este proyecto solo se modelará la península ibérica aislada como un único nodo.

La electricidad exportada e importada no se modelará directamente, se incluirá a la hora de elaborar los archivos de demanda.

En este modelo el horizonte de tiempo para la simulación será desde 2016 a 2030, de ahí surge la necesidad de crear un escenario futuro de precios de combustible y de las emisiones así como una estimación de la demanda futura. En el modelo también se tendrán en cuenta la degradación de las centrales, su cierre y las entradas de nuevas unidades de capacidad para cubrir la demanda.

Los archivos de las previsiones para el futuro se crean empleando datos de años anteriores que se obtienen de las bases de datos de Red Eléctrica Española (REE), del Operador del Mercado Eléctrico (OMEL), del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Mityc) y de la propia empresa, incluyendo también las previsiones internas de la compañía. Con estos datos se crean los archivos de generación eólica y solar, ya que estas tecnologías no están parametrizadas como centrales de la misma manera que el resto de plantas.

Además de esto, también se tendrán en cuenta las relaciones entre cada objeto que se incluya en el modelo, es decir, a cada combustible le corresponden unas emisiones, a cada generador se le asigna los combustibles que correspondan, y a su vez cada generador debe pertenecer a un nodo y este a una región, como se explica en la *Figura 1*:



Figura 1. Diagrama de flujo de las relaciones de entidades en PLEXOS

1.4.1. Modelado del sistema

Los datos de entrada para modelar los grupos generadores que se van a tener en cuenta son de tipo técnico y de tipo económico.

Las propiedades empleadas en este proyecto para simular los distintos tipos de grupos generadores son:

- Unidades y Máxima Capacidad: Para simular una central en PLEXOS es necesario establecer cuantas unidades generadoras posee y la capacidad de las mismas.
- Costes fijos y variables: Los costes variables son un factor clave en las ofertas del mercado diario de los grupos generadores, y los costes fijos son clave para las simulaciones en largo plazo, para poder establecer la rentabilidad de las plantas. Estos costes engloban los costes de operación y mantenimiento.
- Mínimo técnico: Es la potencia mínima a la que puede operar un grupo asegurando un funcionamiento estable.
- % de fallos, % de paradas y tiempo medio de reparación: Es necesario modelar las indisponibilidades de los grupos, ya sean por fallo repentino, por parada rutinaria de mantenimiento. Esto es importante porque durante el tiempo de reparación las centrales no producen energía y por lo tanto no entran en el mercado diario de casación.
- Rampas de subida y de bajada: Como los generadores no pueden cambiar instantáneamente de potencia, es necesario modelar con unas curvas.
- Mínimo tiempo de operación y mínimo tiempo para apagado: Cuando se pone en marcha un generador, debe cumplir un número mínimo de horas

produciendo y lo mismo ocurre una vez apagada una unidad, también tiene que cumplir un tiempo mínimo sin producir.

- Tiempos de arranque y consumo de combustible en el arranque: Los arranques de las unidades se modelan con tres valores (arranque en frío, en caliente y en caliente. Estos valores afectan a los costes de operación y mantenimiento.
- Mark-up: es un valor que se añade a los costes variables de las unidades para realizar las ofertas en el mercado, pero no afecta a los costes de generación. Sirve para simular el comportamiento real del mercado, ya que PLEXOS al ser un optimizador basa las ofertas de las unidades en sus costes variables y de arranques, lo que da el precio de mercado más bajo sin pérdidas para los grupos, pero en la realidad pueden ofertar por encima de ese precio, y estas ofertas dependen de las estrategias de las diferentes compañías. Con este sobrecoste se compensa las pérdidas de dinero al arrancar una central: en las horas valle se utiliza un Mark-up negativo para bajar el precio y después recuperarlo en las horas pico empleando un Mark-up positivo y subiendo el precio del pool.

Esta es la parte de la parametrización del parque generador como tal. También es necesario ajustar las variables que afectan a la parte del optimizador, esto es, qué error está permitido, qué precisión se exige en los cálculos,

1.4.2. Propiedades de la simulación

Al parametrizar la simulación, se ajustan las variables del modelo matemático. Las propiedades que se configurarán para el modelo de la central de carbón con captura serán las siguientes:

- Horizonte Temporal: Se ajusta la fecha de inicio y de finalización de la simulación. También se establece el número de 'steps', que determina el número de días/semanas/meses/ años que se quiere que sean simuladas desde la fecha fijada como inicio. En nuestro caso, nuestro horizonte tendrá una duración de 15 años.
- Report: Configurando esta propiedad se establece la lista de propiedades se desea que se muestren en el archivo de texto de la solución. También se decide qué tipo de datos se quiere que el simulador muestre como

solución, datos diarios, semanales o, mensuales. También se selecciona en qué formato tiene que salir la solución, que en nuestro caso será en XML, y así será compatible con Excel y se podrán tratar los datos.

- LT Plan, MT Schedule and ST Schedule: Son las fases de la simulación. Dentro de estas fases las propiedades más importantes que se ajustarán son:
 - Integer Solution: Se exige al programa que las soluciones que encuentre sean números enteros, por ejemplo, que el número de unidades construidas, o las decisiones de apagar o encender un generador.
 - Step Size: Sirve para dividir el horizonte temporal en periodos más cortos, de manera que los cálculos son más cortos, sacrificando en precisión.
 - Stochastic Samples: Se definen las muestras estocásticas, que en este caso serán independientes entre ellas.
- Stochastic Method: Mediante esta propiedad se definen cómo serán las variables aleatorias del problema de optimización (demanda, paradas de los generadores, producción hidráulica y eólica). El método estocástico elegido será el Monte Carlo, aunque se puede cambiar a Monte Carlo convergente.

La *Figura 2* muestra la secuencia de simulación que sigue el software a la hora de obtener el resultado óptimo del coste de la electricidad.

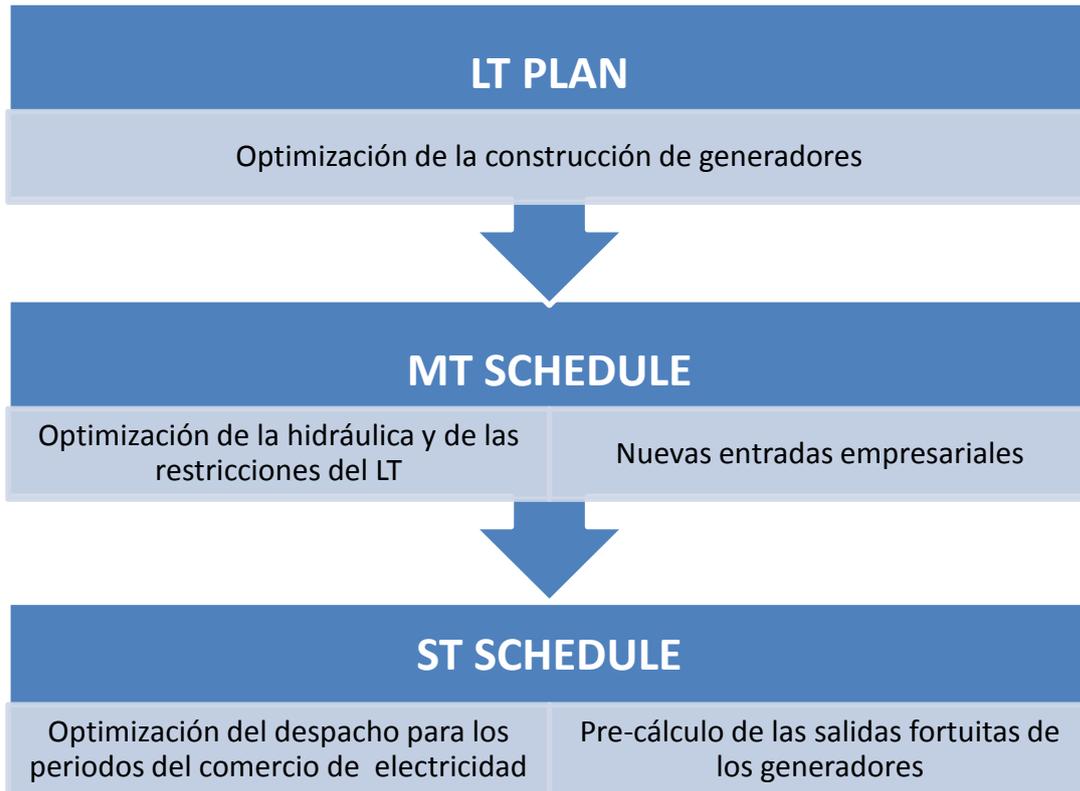


Figura 2. Secuencia de simulación de PLEXOS

1.4.3. Regiones

Con este objeto se define el área de transmisión al que pertenecen las líneas y nodos establecidos en la parametrización del sistema. Permite simular las interconexiones entre países, por ejemplo, o como sería lo más preciso, definir la interconexión entre la península Ibérica y las islas Baleares, pero en este proyecto se ha representado el sistema eléctrico español como una sola región y un nodo para simplificar el problema a optimizar y no es caso de este estudio.

Las principales propiedades que se estudian en la región

Al parametrizar la región se empleó las siguientes propiedades:

- **Uplift Enabled:** Esta propiedad activa el algoritmo que calcula el Uplift. Se trata de un sobrecoste que no existe realmente en el mercado eléctrico español, pero permite, como hace el Mark-Up, corregir la curva de precios de manera que se compensen las pérdidas por los arranques de las unidades.
- **Price Cap:** Limita el precio a partir del cual el generador no puede ofertar.

1.4.4. Emisiones

Las únicas emisiones contempladas en este proyecto son las emisiones de CO₂, es decir, no se han tenido en cuenta otras emisiones que están limitadas, como por ejemplo, NO_x, SO_x y partículas y que se considera que cumplen las centrales estudiadas en el modelo.

1.4.5. Combustibles

En este proyecto se definen diferentes categorías de combustibles, dependiendo del que emplee cada central, tanto en el arranque como en el funcionamiento.

Las categorías definidas son las siguientes: Domestic Coal, Coal API, Coal GICC, Distillate Gas, 2 Fuel Start, Oil y CCS. Dentro de estas se definieron cada uno de los combustibles necesarios para la modelización. Las propiedades que se han definido para los combustibles son:

- Precio e Impuestos: Con estas propiedades se simula el precio al que adquiere la central el combustible que lo alimenta. Por otro lado el impuesto se empleará para simular el coste de las emisiones que ese combustible produce.
- Tasa de consumo: Sirve para calcular la cantidad de emisiones, que PLEXOS, al estar asociando esta propiedad combustible con la emisión, lo calcula como este valor por el “Off take” (energía que consume) de cada combustible. El consumo de cada combustible se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Offtake} = \sum(\text{Generat})(\text{Offtake}) + \sum(\text{Generat Started})(\text{Start Fuel Offtake})$$

El consumo de cada generador, se calcula como función de los consumos establecidos (Heat Rate) y de la generación de ese generador con el combustible del que está siendo calculado el Off Take, si el generador emplea un solo combustible será la generación total.

1.4.6. Compañías

La modelización de las compañías es únicamente cualitativa. Al tener en cuenta esta propiedad se puede asociar cada una con sus centrales y el objetivo de definir las ha sido asociar cada una con los generadores que tiene en

propiedad, sin definir ninguna característica de las empresas, para poder ver los costes y los resultados para cada empresa y realizar un posible benchmarking entre ellas.

Además el hecho de que una central sea propiedad de una compañía es esencial en el caso de aplicar teoría de juegos a la resolución del problema, que no es objeto de este proyecto.

1.4.7. Archivos de datos

Para introducir los valores de cada una de las propiedades, dependiendo de qué tipo de datos sean, se pueden cargar en el programa directamente si es un valor único. En cambio si son un conjunto de datos, se adjunta como archivo al programa con formato .csv (por temas de compatibilidad con el software). Su estructura debe ser la misma con la que el programa interpretaría los datos si fueran valores únicos: las tres primeras columnas se corresponden con los años, meses y días que se van a simular. Esto se va a emplear para propiedades que se definan a partir de perfiles horarios, por ejemplo, la generación hora a hora del viento o de las diferentes cuencas hídricas. También se emplean estos archivos para la demanda, que también es de tipo horario y año a año de la simulación.

La creación de las bases de datos que serán los datos de entrada para el programa y para el posterior análisis de los resultados se va a emplear Microsoft Office Excel, una herramienta para el manejo de hojas de cálculo, creación de gráficas y tablas, tratamientos de datos y realización de cálculos.

Capítulo 2. Estado de la cuestión

El objetivo de este capítulo es explicar el funcionamiento del mercado eléctrico diario y el funcionamiento del programa PLEXOS empleado para simularlo.

2.1. Consideraciones del MIBEL

El mercado de la electricidad en España es un conjunto de mercados secuenciales en los que se intercambia electricidad en distintos plazos de tiempo. Se estructura en Mercado diario, Mercado intradiario, Mercados a plazo y Mercado de servicios de ajuste. También se integran en él los contratos bilaterales.

En el Mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del Mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos del horario oficial español (23 ó 25 en los días de cambio de hora oficial). También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los Mercados organizados a plazo.

El Mercado intradiario tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable.

El Mercado de servicios de ajuste incluye todos aquellos servicios que, teniendo carácter potestativo, los Operadores del Sistema consideren necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) constituyó una iniciativa conjunta de los Gobiernos de Portugal y España, representando un importante paso en la construcción del mercado interno de la electricidad.

Con la creación del MIBEL cualquier consumidor dentro de la península ibérica será capaz de adquirir energía eléctrica en un entorno de libre competencia a cualquier productor o comercializador que actúe.

Sus principales objetivos son:

- Beneficiar a los consumidores de electricidad de los dos países, a través del proceso de integración de los respectivos sistemas eléctricos.
- Favorecer el desarrollo del mercado de electricidad de ambos países, con la existencia de un precio de referencia único para toda la península ibérica.

- Permitir a todos los participantes el libre acceso al mercado, en condiciones de igualdad de derechos y obligaciones, transparencia y objetividad.
- Estructurar el funcionamiento del mercado con base en unos principios de transparencia, libre competencia, objetividad, liquidez, auto-financiación y una capacidad autónoma de organización.

La *Figura 3* muestra un resumen de la secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL).

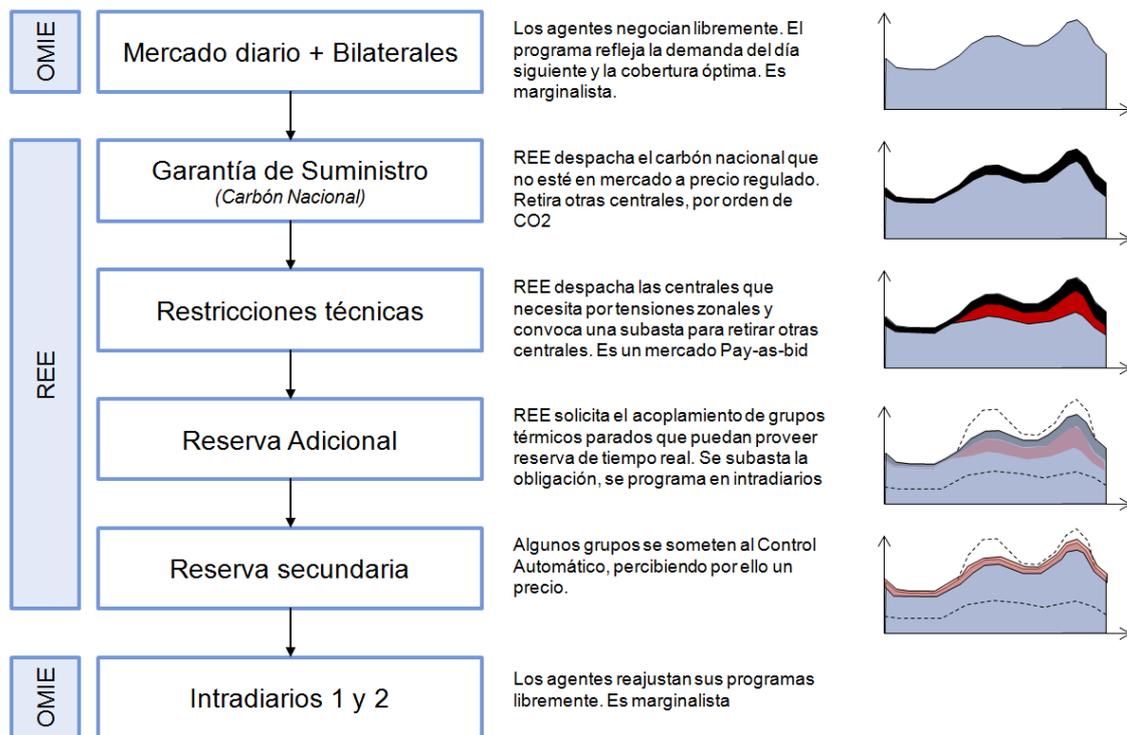


Figura 3. Organización del mercado eléctrico. Ref Javier Alonso

No se puede hablar de un mercado único de la electricidad para el MIBEL, sino que es más correcto hablar de una serie de mercados (físicos y financieros) interconectados entre sí. De todos ellos los más relevantes para la toma de una decisión de inversión son el diario y el de restricciones. La secuencia de mercados es la que se muestra en la *Figura 4*.

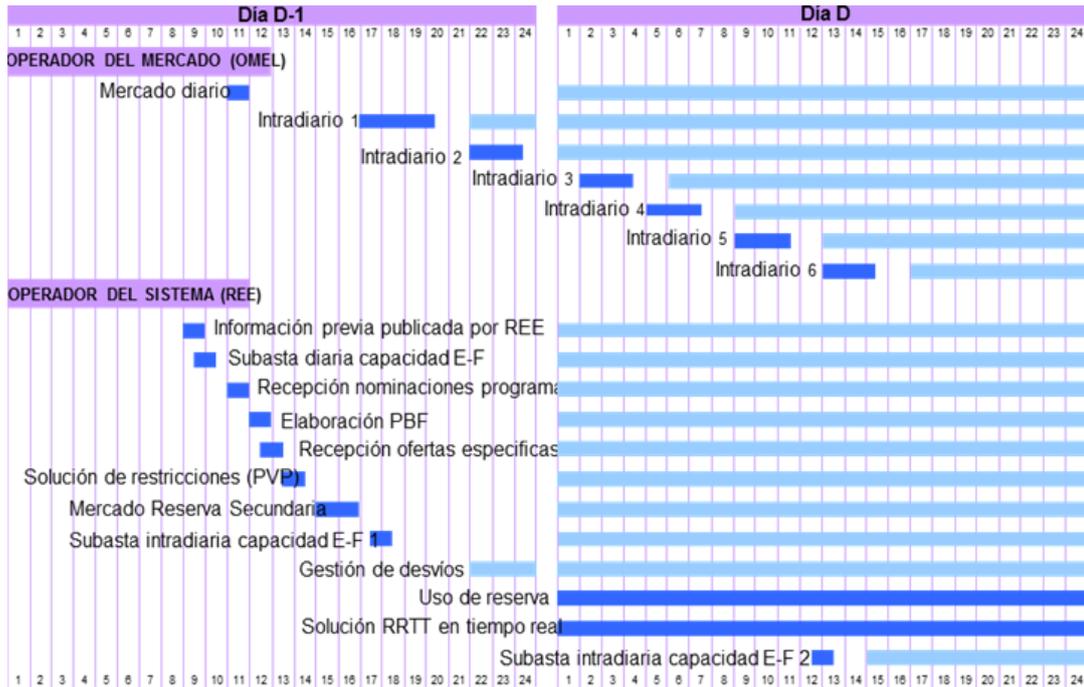


Figura 4. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad. Ref Javier Alonso

A continuación, en la *Figura 5* la secuencia del mercado diario y el intradiario.

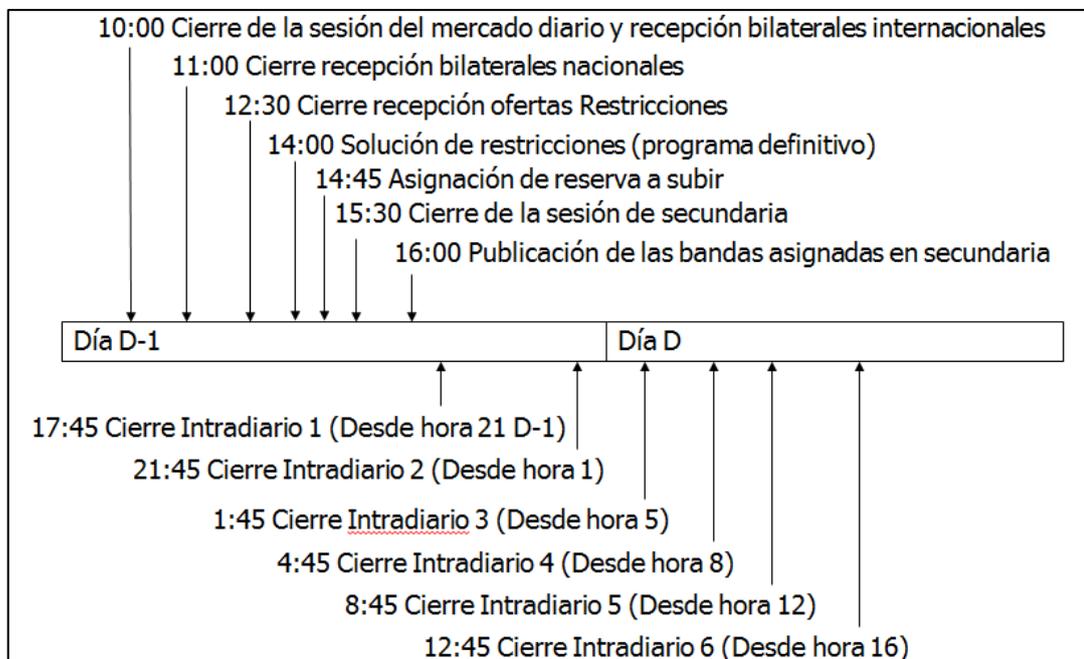


Figura 5. Cronograma de los mercados. Ref. Javier Alonso.

La *Figura 6* y *Figura 7* muestran la secuencia del mercado diario en el día D-1 y en el día D, respectivamente.

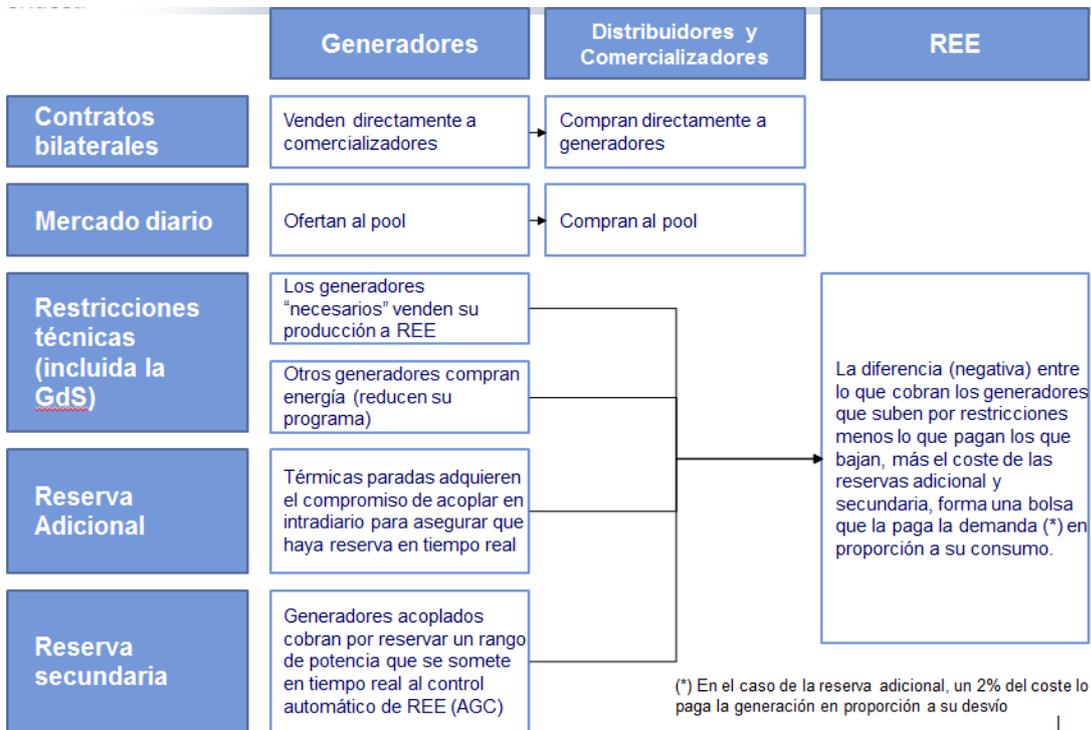


Figura 6. Los mercados del día D-1. Ref. Javier Alonso.

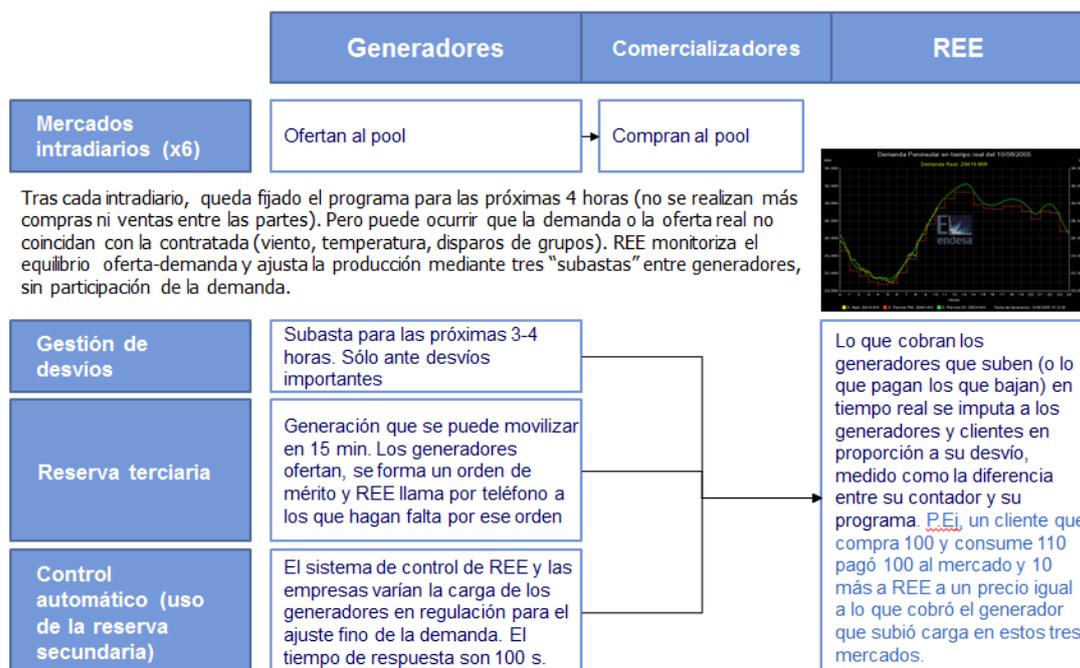


Figura 7. Los mercados del día D. Ref. Javier Alonso.

El software empleado en este proyecto simula el mercado eléctrico diario, ofreciendo información horaria tanto de precios así como de eficiencia, producción

y emisión de las centrales, para un horizonte de tiempo del 2023 al 2030. Por ello a continuación se explica en detalle el funcionamiento del mismo.

2.1.1. Mercado diario

El mercado diario es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones. En dicho mercado (organizado por OMIE) ofrecen su energía todas las unidades de producción disponibles y acuden principalmente como compradores los comercializadores de último recurso y comercializadores. Una vez celebrada la sesión del mercado diario el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte.

En España, los servicios de ajuste del sistema constan de: proceso de resolución de restricciones técnicas; la gestión de los desvíos; y los servicios complementarios, que engloban a su vez los asociados a la regulación frecuencia-potencia (reserva primaria, secundaria y terciaria) y el control de tensión de la red de transporte. La reserva primaria y el control de tensión en la actualidad, tienen carácter no retribuido, mientras que el resto de servicios, se retribuyen de acuerdo con mecanismos de mercado.

Para el caso de una central de carbón, con reducida capacidad de regulación, su principal fuente de ingresos proviene del mercado diario, por lo que este proyecto se centrará en su análisis. El modelo de planificación utilizado en este proyecto permite realizar simulaciones del mercado diario a largo plazo, incluso teniendo en cuenta posibles restricciones de red.

El mercado diario consiste en todas las transacciones de compra-venta de energía correspondiente a la producción y suministro del día siguiente. Su mecánica de funcionamiento se basa en:

- La presentación de ofertas de venta y compra de energía (por parte de los agentes distribuidores, comercializadores y consumidores calificados).
- Una vez recibidas las ofertas, que se realizan por cada una de las 24 horas del día siguiente, se realiza la casación, partiendo de la oferta de venta más barata hasta igualarla a la demanda.

Este sistema es un importante incentivo para reducir el precio de la electricidad, porque los generadores intentarán ofrecer su energía al precio más

bajo que puedan para asegurarse que sus centrales sean seleccionadas para funcionar.

En el que los distintos agentes pueden presentar ofertas de compra o venta de energía. Estas ofertas pueden ser simples o complejas. OMEL es la institución encargada de que la compra y venta de energía se realiza en condiciones de seguridad, objetividad y transparencia.

Veinticuatro horas antes de la entrega de energía se celebra este mercado diario, donde los agentes presentan las ofertas de compra y venta de energía. De este modo, OMEL puede construir las curvas de oferta (ordenando las ofertas de los vendedores de menor a mayor) y las de demanda (ordenando las ofertas de los compradores de mayor a menor). Del cruce de las curvas agregadas de oferta y demanda se obtiene el precio marginal de la energía para cada hora del día siguiente así como la energía casada. Todas las transacciones se liquidan a precio marginal, esto es, todos los generadores casados perciben un mismo precio por su energía, sin importar qué oferta se hizo en el día D-1.

La suma de los contratos bilaterales, el mercado a plazo y el programa resultante de la casación se debe aproximar a la realidad de la explotación.

Cada generador es responsable del programa de sus grupos. Si no consigue un programa factible en el mercado diario lo deberá arreglar en los interdiarios.

El programa casado utiliza al máximo las interconexiones internacionales.

El precio de oferta de cada generador refleja el coste de oportunidad al que se exponen: es decir, los costes que evita si no genera, por ejemplo, en los arranques; y los ingresos que percibiría a los que renuncia, por ejemplo, revender los derechos de emisiones de CO₂.

También es necesario diferenciar entre el coste variable y el coste de oportunidad. Cuando un generador compra combustible, si lo emplea al generar, se trata de un coste variable, mientras que si lo puede revender a un tercero, este coste de oportunidad del combustible, se debe incluir en el precio de oferta. Otro ejemplo muy claro para diferenciar entre estos dos tipos de costes es el de las centrales de bombeo. Su coste variable es 0, pero tiene costes de oportunidad, ya que si decide participar en el mix energético, consume agua y pierde la posibilidad de vender la energía en un momento en el que el precio de mercado sea más alto.

Como se ha comentado anteriormente, en la elaboración de la curva de oferta por parte de OMEL, se ordenan las centrales según sus costes oportunidad, esto es, las primeras centrales que entran en el mix energético son las nucleares y las hidráulicas fluyentes, cuyos costes fijos son muy altos pero cuyos costes de oportunidad son casi nulos. Por otro lado, en la parte alta de la curva se sitúan las hidráulicas regulables, debido a sus elevados costes de oportunidad..

En la curva de demanda, las ofertas dependen del consumidor, dependiendo de si se acogen a la Tarifa de Último Recurso, o participan directamente en el mercado liberalizado, Además la oferta depende de muchos factores, por ejemplo, varía en función de la estación, o de si es un día festivo o no, entre otros.

Los generadores recuperan los costes fijos mediante el margen de mercado, que es la diferencia entre el precio de casación de mercado y el precio de oferta del generador. Además se cobran los pagos por capacidad, que es un instrumento regulatorio empleado para incentivar la inversión y la disponibilidad de generación para cubrir la demanda en horas de punta de demanda del sistema a precios razonables.

Aparte, el precio de la energía está limitado de modo que el precio de casación nunca supere los 180 EUR/MWh. Cuando alcanza este valor, los pagos por capacidad aumentan para que se recuperen más fácilmente los costes fijos.

En el suministro de último recurso los consumidores participan en el mercado indirectamente, escogen un suministrador de último recurso que es el agente que estima la demanda de sus clientes y oferta en el mercado. Los participantes en el mercado liberalizado suelen hacerlo a través de un comercializador que ofrece unos precios más o menos fijos.

Los comercializadores de último recurso y muchos comercializadores suelen ofertar a 180 EUR/MWh, la razón de ofertar al precio máximo del mercado es asegurar que sus clientes tendrán la energía que demanden, luego no siempre pagan este precio, si no el que surja de la casación del mercado, otro tipo de consumidor es aquél que solo está dispuesto a comprar energía si su valor es menor a un valor fijo que ellos deciden, son estos consumidores los que adaptan su consumo al precio del mercado, un ejemplo de este tipo de consumidor son las centrales de bombeo, que solo están dispuestas a comprar la electricidad a precios bajos para luego venderla a precios elevados.

Como se observa en la *Figura 8*, en la curva de la demanda hay una serie de ofertas a precio máximo del mercado (de los CUR y los comercializadores) y otra parte variable de las centrales de bombeo y de los comercializadores de consumidores industriales que actúan en el mercado y son quienes fijan el precio, ya que solo consumen a ciertos precios de electricidad. Por otro lado también se observa en la figura como la curva de oferta es escalonada ya que los precios ofertados varían según el tipo de central. El precio de la energía eléctrica es el resultante del corte de la curva de venta casada (curva roja) y la de compra casada (curva amarilla).

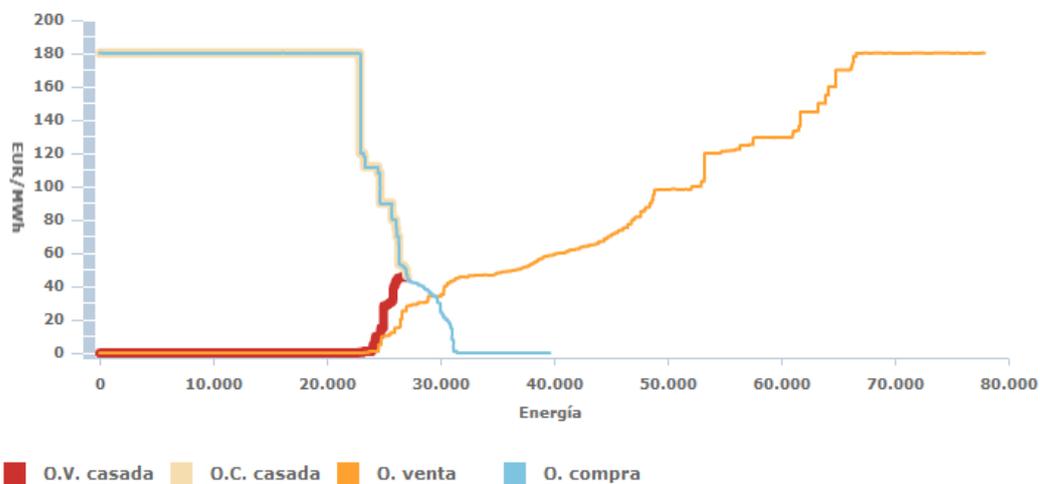


Figura 8. Curva de oferta y demanda detallada

Desde julio de 2007, el mercado español y Portugal son operados por OMEL de forma conjunta teniendo ambos el mismo precio de casación, el procedimiento es el descrito anteriormente, con la excepción de que en caso de saturarse la inter-conexión de España con Portugal, se dividen los mercados (market-splitting) y se realizan casaciones por separado obteniéndose un precio de mercado distinto para cada país teniendo en cuenta la energía que se puede transportar por la interconexión y que es pagada por el país que la recibe al precio de casación del país que la produce.

Como se ha explicado en la sección 1.4.2. Propiedades de PLEXOS, las regiones son determinantes a la hora de representar el parque generador de manera precisa. Para simular las interconexiones entre España y Francia, la Península Ibérica y las islas Canarias se debería representar cada una de ellas como una región (entidad de PLEXOS) separada y simular aparte los nodos y aplicar las relaciones adecuadamente. En este caso particular solo se ha

considerado la generación de España peninsular y la generación del resto de regiones se ha incorporado en la simulación como parte de las importaciones de energía eléctrica. Esta sería la manera de ser rigurosos, pero no es caso de estudio para este proyecto.

2.2. Consideraciones tecnológicas

La captura y el almacenamiento de CO₂ (en inglés “Carbon Capture and Storage”, o CCS) se plantea como la tecnología que va a colaborar para minimizar las emisiones provocadas por las plantas que utilizan combustible fósil y las provocadas por la industria pesada. La IEA (International Energy Agency) considera esta tecnología esencial para intentar frenar el aumento de la temperatura global.

Los proyectos CCS todavía están en fase piloto, es decir, todavía no existen plantas en fase comercial. El siguiente hito es probar su viabilidad económica y técnica en producción a gran escala.

Los pasos que comprenden la captura y el almacenamiento son los siguientes:

- Captura del CO₂ emitido por centrales eléctricas, plantas industriales, etc., incluyendo la transformación y compresión de los gases.
- Transporte del gas a un sumidero a través de tuberías.
- Almacenamiento del gas mediante inyección en:
 - Depósitos de petróleo o gas exhaustos.
 - Formaciones salinas.

Estas fases están representadas en la *Figura 9* de manera secuencial y en la *Figura 10* de manera gráfica.



Figura 9. Fases de la tecnología CCS

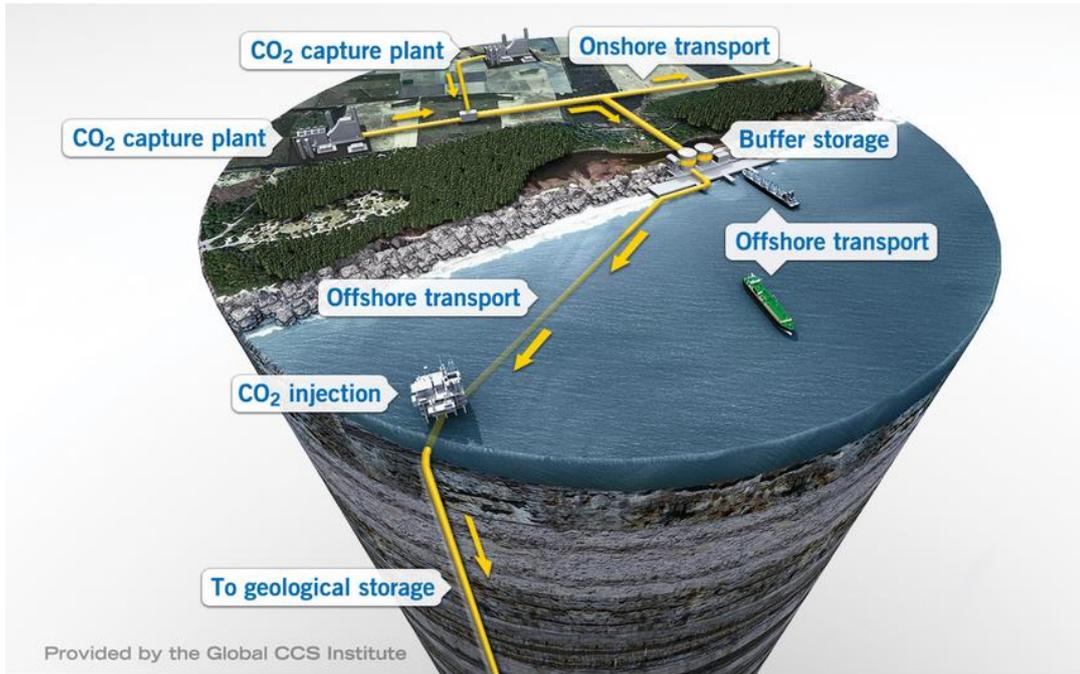


Figura 10. Fases de CCS

2.2.1. Fase 1: Captura

Existen tres alternativas básicas para la captura: la postcombustión, la precombustión y la oxycombustión.

A. Postcombustión

La captura postcombustión separa el CO₂ de los gases de escape del proceso de combustión. La extracción se realiza a baja presión con la ayuda de disolventes químicos, que son menos dependientes de la presión parcial del CO₂, que es baja en los gases de escape. Sin embargo, los disolventes químicos requieren más energía para regenerarse.

Como disolventes químicos se utilizan las aminas, que son los compuestos más desarrollados, aunque su contenido en oxígeno hace que tengan efectos corrosivos.

El proceso de postcombustión consiste en hacer pasar los gases de escape por una columna de absorción en la cual el disolvente químico reacciona con el dióxido de carbono y lo enlaza químicamente. Una vez enlazado el disolvente se lleva a otro compartimento donde se calienta para liberar el CO₂, y de ese modo también se regenera.

El proceso completo se describe en *Figura 11*.

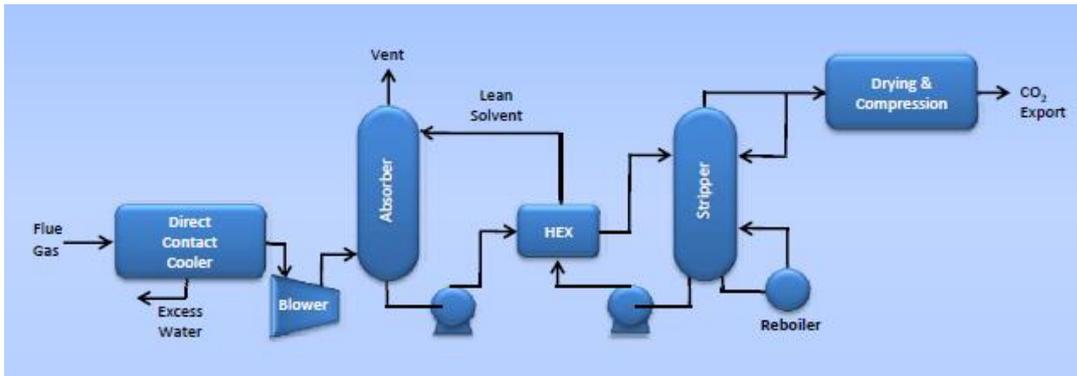


Figura 11. Proceso de postcombustión

La manera de optimizar esta tecnología sería reducir el gasto de energía en el calentamiento del disolvente para la liberación del CO₂, ya que esto afecta directamente a la eficiencia de la planta eléctrica.

B. Precombustión

El combustible se gasifica previamente para producir el gas de síntesis (syngas: mezcla de H₂ y de CO). A continuación se limpia el gas de residuos, para evitar daños en las turbinas.

Después se hace reaccionar el CO con el agua para producir dióxido de carbono e hidrógeno. De esta mezcla se separa el CO₂ mediante un proceso de absorción y se prepara para su transporte.

El resto del gas es muy rico en oxígeno y se mezcla con más oxígeno inyectado de manera que se empleará en la alimentación de una turbina de hidrógeno, cuyo único gas de escape es vapor de agua. Este ciclo con turbina de hidrógeno tiene la eficiencia térmica más alta para la producción de electricidad en la actualidad.

El proceso seguido en esta técnica de captura se describe en la *Figura 12*.

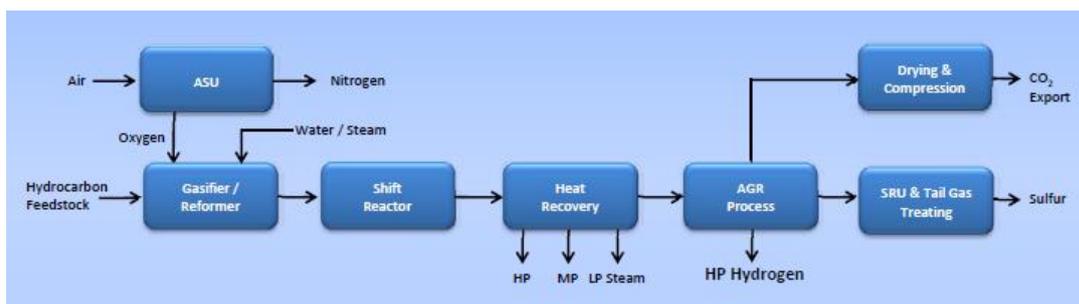


Figura 12. Proceso de precombustión.

Un ejemplo de una planta con precombustión es la planta Great Plains Synfuels, en North Dakota, que, tras la gasificación del carbón, traslada el CO₂ residual del proceso de gasificación se bombea a 330 km de distancia, donde se inyecta en el subsuelo para mejorar la extracción de petróleo.

C. Oxycombustión

En este proceso el combustible se quema usando oxígeno puro en lugar de aire como oxidante primario para evitar el proceso de separación del CO₂ del nitrógeno atmosférico que lugar en los gases de escape durante la combustión.

El proceso seguido por esta tecnología de captura se describe en la *Figura 13*.

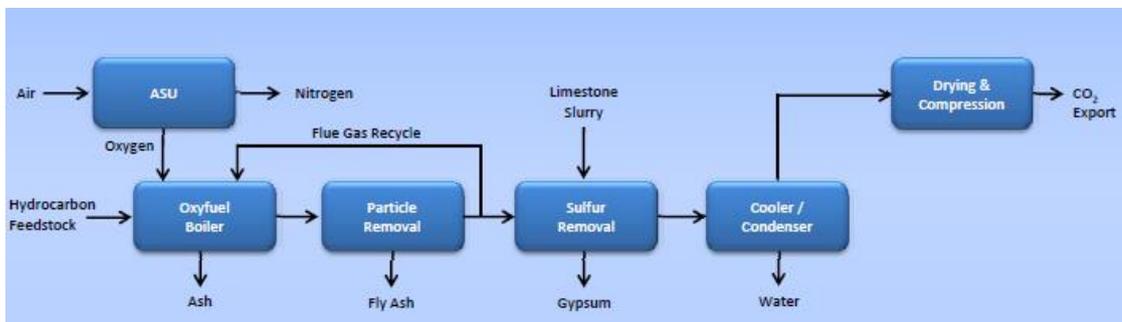


Figura 13. Proceso de oxycombustión

La primera planta de producción de electricidad a nivel mundial que incluyó la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ con esta tecnología de oxycombustión fue Schwarze Pumpe.

2.2.2. Fase 2: Transporte

El transporte del CO₂ es una fase que no presenta grandes problemas, en principio, ya que la tecnología es bien conocida desde hace tiempo.

El CO₂ se transporta preferiblemente a través de tuberías, con empleando barcos cuando la fuente de CO₂ está demasiado lejos de un emplazamiento adecuado para su almacenamiento y se requiere una gran flexibilidad.

Durante los últimos 30 años, la industria del gas y el petróleo han estado transportando y reinyectando el CO₂ en yacimientos petrolíferos para mantener o aumentar la producción. Debido a esta actividad, hay alrededor de 5000 km de tuberías subterráneas en Norte América transportando CO₂ de reservas naturales

a yacimientos de petróleo. La red más grande de suministro Permian Basin lleva 35 años inyectando CO₂ en Texas y Nuevo México.

Existen tres métodos de transporte:

- Transporte terrestre mediante tuberías.
- Transporte marítimo mediante tuberías.
- Transporte marítimo mediante barcos.

A. Transporte terrestre mediante tuberías.

El transporte mediante tuberías a alta presión es una industria madura. En este contexto, el ejemplo más relevante para comparar es el uso de tuberías para transportar hidrocarburos como el petróleo y el gas. Las características de la sustancia transportada afectan al diseño e instalación de la tubería.

La tubería de transporte de CO₂ puede ser planeada y construida de la misma manera que las redes de transporte de gas natural. Esto se aplica a las redes submarinas también. De todas maneras, es necesario tener en cuenta que las propiedades termodinámicas son diferentes entre sí. Por ejemplo, el gas natural siempre se transporta en fase gaseosa a alta presión, mientras que el CO₂ se puede transportar en fase gaseosa, líquida o densa, dependiendo de la presión de operación, y esto afecta también al diseño. Si la presión en la tubería es baja, la fase líquida de CO₂ condensa y esto reduce la capacidad de transporte. Por esto, se requiere una planificación para asegurar que el gas estará en una sola fase a lo largo de todo el transporte, desde que entra hasta que sale de la tubería.

Además la presencia de vapor de agua en el CO₂ puede provocar corrosión en una tubería de acero al carbono.

B. Transporte mediante tuberías submarinas

Se pueden encontrar que los depósitos de almacenamiento que están en el subsuelo marino requieren una tecnología es más compleja, aunque ya existe alguna planta en funcionamiento con estas características (Snøhvit, Noruega). Es necesario que se instalen las conducciones desde las distintas plantas hasta un punto común en la costa. Ahí se presuriza y se hace converger todo el gas hasta una sola tubería de mayor tamaño, conectada al depósito geológico en el océano donde se almacenará el dióxido de carbono.

Asumiendo que el vapor de CO₂ no es corrosivo, el diseño de las tuberías marítimas es similar al de las de hidrocarburos. Planificar estas tuberías requiere considerar los siguientes puntos:

- Selección de la ruta de la tubería a lo largo del fondo marino.
- Relación entre capacidad deseada de transporte, dimensionamiento de la tubería (diámetro), presión de entrada y salida y grosor de la pared de la tubería.
- Estabilidad de la tubería en el fondo marino, por ejemplo, impacto de movimiento de masas de agua.
- Protección externa para evitar la corrosión.
- Método de instalación

La tubería submarina de CO₂ termina en una instalación (*Figura 14*) donde se encuentran el colector y los pozos de inyección para el almacenamiento posterior.

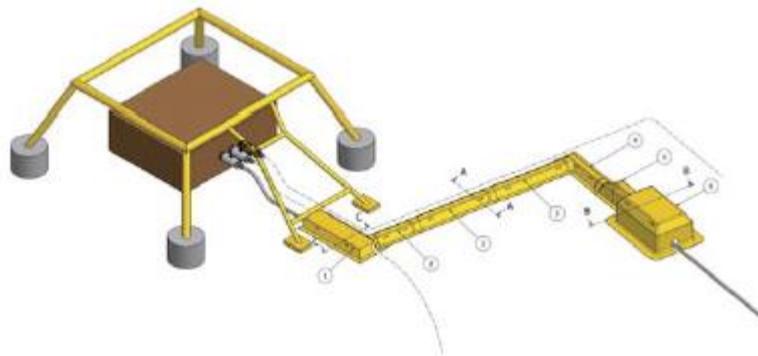


Figura 14. Recepción de CO₂ tras el transporte,

C. Transporte mediante barcos

Los buques cargueros de gas se dividen en tres categorías: presurizado, semi-refrigerado y refrigerado. También se separan en función del tipo de gas transportado: 'Liquid Petroleum Gas' (LPG), que cargan propano, butano y amoníaco; 'Liquified Natural Gas' (LNG), que transportan gas natural, metano. El diseño y operación de los cargueros de CO₂ es muy similar a los cargueros LPG semi-refrigerado (*Figura 15*)

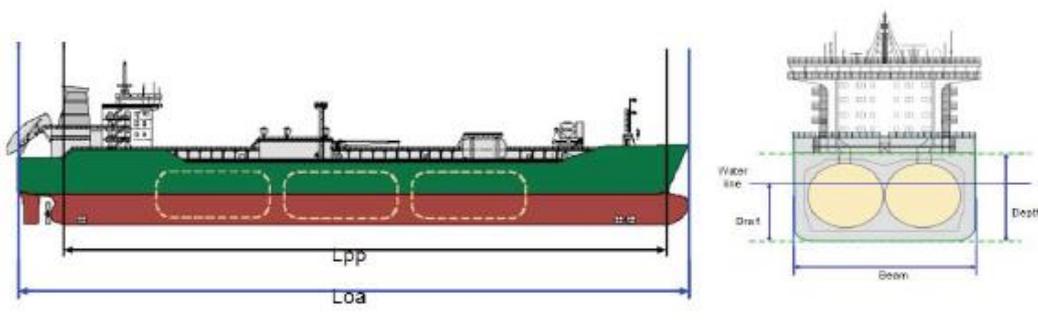


Figura 15. Carguero de CO2 con 20000 m3 de capacidad

Durante el transporte, puede haber fugas de calor en los tanques, lo que provocaría un aumento de la temperatura y por lo tanto de la presión a la que se encuentre el CO2.

Por otro lado, estos barcos están diseñados para cargar y descargar en puertos normales, pero también para descargas en el mar. La tecnología empleada es la misma que la de carga de los tanques de petróleo de las plataformas marinas. Como estas plataformas están en zonas con un clima adverso, las más de 20000 operaciones llevadas a cabo han desembocado en una excelente seguridad a la hora de la operación y esto ha favorecido la implementación al área del transporte de CO2 mediante barcos.

2.2.3. Fase 3: Almacenamiento

El almacenamiento geológico del CO2 se puede realizar enterrándolo bajo tierra por varios procedimientos, tal como se muestra en la *Figura 16*

- Depósitos de petróleo o gas que se encuentran parcialmente vacíos (proceso 1).
- El CO2 se puede emplear también para la denominada recuperación asistida del petróleo. Con este procedimiento, el CO2 permite la extracción de petróleo no extraíble por pura impulsión (proceso 2).
- El CO2 se puede inyectar en depósitos rocosos sedimentarios saturados de aguas salinas (proceso 3a, cuando el depósito está en el mar; proceso 3b cuando el depósito está en tierra firme). Estas rocas están formadas por capas alternas de agua, cieno, arcilla, etc. El CO2 queda atrapado en los poros de las capas de arena, en los capilares de las capas arcillosas, las rocas carbonosas lo absorben.

- También se plantea la opción del almacenamiento en vetas de carbón no extraíble (proceso 4) o para extraer gas natural de dichos lechos de carbón.
- El CO₂ también se puede almacenar en roca basáltica, arenas bituminosas o en cavidades.
- Por último, en el subsuelo de los océanos, normalmente a profundidades por debajo de los 700 m.

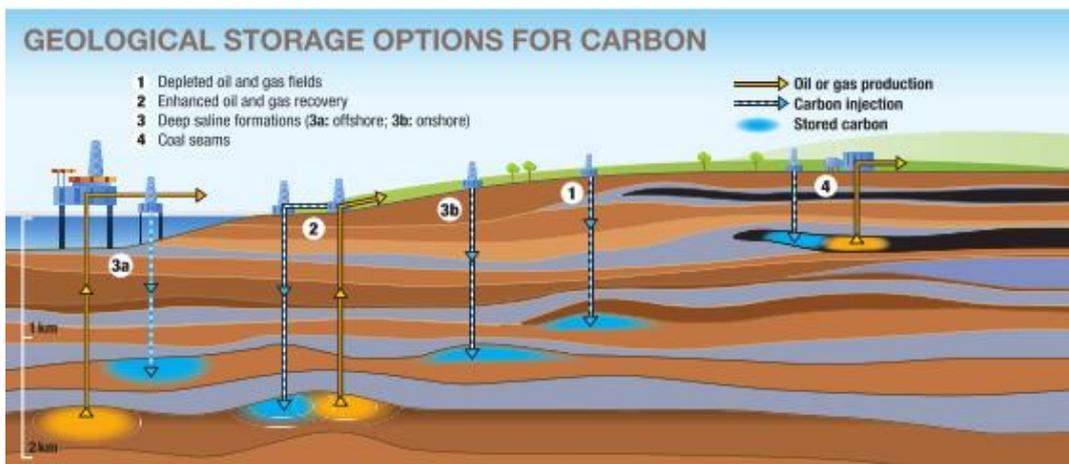


Figura 16. Opciones de almacenamiento de CO₂

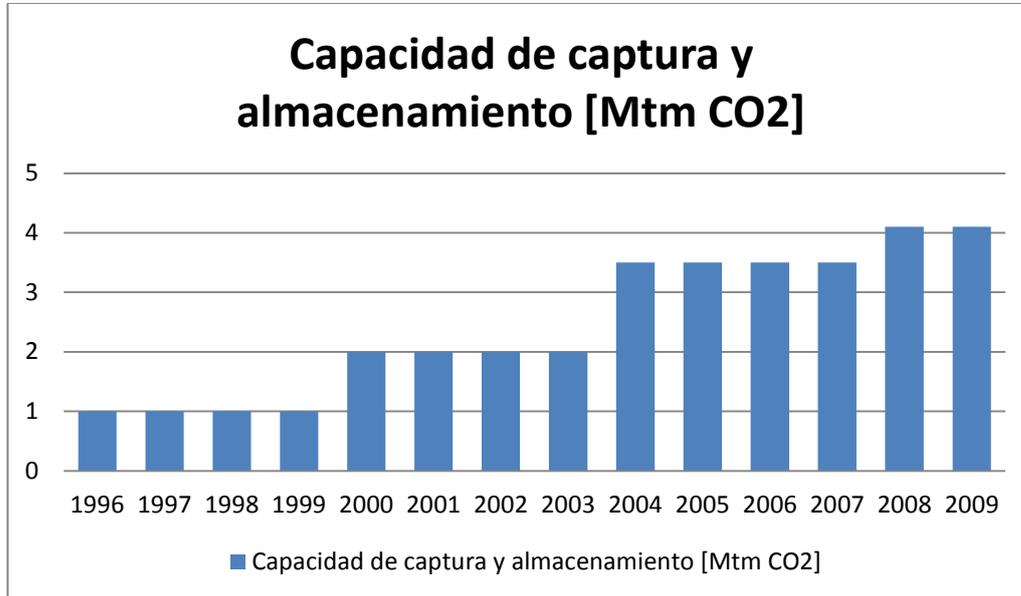
En general las tecnologías para el almacenamiento de CO₂ están desarrolladas puesto que son conocimientos exportados de las tecnologías de exploración y extracción de petróleo y gas natural.

Por otro lado, se estima que existe una capacidad de almacenamiento de 1000/10000 Gt CO₂ en depósitos salinos, 600/1200 Gt CO₂ en campos de petróleo y gas, y 3/200 Gt CO₂ en yacimientos de carbón para la extracción de metano, lo que comparado con las 33,615 Gt CO₂ emitidas en 2010 (según el Banco Mundial) permite obtener una aproximación de la capacidad de almacenamiento disponible.

En el caso de este proyecto se van a analizar las tecnologías existentes y se va a optar por elegir una de ellas para la parametrización de una central estándar. Las fases de transporte y almacenamiento se van a considerar como negocios diferentes y separados del objetivo de este proyecto (aunque se van a considerar sus costes asociados).

2.2.4. Situación actual de la tecnología CCS

En la *Gráfica 1* se muestra la evolución en la capacidad de captura de CO₂ de las distintas instalaciones que han entrado en funcionamiento desde 1996.



Gráfica 1. Capacidad de captura y almacenamiento

Según el *Global CCS Institute*, en su informe 'Global Status CCS 2013' se han identificado 65 LSIP (proyectos a gran escala integrados) en 2013, lo que significa que hay 12 proyectos en operación, 8 más que en 2012. Durante el año pasado, 3 nuevos proyectos fueron identificados, en Brasil y en Arabia Saudí, para ambos países, el primero; y otro más en China. Cinco proyectos han sido cancelados y otros 8 han sido pospuestos debido a razones de redistribución de inversiones y por insuficiente apoyo financiero y legislativo.

Actualmente hay 20 proyectos en fase de operación o construcción, 4 más que en 2012 y 8 más que en 2010. De los ocho proyectos en construcción, el primer hito es que la puesta en marcha de dos de ellos está prevista para 2014. Ambas centrales se encuentran en Norte América. El resto de proyectos se prevé que estarán operativos a finales de 2015.

Cuatro proyectos comenzaron su operación en 2013: Air Products Steam Methane Reformer Enhanced Oil Recovery (EOR) Project, Coffeyville Gasification Plant, Lost Cabin Plant, todos ellos en Estados Unidos y Petrobras Lula Oil Field CCS Project en Brasil.

China tiene hoy en día 12 proyectos que se encuentran en todas las fases de desarrollo comparadas con los 5 proyectos que tenía en 2010, y se encuentra segunda en el ranking, por detrás de EEUU, que tiene 20 proyectos. Estos dos países serán determinantes a la hora de desarrollar e instalar esta tecnología.

2.3. Consideraciones regulativas

2.3.1. *NER 300*

El proyecto NER 300 es uno de los mayores programas de financiación para proyectos de bajas emisiones de dióxido de carbono. El programa está concebido como un catalizador para la instalación de centrales de captura y almacenamiento de CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) de manera ambientalmente segura e innovación en el campo de las energías renovables (Renewable Energy, RE) a escala comercial en la Unión Europea.

El objetivo de NER 300 es establecer un programa piloto incluyendo los mejores proyectos de CCS y de RES e involucrando a todos los países miembros. El programa pretende ofrecer apoyo a un amplio rango de tecnologías CCS (precombustión, postcombustión, oxycombustión y aplicaciones industriales) y tecnologías renovables (fotovoltaica, geotérmica, eólica, mareomotriz, hidráulica y redes inteligentes).

El programa también busca obtener una cantidad considerable de inversión privada y/o cofinanciación nacional en la Unión Europea para estimular la innovación en tecnologías de bajas emisiones de CO₂ y la creación de empleo en estas tecnologías en la Unión Europea.

El programa NER 300 recibe este nombre porque consiste en destinar 300 millones de derechos de emisión, pertenecientes a las nuevas reservas del régimen para el comercio de derechos de emisión de la UE, a la cofinanciación de proyectos comerciales de demostración de captura y almacenamiento geológico de carbono (CCS) y de tecnologías innovadoras de energías renovables.

Este programa es un mecanismo por el cual se hace pagar a quienes contaminan la demostración a gran escala de estas nuevas tecnologías. De este modo, la Comisión Europea concedió como subvención 1200 millones de euros a 23 proyectos

NER300 se llama de este modo porque está financiado con la venta de 300 millones de derechos de emisión de la '*new entrants' reserve*' (NER)

Los fondos obtenidos de esa venta se distribuyen a los proyectos seleccionados a través de dos rondas de llamadas para propuestas cubriendo 200 y 100 millones de EUR en subsidios respectivamente.

El análisis de este programa de subvenciones tiene sentido en tanto que reduce las inversiones iniciales del proyecto. De todos modos, ninguna de las empresas que han participado en el NER 300 ha optado por pasar de la fase piloto a la fase comercial, lo que es consistente con los resultados del proyecto.

2.3.2. Mercado Europeo de Emisiones (EU ETS)

Aunque es un sistema que actualmente está en experimentación, la captura y almacenamiento subterráneo del carbono es un método que la Unión Europea se plantea promover a largo plazo. Este procedimiento aliviaría los efectos provocados por la producción de carbón y gas, así como por otras industrias con importantes emisiones de CO₂: cementeras, siderúrgicas, petroquímicas...

Los objetivos 20/20/20 se alcanzarán gracias a diversas herramientas con las que cuenta la UE. Una de ellas es el Mercado Europeo de Emisiones (EU Emissions Trading Scheme), a través del cual se compran y venden derechos de emisión de CO₂. Con este sistema se pretende que los estados miembros de UE reduzcan sus emisiones de manera rentable. Así la UE regula las emisiones de CO₂.

El mercado europeo de CO₂ funciona con los derechos de emisión, "cuyo fin último es trasladar los compromisos de Kyoto de la UE a las grandes fuentes emisoras". Con la instauración de este nuevo sistema, se fijaron tres fases: la fase I (2005-2007), la fase II (2008-2012) y la fase III (2013-2020). La diferencia entre la fase I y II respecto a la III es que en la fase III la limitación de emisiones es a nivel europeo y no nacional y lo mismo ocurre con el Plan de Asignación de Emisiones.

Las asignaciones consisten en conceder una cantidad fija de derechos de emisión a todas las empresas afectadas por la Directiva Europea y con estos datos los agentes compran o venden derechos para ajustarse a sus emisiones reales, que son comprobadas año a año.

El 1 de Enero de 2005 entró en vigor el sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión, basado en el sistema Cap&Trade., Este sistema consiste en dos conceptos fundamentales: Cap, que es el límite de emisiones; y Trade, que se refiere al comercio de dichas emisiones.

Antes de 2013, la Directiva vigente (Directiva 2003/87/ce) establecía el límite de emisiones para cada Estado miembro en un periodo de varios años. Cada estado elabora un Plan Nacional de Asignación con la recopilación de datos históricos de las instalaciones emisoras. Si este Cap se supera, las emisiones de CO2 implican una multa de 100EUR/t.

Para cumplir con los objetivos '20-20-20' se propuso la reforma del Emissions Trading System (EU ETS), que es la pieza clave para reducir las emisiones de gases invernadero. Esta revisión se aplica desde 2013 y los principales cambios incluyen la introducción de un único límite (cap) de derechos de emisión a nivel europeo sustituyendo así el sistema de límites nacionales existente. De este modo se conseguirá reducir en 2020 las emisiones un 20% por debajo de los niveles de 2005.

Con este sistema se ayuda a reducir las emisiones para evitar las penalizaciones económicas que conllevan sobrepasar los límites establecidos.

Este sistema permite que los derechos sean intercambiados entre agentes del mercado. Este intercambio es el mecanismo más efectivo para reducir las emisiones al mínimo coste para toda la sociedad, pues incentiva a los agentes que son capaces de reducir emisiones a un menor coste a invertir en equipos que colaboran con el objetivo final y a vender los derechos de emisión a agentes cuyo coste de reducción de emisiones es más alto, como se observa en la *Figura 17*.

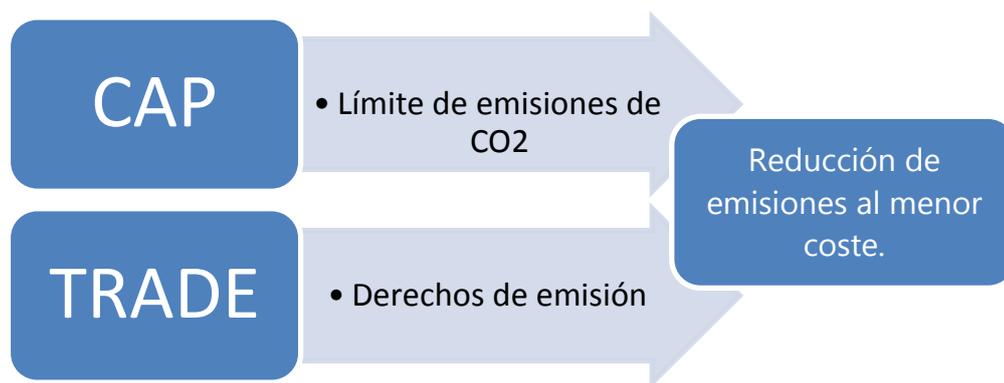


Figura 17. Funcionamiento del mecanismo Cap&Trade

Por lo tanto, el precio de los derechos de emisión lo fija la última instalación que sea necesaria para cumplir con el límite de emisiones fijadas. Las centrales que se encuentren por debajo de ese Cap, reducirán sus emisiones

antes que comprar derechos de emisión. Por otro lado, las centrales que sí superen el límite pueden optar por reducir sus emisiones o comprar derechos, que será lo que hagan, puesto que en estas instalaciones el coste de reducir las emisiones es mayor que emitir y pagar por los derechos de emisión.

La determinación del precio de los derechos de emisión funciona con un mecanismo parecido al de casación del precio de la energía eléctrica, pero en lugar de marcar el precio entre oferta y demanda, se marca entre el Cap de emisiones y la reducción de cada una de las instalaciones, como se muestra en la *Figura 18*.

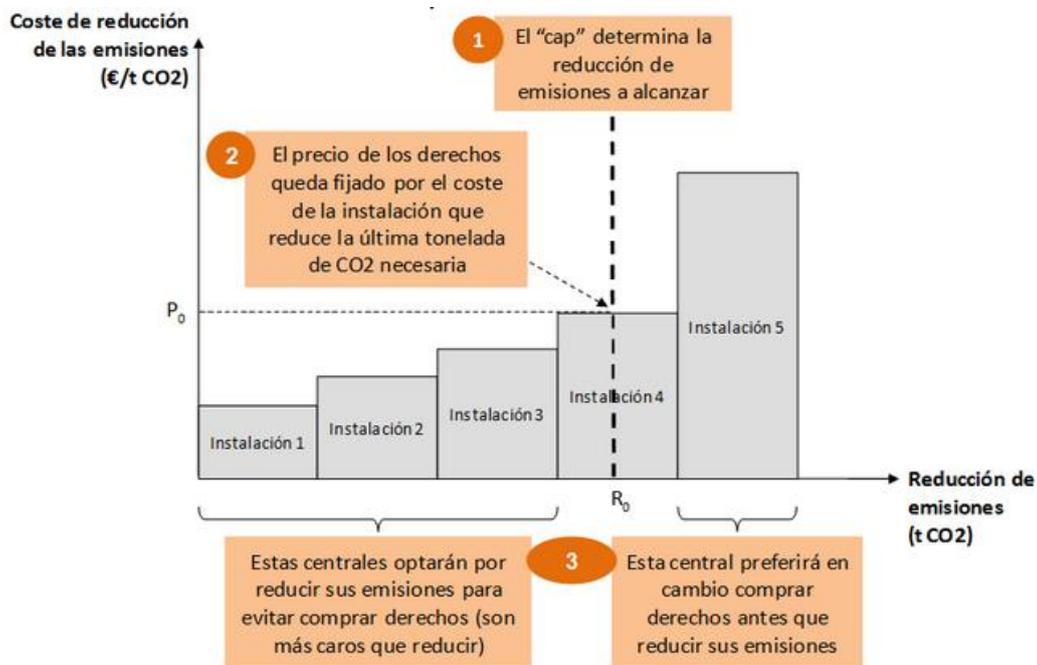


Figura 18. Determinación del precio de los derechos de emisión

Como el EU ETS ha ido cambiando, es necesario conocer las diferencias más significativas entre las diferentes fases del proceso de cambio. Esto se muestra en la *Tabla 1*.

Fase I (2005-2007)	Fase II (2008-2012)	Fase III (2013-2020)
Techos nacionales		Techo común europeo
Techos fijos		Techo fijo , con disminución anual del 1.74%
Períodos de intercambio de 3 y 5 años(fase I y II)		Período de intercambio de 8 años (2013-2030)
Asignación gratuita a la industria y a los generadores eléctricos		Asignación gratuita transitoria a industria
		Riesgo de fuga de carbono: 100%
		No riesgo de fuga de carbono: 80% en 2013, 30% en 2030
Asignación gratuita basada en emisiones históricas de instalaciones		Asignación gratuita basada en emisiones específicas a nivel de producto. Calculada en base a <i>benchmark</i> o valores de referencia (Evaluación comparativa con la media del
Subasta limitada: < 4%		Subasta sustancial: >60 %

Tabla 1. Fases del Mercado Europeo de Emisiones.

La fase que afecta directamente a este proyecto es la fase III, que comienza en 2013, ya que influye en el horizonte de simulación. A partir de ese año entra en vigor la directiva de 2009/29/CE, del 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva de 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar los mecanismos del mercado de emisiones.

Con esta modificación se eliminan los planes nacionales y se unifica en un plan europeo conjunto que permita gestionar los derechos de emisión. De este modo que se evite una asignación de derechos excesiva, como había ocurrido hasta entonces. Además, suprimiendo el límite por país e instaurando uno a nivel europeo se aumenta la flexibilidad del comercio de emisiones a nivel internacional y ayuda a evitar la influencia de los distintos países sin beneficio propio.

El precio de los derechos de emisión afecta directamente al precio de la electricidad ya que los generadores incorporan el coste de los derechos de emisión a sus ofertas de energía en el mercado, como un coste adicional de generación al coste del combustibles, a los costes de operación y mantenimiento y otros costes derivados de la explotación de las plantas de generación.

Los EUAS son los Derechos de Emisión Europeos (European Allowances Units). Son los permisos europeos que son concedidos a las instalaciones participantes en el Mercado Europeo de Emisiones (EU Emissions Trading Scheme, EU ETS). Cada instalación debe tener tantos EUAS como toneladas de emisiones de CO₂ emita, en la fecha de la comprobación.

Los EUAS son también la “unidad de medida” en el Mercado Europeo de Carbono, es decir, es la unidad principal con la que se comercia en dicho mercado.

$$1 \text{ EUA} = 1 \text{ t CO}_2 \text{ emitido}$$

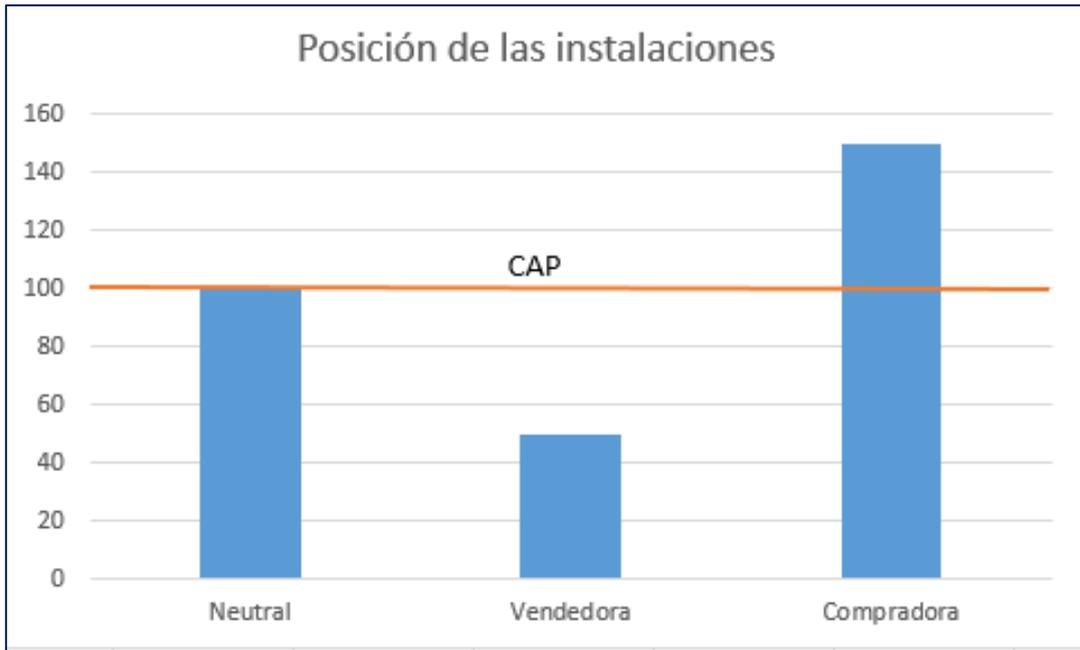
Con esta unidad de medida se asignan las emisiones concedidas a cada instalación, y cada una se posiciona en función de sus emisiones reales.

A corto plazo, la posición en el mercado de cada una de las instalaciones afectadas vendrá determinada principalmente por la asignación de derechos recibida. A medio y largo plazo, sin embargo, dichas instalaciones deberán ponderar el coste de reducir sus emisiones en relación con el precio de mercado de los derechos, optando en consecuencia por alguna de estas tres posiciones:

- Neutral, ajustando su producción a las emisiones de CO₂ autorizadas
- Vendedora, reduciendo su producción respecto de su asignación incluso, incrementando su producción.
- Compradora, manteniendo o incrementando su producción.

Esto es, dependiendo de la posición que tome la instalación, producirá más o menos y esto implicará superar o no el límite establecido. Si se supera el límite, es necesario comprar derechos de emisión, mientras que si no se alcanza, los derechos sobrantes se podrán comercializar.

La estrategia de cada empresa dependerá del coste que le suponga reducir emisiones, si este coste supera el precio de las emisiones en el mercado, comprarán en el mercado, pero si por el contrario es menor les llevará a realizar las inversiones necesarias para reducirlas y vender así sus derechos gratuitos sobrantes. Esta estrategia se resume en la *Gráfica 2*.



Gráfica 2. Posición de las instalaciones en función del Cap de emisiones

Existen tres tipos de derechos y concesiones:

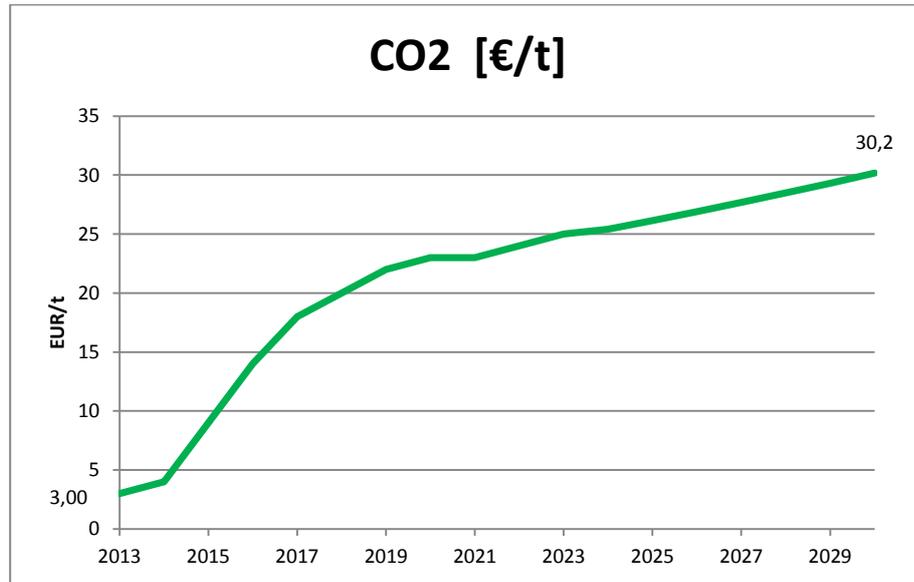
- EUA, asignados a través de los planes de asignación
- CER, que se consiguen por realizar proyectos de reducción de emisiones en países que no tienen compromiso en reducirlas
- ERU, que se obtienen llevando a cabo mecanismos de aplicación conjunta.

A pesar de la amplia gama de derechos que hay, en este proyecto se tendrá empleará un precio único para los derechos de emisión, que será el estimado para el mercado spot de EUA.

Para estimar el precio de las emisiones se partirá de las previsiones de diferentes consultores y bancos. Todos ellos cubren un horizonte temporal de 2013 2022.

El valor de los derechos de emisión es muy volátil y factores como el clima, la situación socio-política, el nivel de las asignaciones a nivel europeo, el PIB afectan directamente a la evolución del precio, por lo que estimar el crecimiento para el largo plazo es complicado.

Teniendo en cuenta el crecimiento asignado a otras variables, y estudiando diversos escenarios, se decidió fijar un crecimiento del 2.9% a partir del año 2022, que es el último año del escenario de partida. Esta evolución se recoge en la *Gráfica 3*



Gráfica 3. Curva de predicción de precios del CO2 2013-2030

Con esta gráfica se aprecia como el precio de CO2 tiene una tendencia ascendente, cuyo valor mínimo es 3 EUR/tCO2 en el año 2013 y 30.2 EUR/tCO2 en 2030.

Capítulo 3. Inputs Caso Base

El objetivo de este capítulo es realizar una descripción exhaustiva del caso base, tanto sus parámetros macroeconómicos, como los exclusivamente técnicos.

3.1. Parametrización económica

Conociendo cómo funciona el mercado eléctrico, se sabe que en la subasta para las 24 horas siguientes operada por OMEL, las primeras tecnologías que entran son aquellas energías más baratas y a continuación, los distintos sistemas de producción hasta que se cubre la demanda proyectada. Esto es, en primer lugar acceden al mix energético las nucleares, debido a que poseen una gran inercia térmica (los arranques y las paradas de las centrales tienen los costes más elevados). Después le siguen las energías renovables, por normativa legal de modo que se promueve su desarrollo. Estos dos grupos de tecnologías ofertan al pool a precio cero, por sus elevados costes de arranque y parada o por su coste variable nulo. Así, se consigue otorga prioridad y que tengan un precio regulado o primado y accedan al mix energético. Por otro lado, como no marcan el precio del pool, se abarata la subasta. Las siguientes tecnologías son las más caras: carbón y gas. Así, la última en cubrir la demanda proyectada marca el *precio marginal* de la energía de ese día concreto, por lo que todas las demás fuentes son retribuidas también a este precio. Esto se muestra en la *Figura 19*.

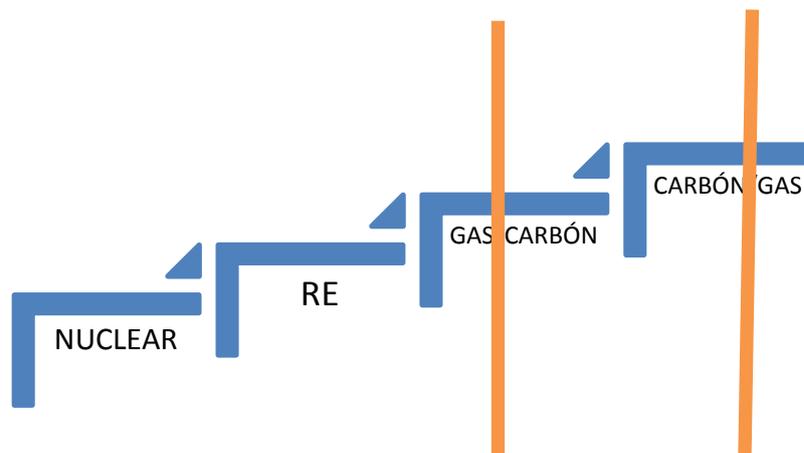


Figura 19. Cálculo del precio del pool

Para definir el precio del pool, como depende tanto de la oferta como de la demanda, hay que tener en cuenta todos los parámetros que van a afectar al escenario base. Esto es, teniendo los datos de 2012 se realiza una predicción de dichos parámetros. El escenario base que se va a estudiar en este apartado es un escenario equivalente al escenario base de la CNE.

Los datos que se van a utilizar serán los mostrados en la *Figura 20*.



Figura 20. Comparativa 2013- predicción Caso Base

Analizando estos datos, se observa:

- La previsión de demanda entre 2013 y 2023 para el caso base es creciente.
- La presencia de renovables aumenta entre 2013 y 2023.
- Los precios de los combustibles y CO2 crecen a lo largo del horizonte temporal.

3.1.1. Escenario macroeconómico: Caso Base

El horizonte temporal en el que se va a estudiar la viabilidad de la central de carbón con captura es desde 2014 a 2030. Además, como el *permitting* de la central se estima en 6 años, y la construcción en 3, el primer año a considerar es 2023. Para poder realizar este análisis, se requieren predicciones de precios de todo tipo, entre ellas, las de las *commodities* que afectan directamente a los costes de generación de la central y al precio que ofertaría dicho generador: el carbón, puesto que es combustible y su precio influye directamente al precio de oferta de la central; el precio de las emisiones de CO2, ya que en este análisis de viabilidad la principal comparación es la del precio de la energía eléctrica generada teniendo en cuenta que el CO2 se emitiría a la atmósfera, y por lo tanto se asumirían esos costes de emisión; y por último, el precio del gas, porque como

se explicó anteriormente, el gas, junto con el carbón, son las tecnologías que marcan el precio del pool.

La *Tabla 2* incluye los valores de las *commodities* que se implementarán en el programa para la simulación del caso Base. La previsión que se ha considerado es en base a proyecciones de mercado, y al proyectar más a largo plazo de lo que se cotiza en el mercado, se ha optado por prolongar las curvas con las tasas de crecimiento observadas para los últimos años con los valores de mercado, además de utilizar estudios de analistas como CERA IHS, y diferentes entidades bancarias para la previsión de la demanda y las predicciones de los precios.

Si se observa la tendencia ascendente de todos los precios en el horizonte temporal 2013-2023, se podrá extrapolar a un horizonte más lejano en el tiempo, que finalmente es el que ocupa este proyecto, desde 2023 a 2030. Estos serán realmente los valores necesarios para poder estimar correctamente los precios de energía eléctrica.

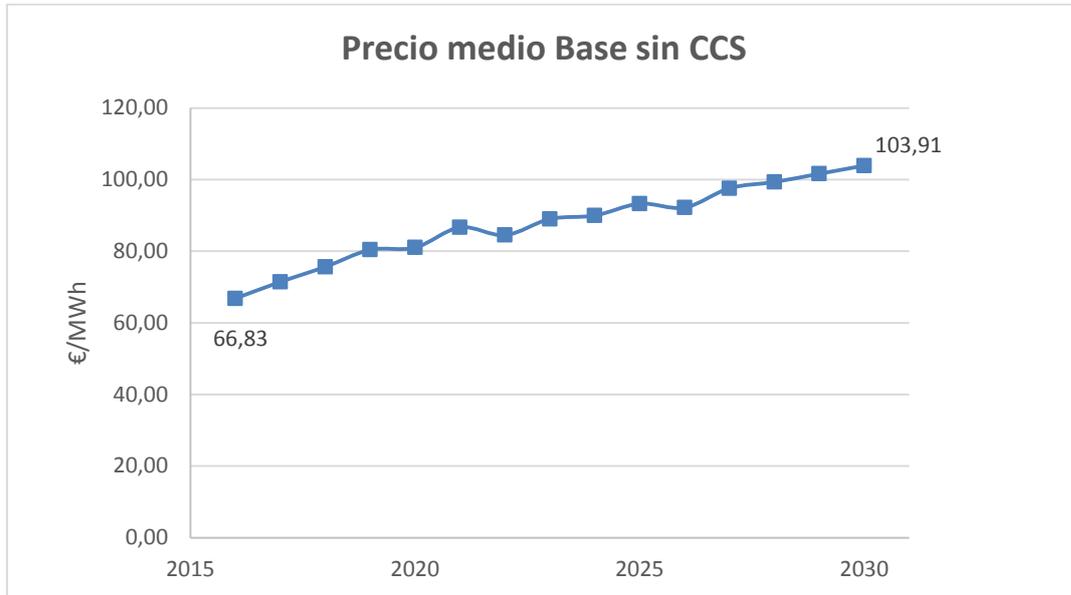
Escenario 2023-2030	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CPI [%]	2.00	2.00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
FX [\$/EUR]	1.30	1.30	1.30	1.30	1,30	1,30	1,30	1,30
GAS [EUR/MWh]	35	36,95	38,03	39,14	40,29	41,46	42,67	43,92
COAL [EUR/ton]	169	175,42	183,51	191,97	200,81	210,07	219,75	229,88
CO2 [EUR/ton]	25	25,41	26,15	26,91	27,69	28,49	29,32	30,17
COAL [\$/ton]	130	134,94	141,16	147,67	154,47	161,59	169,04	176,83
DEMAND [TWh]	300	303,00	309,00	314,00	321,00	328,00	334,00	341.,00

Tabla 2. Predicción de commodities 2023-2030

Aparte de conocer la predicción de precios de *commodities*, también se puede estimar el precio del pool gracias a diversos estudios. En este proyecto se obtuvo el precio medio anual de la energía eléctrica con el software PLEXOS. Este precio que se ha considerado está calculado utilizando el escenario Base sin incluir la central de captura de CO2, de manera que se podrá comparar la rentabilidad de la instalación de dicha central en función de si el precio del pool

incluyendo la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ se encuentra por encima o por debajo de dicho escenario Base.

En la *Gráfica 4* y en la *Tabla 3* se aprecia la tendencia creciente que se prevé que tendrán los precios de mercado, algo que es como se suponía vista la tendencia que tienen los costes anteriormente citados.



Gráfica 4. Precio medio del pool: Caso Base sin CCS

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Precios medios sin CCS [EUR/MWh]	89,01	89,98	93,28	92,21	97,61	99,35	101,65	103,91

Tabla 3. Precio medio del pool: Caso Base sin CCS

A. Carbón Vs CCGT sin CCS

Por otro lado, como ya se comentó anteriormente, sabiendo que las tecnologías que marcan el precio del pool, entre carbón y gas, es necesario discernir entre ellas cuál de las dos margina en el caso Base, para poder situar después el escenario Base con CCS y hacer la comparación correspondiente.

En este análisis, se incluyen los costes de generación del carbón y del gas y por otro lado los costes de emisiones de CO₂ en cada una de las dos tecnologías.

Los costes asociados a las emisiones de CO2 se calcularán de la siguiente manera:

$$CO_2 \text{ Generation cost} = \text{Tasa de emisiones} \cdot \text{Coste de } CO_2$$

$$CO_2 \text{ Gen}_{cost} = \text{EmissionRate} \cdot \text{Conversión } GJ/MWh_t \cdot \frac{1}{\text{Efficiency}} \cdot \text{Coste de } CO_2$$

$$CO_2 \text{ Generation cost} = \frac{CO_2 \text{ t}}{GJ} \cdot \frac{GJ}{MWh_t} \cdot \frac{MWh_t}{MWh_e} \cdot \frac{EUR}{CO_2 \text{ t}}$$

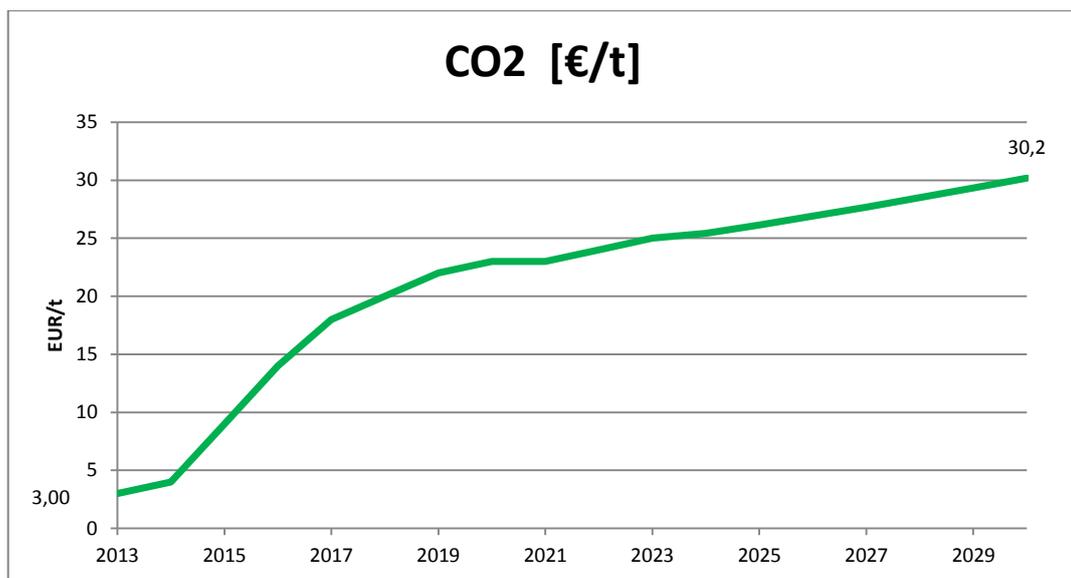
La tasa de emisiones de CO2 es relativa a cada tecnología, y es un valor estimado y lo mismo ocurre con las eficiencias de cada tipo de generador. En este proyecto se emplearán los datos reflejados en la *Tabla 4* :

	GAS	CARBON
Efficiency HHV	49.13%	35%
Emission Rate [CO2 t/GJ]	0.05680	0.09460
Conversion [GJ/ MWh t]	3.60	3.60
Total Emission Rate [CO2 t/ MWh e]	0.416	0.973

Tabla 4. Tasa de emisiones de CO2 según tecnologías

Conocidos estos valores, junto con los precios de carbón y gas se podrán estimar sus costes de generación y el de las emisiones relativas a ellos.

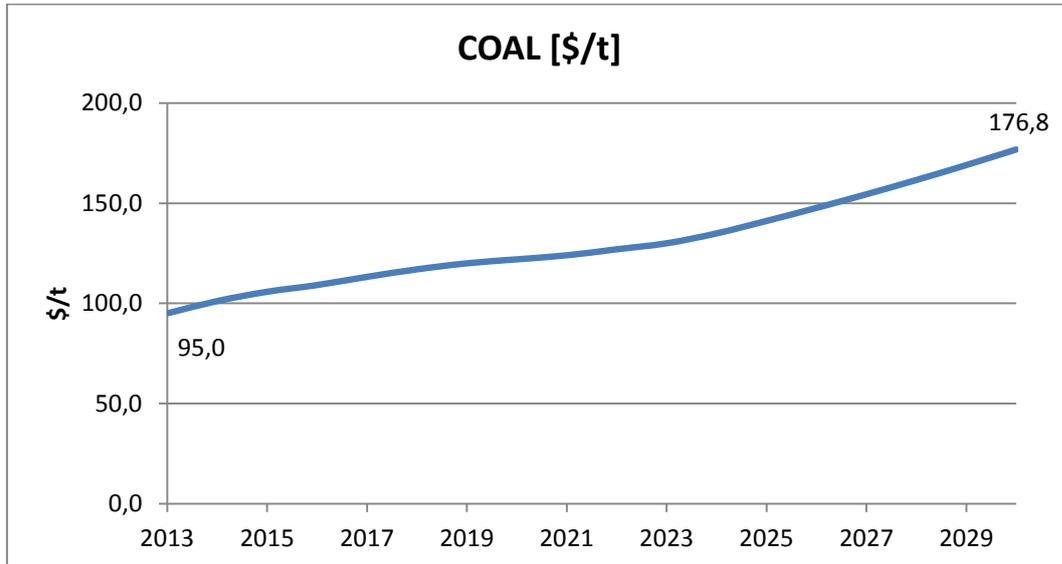
A continuación, en la *Gráfica 5* se muestran los precios de carbón y gas y sus costes de emisiones de CO2.



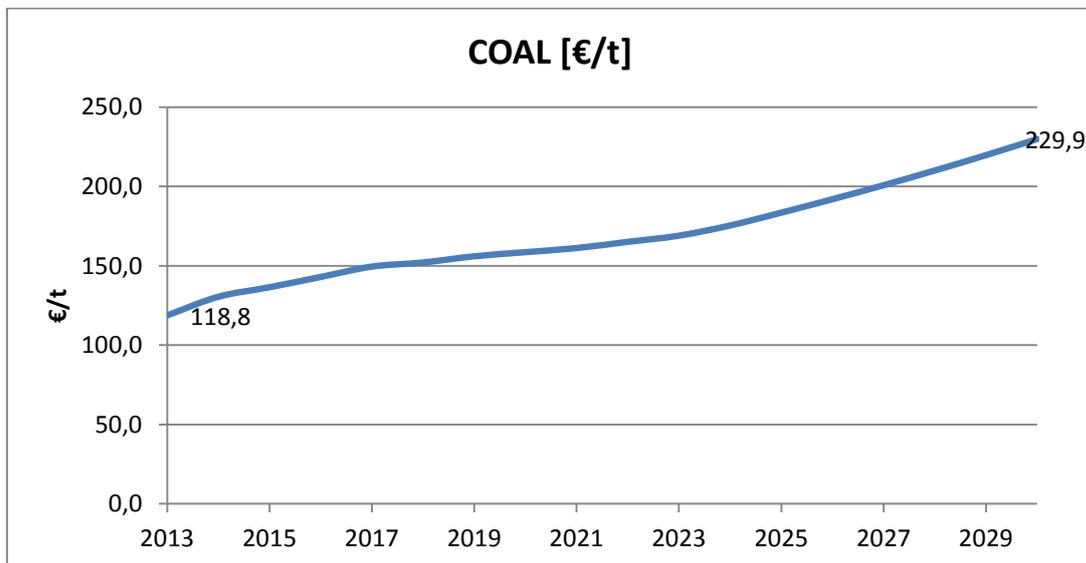
Gráfica 5. Curva de predicción de precios del CO2 2013-2030

Según este escenario, está previsto que el precio del CO₂ tenga una tasa media de crecimiento cercana al 4.1% entre 2017 y 2030.

En la *Gráfica 6* y *Gráfica 7* se muestran las predicciones de precios del carbón en \$ y en EUR.

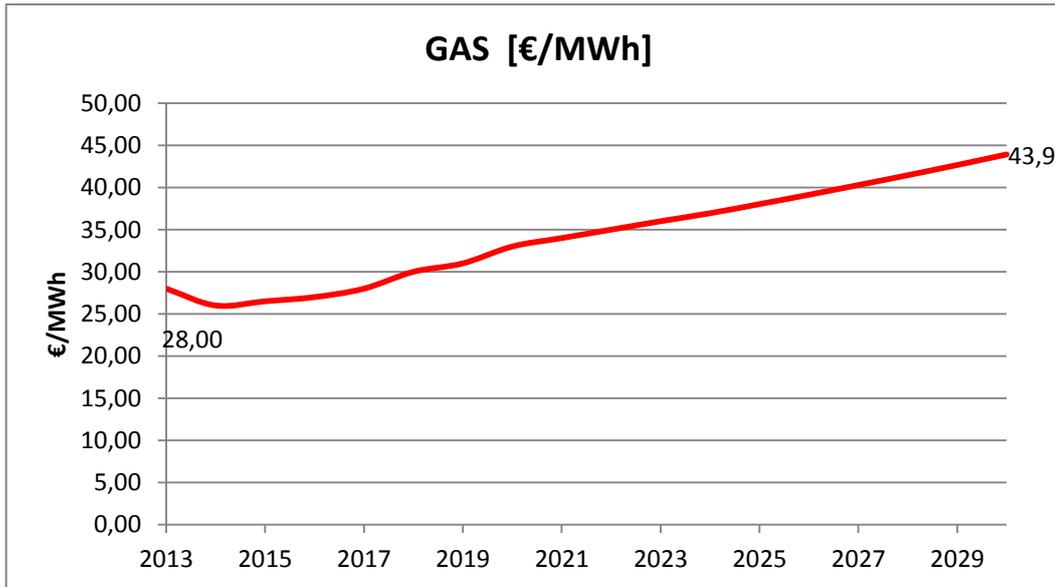


Gráfica 6. Curva de predicción de precios del carbón 2013-2030 [\$/t]



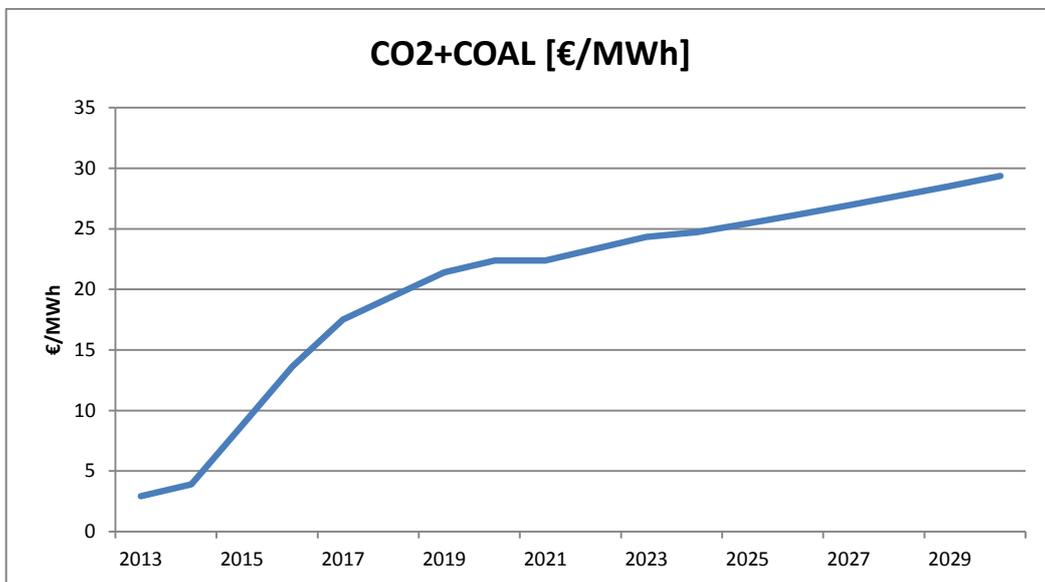
Gráfica 7. Curva de predicción de precios del carbón 2013-2030 [EUR]

El mismo análisis se hace de la predicción de precios del gas en la *Gráfica 8*.

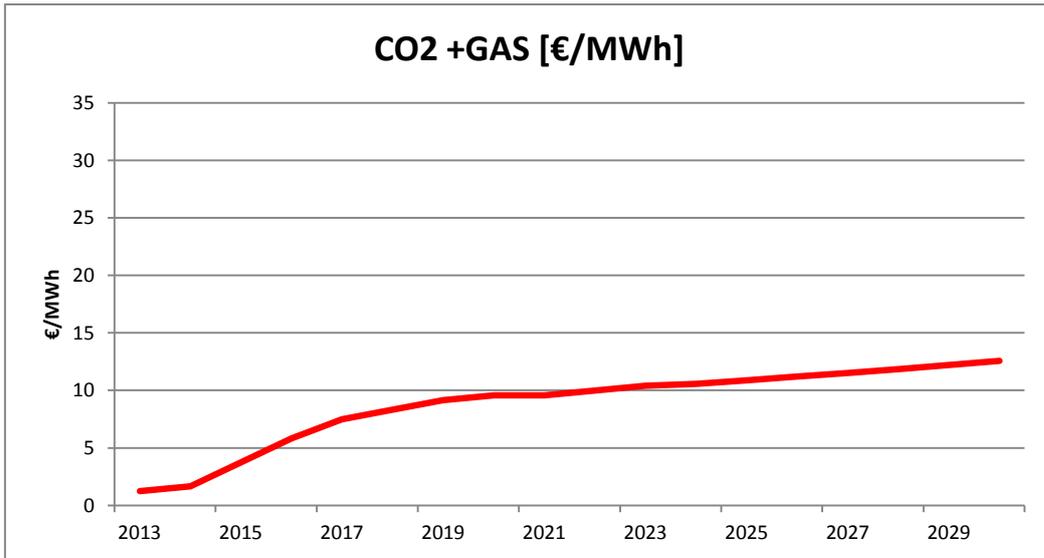


Gráfica 8. Curva de predicción de precios del gas 2013-2030

Tanto el carbón como el gas emiten CO₂, de manera que lo correcto es conocer el precio esperado de la combinación del combustible y sus emisiones asociadas. Para el carbón, se representa en la *Gráfica 9*; y para el gas en la *Gráfica 10*.

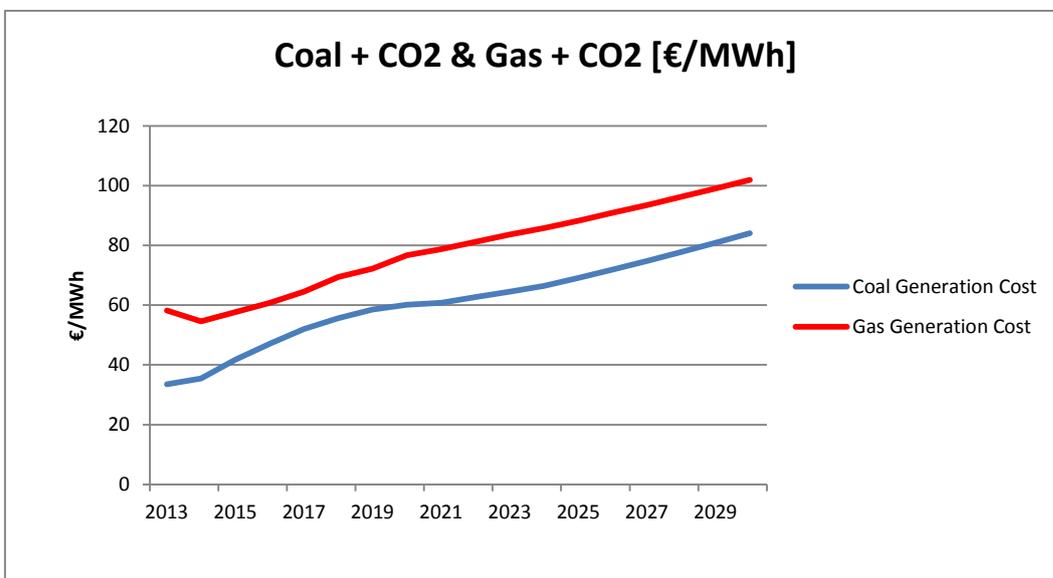


Gráfica 9. Curva de precios de carbón y emisiones asociadas 2013-2030



Gráfica 10. Curva de precios de gas y emisiones asociadas 2013-2030

Como se explicó anteriormente, lo verdaderamente importante de estas curvas de precios es compararlas entre sí para conocer a largo plazo cuál de las dos tecnologías será la que marque el precio del pool debido a que sea más barata. Esta comparativa se muestra en la *Gráfica 11*, cuyo horizonte temporal se extiende de 2013 a 2030.



Gráfica 11. Comparativa GAS/CARBÓN 2013-2030

Esto se comprueba también comparando los costes variables de ambas tecnologías, ya que los costes de los dos tipos de carbones son menores que los del CCGT además de que las horas de funcionamiento son superiores las de los carbones frente a los ciclos combinados, como se puede observar en *Figura 21*.

Costes Variables Año 2023 (€/MWh)

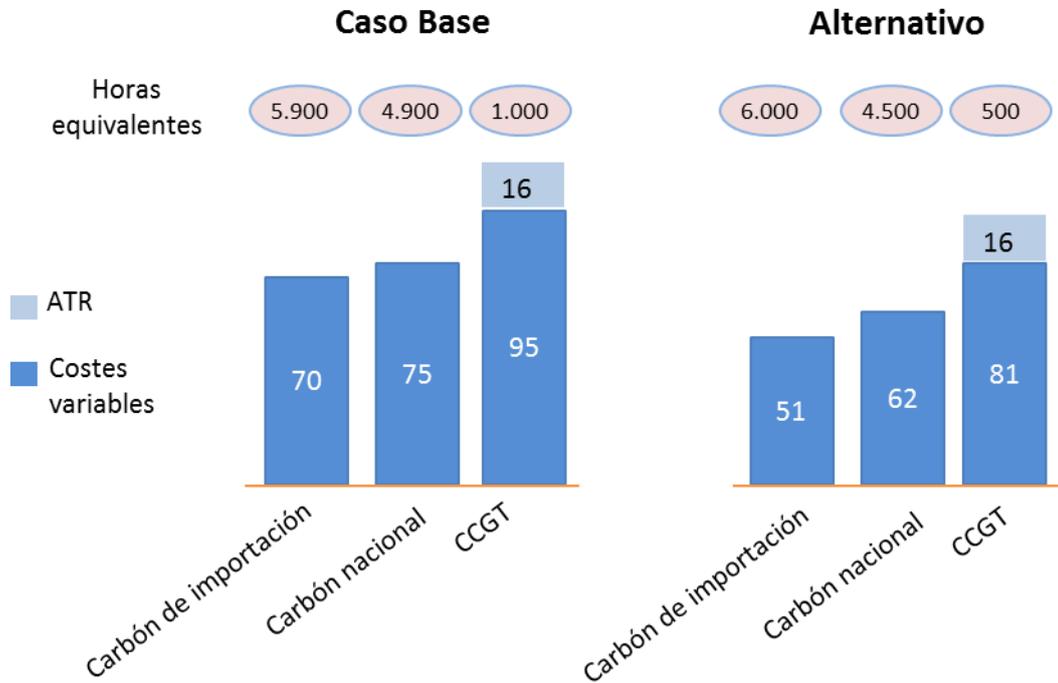
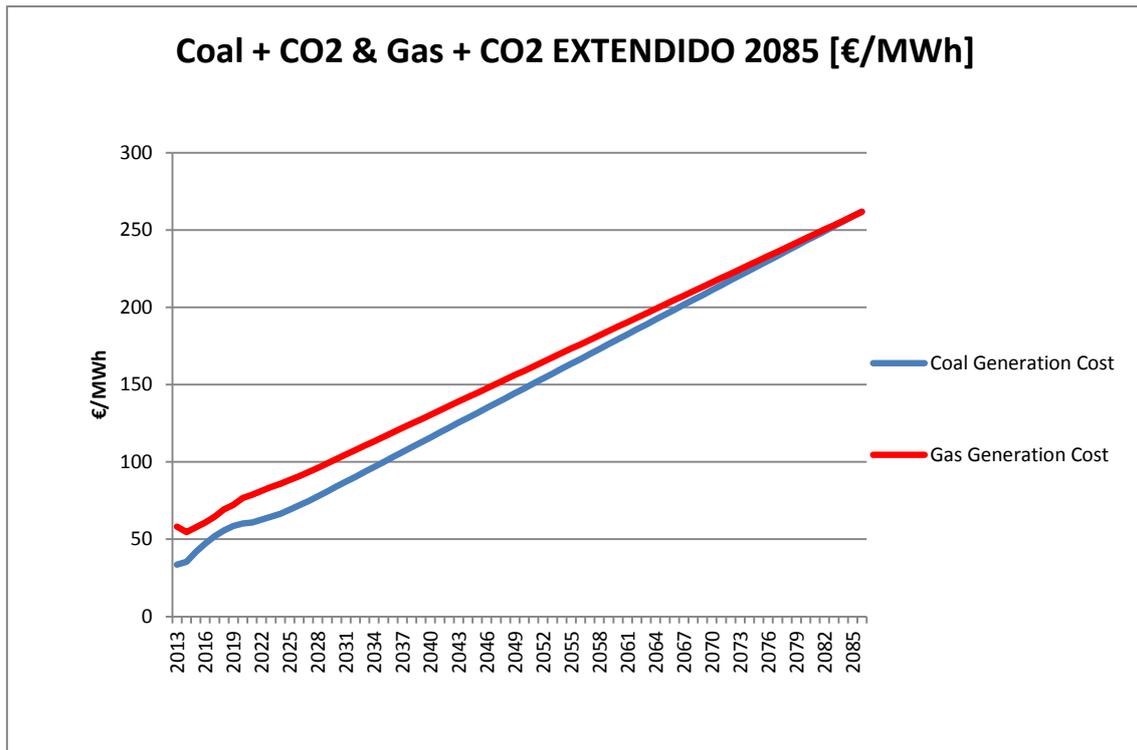


Figura 21. Comparativa costes variables CARBÓN-CCGT

Tanto la *Gráfica 11* como la *Figura 21* nos muestran cómo es más competitivo el carbón frente al gas a largo del horizonte temporal correspondiente a este proyecto, pero si prolongamos la predicción más a largo plazo podemos observar cómo llegado un punto de la gráfica, ambas curvas se cruzan y a partir de ahí es más competitivo el gas. Se aprecia cómo cambia la tendencia alrededor de 2075, pasando a ser el gas lo más competitivo. Esto se muestra en la *Gráfica 12*.



Gráfica 12. Comparativa GAS/CARBÓN 2013-2085

3.2. Parametrización del modelo: la central de CCS

En la parametrización de cualquier tipo de central, antes de implementar los datos en el software PLEXOS, es necesario realizar un análisis de los datos de los que se dispone.

En este proyecto, se analizarán dos disposiciones posibles entre la central de carbón convencional y central de captura: en serie y en paralelo. Estas dos configuraciones afectarán al número de horas finales de funcionamiento de la central y para calcular estos porcentajes se tendrán en cuenta las indisponibilidades de ambas centrales, que se muestran en la *Tabla 5*.

Disponibilidad central de carbón	90%
Disponibilidad CCS	98%
Porcentaje de captura	91%

Tabla 5. Disponibilidades de las centrales

3.2.1. Configuración en Serie

La configuración en serie implica que para que funcione todo el sistema es necesario que las dos unidades, central de carbón convencional y central de captura, estén disponibles. Esto además significa que siempre que funcione la central convencional, se capturará CO₂. La *Figura 22* resume el funcionamiento de esta disposición.

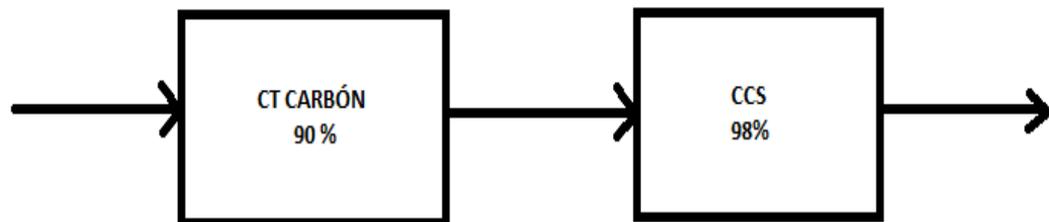


Figura 22. Configuración en serie CT CARBÓN - CCS

Estas condiciones se resumen en la *Tabla 6* y *Tabla 7*:

	<i>CENTRAL DE CARBÓN</i> <i>Operativa</i>	<i>CENTRAL DE CARBÓN</i> <i>No operativa</i>
<i>CCS</i> <i>Operativa</i>	✓	✗
<i>CCS</i> <i>No operativa</i>	✗	✗

Tabla 6. Resumen de funcionamiento en serie

Esto significa que para que la instalación completa esté disponible, es necesario que la central de carbón y la de captura funcionen. A continuación se calcularán los consumos de carbón y CO₂ teniendo en cuenta los porcentajes de cada una de las unidades.

$$\text{Consumo Carbón} = 90\%$$

$$\text{Consumo CO}_2 = 9\% \cdot 88.2\% = 7.94\%$$

	<i>CENTRAL DE CARBÓN</i> <i>Operativa</i>	<i>CENTRAL DE CARBÓN</i> <i>No operativa</i>
<i>CCS</i> <i>Operativa</i>	88.2	✗
<i>CCS</i> <i>No operativa</i>	✗	✗

Tabla 7. Resumen de funcionamiento en serie: Disponibilidad

Es importante tener en cuenta que el consumo de carbón no depende del de la captura, esto es, será el de la central.

3.2.2. Configuración en Paralelo

La configuración en serie implica que para que funcione todo el sistema es necesario que las dos unidades estén disponibles, es decir, simplemente se capturará CO₂ o no. Esta disposición se muestra en la *Figura 23*.

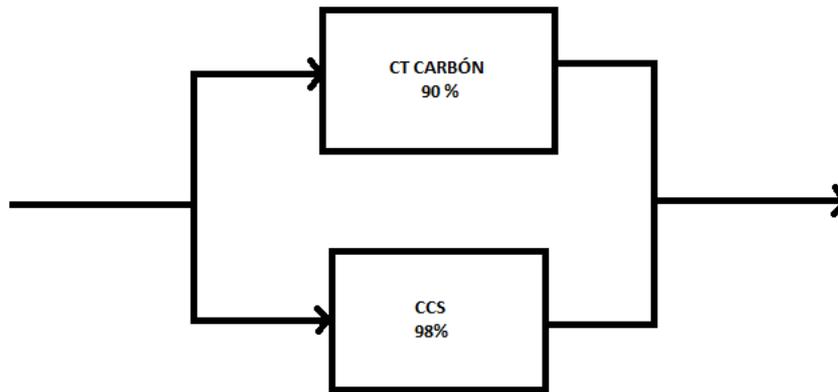


Figura 23. Configuración en paralelo CT CARBÓN – CCS

Con esta disposición la central generará en más ocasiones, como se recoge en la *Tabla 8* y en la *Tabla 9*.

	<i>CENTRAL DE CARBÓN</i> <i>Operativa</i>	<i>CENTRAL DE CARBÓN</i> <i>No operativa</i>
<i>CCS</i> <i>Operativa</i>	✓	✗
<i>CCS</i> <i>No operativa</i>	✓	✗

Tabla 8. Resumen de funcionamiento en paralelo

La diferencia entre serie y paralelo es que en paralelo la entrega de energía no está condicionada a que funcionen las dos unidades, es decir, se puede capturar CO₂ o emitirlo a la atmósfera, mientras que en serie solo existe la opción de capturarlo.

A continuación se calculan los consumos de carbón y CO2 para cada situación.

- Cuando funciona la central de carbón y la captura:

$$\text{Consumo_CO}_2_{\text{CON CCS}} = 90\% \cdot 98\% \cdot 9\% = 7.938\%$$

$$\text{Consumo Carbón} = 90\%$$

- Cuando funciona la central pero la captura no:

$$\text{Consumo_CO}_2_{\text{SIN CCS}} = 90\% \cdot 2\% \cdot 100\% = 1.8\%$$

$$\text{Consumo Carbón} = 90\%$$

	CENTRAL DE CARBÓN <i>Operativa</i>	CENTRAL DE CARBÓN <i>No operativa</i>
CCS <i>Operativa</i>	7.94 %	✗
CCS <i>No operativa</i>	1.8%	✗

Tabla 9. Resumen de funcionamiento en paralelo: Disponibilidad

3.2.3. Parametrización en PLEXOS

La parametrización de la central de CCS en el software PLEXOS se hizo en base a los siguientes datos de potencia y emisiones de una central tipo con captura y sin captura de CO2 resumidos en la *Tabla 10*:

Captura		Carbón convencional	
Potencia bruta CON CCS	345 MW	Potencia bruta SIN CCS	300 MW
Potencia neta CON CCS	238 MW	Potencia neta SIN CCS	270
Eficiencia CON CCS	31%	Eficiencia SIN CCS	35%
Emisiones CON CCS	96 grCO ₂ /kWh	Emisiones SIN CCS	973 grCO ₂ /kWh

Tabla 10. Input CCS en PLEXOS

Por otro lado, existen otros datos técnicos, esta vez solo referentes a la central de CCS. Se contemplan los datos de las tres partes de la central: unidad de captura (*Tabla 11*), transporte (*Tabla 12*) y almacenamiento (*Tabla 13*).

CAPTURA	
Consumo en el punto de diseño en ASU	40 MW
Máxima capacidad ASU	5050 (t CO ₂ contenidas/día)
Valor nominal ASU	4850 (t CO ₂ contenidas/día)
Pureza de O₂	96,60%
Rango de operación ASU	40-100 %
Consumo en el punto de diseño en CPU	34 MW
Rango de operación	40-100 %
Pureza de CO₂	>96 %

Tabla 11. Datos técnicos Captura

TRANSPORTE	
Presión de diseño a la tubería	220 bar
Presión de entrada a la tubería	150 bar
Longitud de la tubería	147 km
Diámetro de la tubería [pulgadas]	14"

Tabla 12. Datos técnicos Transporte

ALMACENAMIENTO	
Pozos de inyección para almacenamiento	2+1
Pozos de monitoreo	2+3
Capacidad estimada	42 M t CO ₂
Capacidad de inyección	70 kg/s
Presión de inyección en la cabeza del pozo	60-115 barg

Tabla 13. Datos técnicos Almacenamiento

Conocidos los datos técnicos de cada una de las unidades de la central de CCS, se implementaron en la herramienta de simulación, aunque no todos los datos fueron necesarios y hubo que incluir datos técnicos de una central de carbón convencional ya que se trata de un funcionamiento conjunto de ambas partes.

Las propiedades que definen la central de CCS son las que se muestran en la *Figura 24* . Se trata de las que se fijaron en el software para definir correctamente la central.

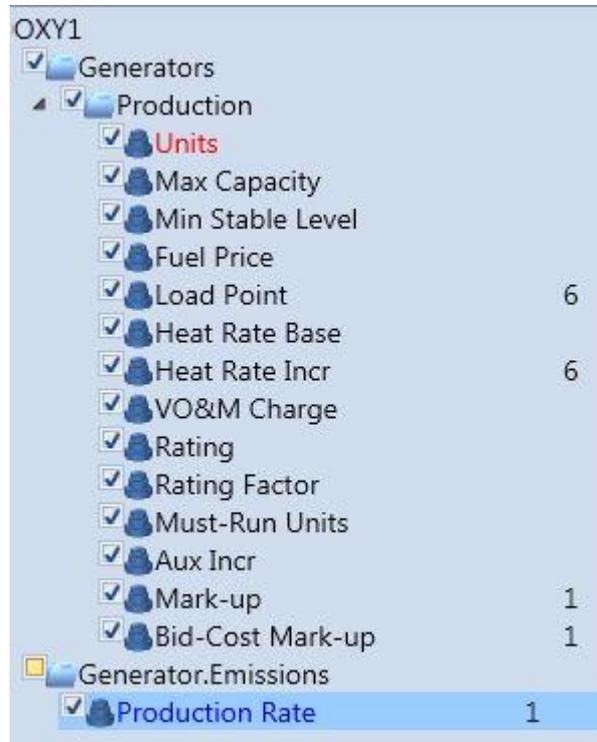


Figura 24. Propiedades de la central de CCS en PLEXOS

La parametrización completa de la central se resume en la *Figura 25* . Las diferencias con respecto a los datos técnicos es la propiedad *Load Point*, que sirven para definir la curva de consumo de la central ya que esto afecta directamente al precio de oferta del generador. Junto con los datos técnicos, también se definen una serie de datos económicos, como el coste variable de operación y mantenimiento o el *Mark- Up*. Estas propiedades ya fueron descritas debidamente en el apartado *1. 4 Recursos y herramientas empleadas: PLEXOS*.

Property	Value	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Escalator	Data File	Scenario
Units	1	-	1						
Max Capacity	238	MW	1						
Min Stable Level	55	MW	1						
Load Point	110	MW	1						
Load Point	134	MW	2						
Load Point	215	MW	3						
Load Point	238	MW	4						
Heat Rate Base	10	GJ/hr	1						
Heat Rate Incr	12	GJ/MWh	1						
Heat Rate Incr	12	GJ/MWh	2						
Heat Rate Incr	11	GJ/MWh	3						
Heat Rate Incr	11	GJ/MWh	4						
VO&M Charge	8	€/MWh	1						
Must-Run Units	1	-	1						
Aux Incr	31	%	1						
Mark-up	0.5	€/MWh	1						

Figura 25. Parametrización de la central de CCS

Por otro lado, también es necesario relacionar adecuadamente este generador con el combustible correspondiente (Coal OXY), y la región y el nodo. También se definen las emisiones referidas a esta central y su combustible. Esto se muestra en la *Figura 26*.

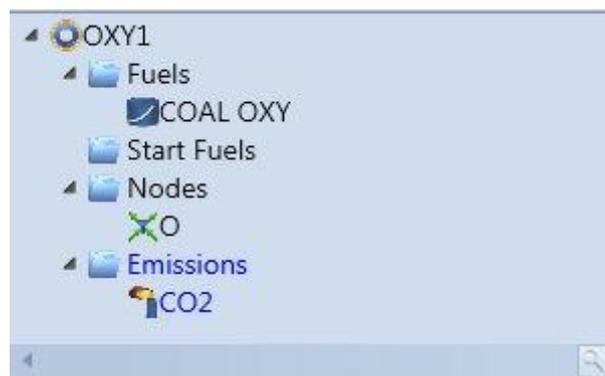


Figura 26. Relaciones de la central de CCS en PLEXOS

3.2.4. Carbón

A la hora de modelar en PLEXOS el carbón, dado que será el combustible de estudio más importante para este proyecto, es necesario ser preciso, para que los resultados sean lo más cercanos a la realidad.

Se diferenció entre el carbón nacional y el carbón de importación puesto que tienen diferentes precios y además existen límites de emisiones de CO₂, lo que afecta directamente a las horas de funcionamiento de cada central. El carbón nacional está formado por hulla, antracita y lignito, pero las centrales que operan con este carbón no se definieron en el programa con ese combustible, sino que se modeló un carbón específico para cada central, ya que cada una emplea unas proporciones diferentes de cada tipo de carbón. Además esto también influye directamente en los precios y en las emisiones.

Por otro lado, existen centrales que utilizan carbón de importación, que es de unas características diferentes. Para estas centrales se estableció un único combustible mezcla al 50% de API4 Y API2.

Esta modelización de combustibles es la que se ha mantenido para todo el horizonte temporal de este estudio.

Para el cálculo del precio del carbón de importación se realizó una media de su precio según distintos analistas y a estos precios se les sumó unos costes estándar de transporte desde Indonesia o África, dependiendo de su procedencia.

En el caso de este proyecto, se parametrizaron los costes del combustible en base los datos que se han mostrado en parametrización económica. Los valores implementados en la herramienta se muestran en la *Figura 28*.

Property	Value	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Escalator	Data File	Scenario
Price	6.0349	€/GJ	1	1/1/2020					
Price	6.1376	€/GJ	1	1/1/2021					
Price	6.2686	€/GJ	1	1/1/2022					
Price	6.3715	€/GJ	1	1/1/2023					
Price	6.527	€/GJ	1	1/1/2024					
Price	6.6829	€/GJ	1	1/1/2025					
Price	6.8541	€/GJ	1	1/1/2026					
Price	7.0257	€/GJ	1	1/1/2027					
Price	7.1975	€/GJ	1	1/1/2028					
Price	7.3815	€/GJ	1	1/1/2029					
Price	7.5659	€/GJ	1	1/1/2030					

Figura 27. Parametrización de combustibles de CCS en PLEXOS

3.2.5. Emisiones de CO2

A la hora de parametrizar las emisiones de una central se tienen dos opciones: utilizando la entidad específica ‘Emissions’ o a través de los combustibles.

Si se utiliza el objeto ‘Emissions’, se pueden definir las emisiones como parte de la parametrización del generador o como parte de la del combustible. En ambos casos funciona de la misma manera, a través de la propiedad ‘Production Rate’, que define la relación entre los MW de generación o el combustible empleado y la cantidad emitida.

Si se utilizan las propiedades específicas de los combustibles, como es el caso de este proyecto, se utilizan los impuestos relativos a dicho combustible con la propiedad ‘Tax’, de manera que se trata de un sobrecoste. Para simular las emisiones de la central de CCS se realizó la siguiente parametrización, mostrada en la *Figura 28*.

Property	Value	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Escalator	Data File	Scenario
Tax	0.2259	€/GJ	1	1/1/2020					
Tax	0.2259	€/GJ	1	1/1/2021					
Tax	0.2259	€/GJ	1	1/1/2022					
Tax	0.2357	€/GJ	1	1/1/2023					
Tax	0.2425	€/GJ	1	1/1/2024					
Tax	0.2496	€/GJ	1	1/1/2025					
Tax	0.2568	€/GJ	1	1/1/2026					
Tax	0.2643	€/GJ	1	1/1/2027					
Tax	0.2719	€/GJ	1	1/1/2028					
Tax	0.2798	€/GJ	1	1/1/2029					
Tax	0.2879	€/GJ	1	1/1/2030					

Figura 28. Parametrización de las emisiones de CCS en PLEXOS

3.3. Demanda de la energía eléctrica

La demanda es un factor imprescindible en la modelización de cualquier mercado, y más si cabe en el mercado de energía eléctrica, al ser esta no almacenable, ya que la producción de energía eléctrica debe de ser igual a la demanda en todo momento.

El crecimiento de la demanda está muy relacionado con la actividad económica de un país, ya que la industria es el mayor consumidor de electricidad, por ello en años de prosperidad económica presenta una tendencia ascendente, y en años de crisis, como los actuales, presenta una tendencia a reducirse.

La demanda a lo largo de un día no es constante, esto es, presenta picos y valles en función de la hora, coincidiendo con los momentos de mayor y menor actividad. Como es de esperar, esta demanda debe ser cubierta en todo momento, no se pueden permitir interrupciones en el suministro eléctrico. Para evitar esto, es necesario tener instalada potencia suficiente para cubrir las puntas que se producen en la curva de demanda. Como estas medidas son de tipo instantáneo, también es necesario que el parque generador disponga de tecnologías de rápida actuación, como pueden ser los ciclos combinados y la hidráulica, que son capaces de cubrir estos picos que se producen.

Esto se aprecia en la *Figura 29* y en la *Figura 30*, que muestran la demanda para un día determinado y las tecnologías empleadas para cubrir la misma.

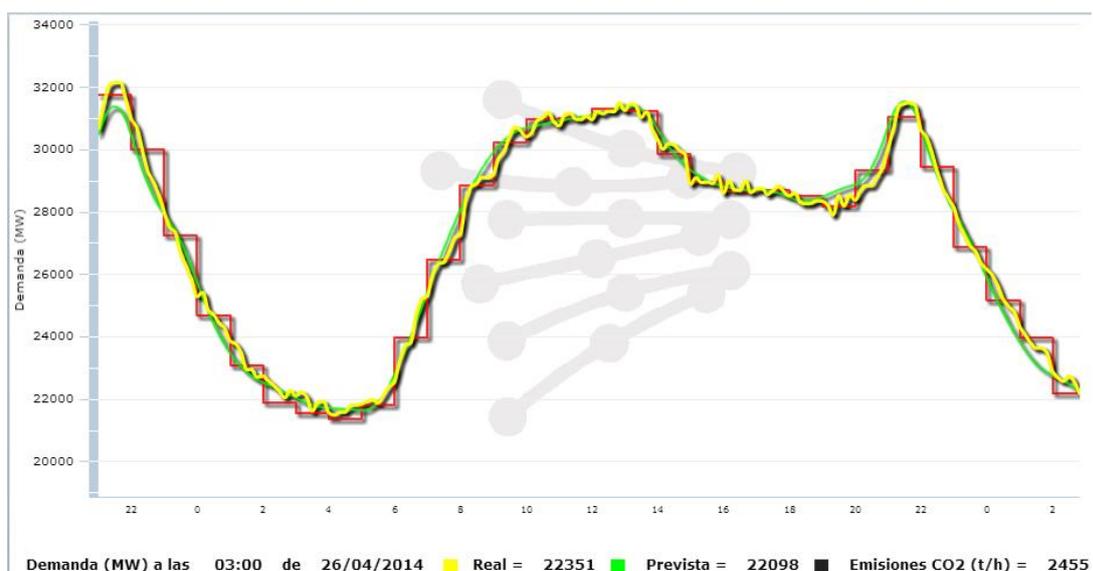


Figura 29. Curva de la demanda del día 25-04-2014

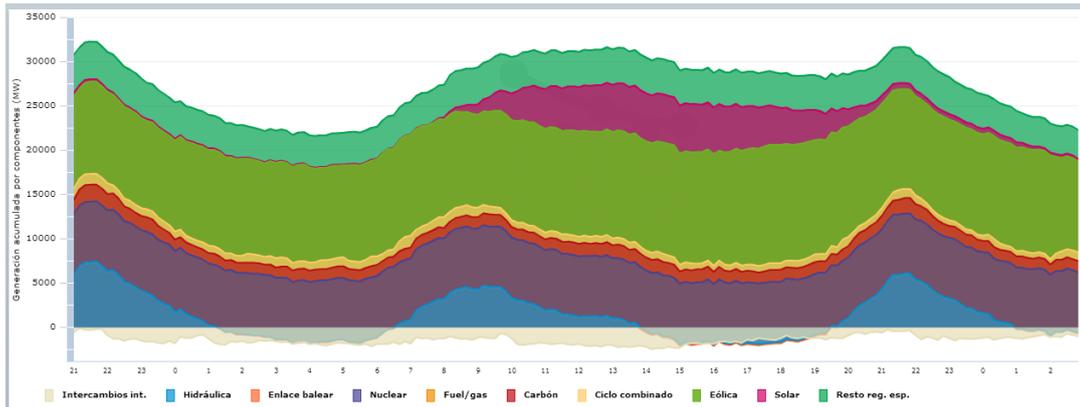


Figura 30. Cobertura de la demanda del día 25-04-2014

Para asegurar la cobertura de demanda en todo momento, se emplea el índice de cobertura.

3.3.1. Índice de cobertura

Cada tecnología de generación contribuye de manera diferente a la seguridad de suministro energético. La contribución de cada central no debe medirse por su potencia instalada, sino por su potencia firme, es decir, la potencia que pueden ofrecer en los momentos de punta con una mínima seguridad o certidumbre. Por ejemplo, si la punta de un sistema se produce típicamente durante la noche de un día laborable de invierno, la contribución de la potencia solar a la hora de cubrir esa punta de demanda es nula. Este valor depende de factores tales como la disponibilidad de la fuente de energía primaria utilizada (combustible, viento, agua, etc.), el mantenimiento que se haga de ella o su régimen de explotación.

Para dimensionar un sistema eléctrico se tiene en cuenta la probabilidad/factibilidad de cubrir la punta de demanda en condiciones adversas, por ejemplo, una punta en invierno en plena ola de frío en un año seco y con poco viento. Cada tecnología aporta una potencia firme, y al agregar todas se podrá exceder, igualar o quedar por debajo de la punta de demanda, dando lugares a índices de cobertura mayores, iguales o menores que 1 respectivamente. Siempre se tratará de mantener este índice por encima de 1, y en el caso concreto de este proyecto, el valor mínimo que se ha establecido es 1,1. El excedente de potencia firme sobre la punta de demanda estimada se conoce como margen de reserva y se calcula restando al índice de cobertura la unidad, en %.

Las tecnologías que forman parte del mix energético español aportan diferente seguridad de suministro:

- La generación eólica e hidráulica fluyente aportan poca seguridad de suministro, ya que ni el viento ni el caudal de agua están necesariamente disponibles en las puntas de demanda.
- La energía nuclear ofrece un nivel muy elevado de seguridad de suministro. Esto es porque las paradas por avería tienen una probabilidad muy baja y además las paradas para mantenimiento se hacen siempre en periodos de demanda baja.
- Las centrales térmicas (ciclos combinados, carbón, fuel) aportan una seguridad de suministro elevada.
- Las hidráulicas (con embalse y de bombeo) también aportan una seguridad de suministro elevada, pues están incentivadas económicamente a utilizar el agua en los periodos de precios altos (principal indicador de necesidad de capacidad adicional). Esta aportación depende en gran medida de la capacidad del embalse (las centrales con embalses con capacidad plurianual aportan una mayor seguridad que las que cuentan con embalses de capacidad anual).

La potencia firme se calcula como la potencia instalada por un factor menor a la unidad, que refleja el grado de certidumbre con el que se puede contar con dicha potencia en el momento de punta de demanda.

Los coeficientes de firmeza empleados en este proyecto se recogen en la *Tabla 14*:

TECNOLOGÍA	COEFICIENTE DE FIRMEZA
INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ORDINARIO	
Nuclear	0,95
Carbón Nacional	0,95
Carbón Importación	0,96
Fuel/ Fuel-gas	0,85
Ciclo Combinado	0,94
Hidráulica	0,45
INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ESPECIAL	
Cogeneración	0,7
Biomasa y biogás	0,5
RSU y RSI	0,5
Energías del mar	0,3
Hidráulica	0,3
Eólica terrestre	0,09
Eólica marina	0,1
Solar fotovoltaica	0
Solar térmica	0,3

Tabla 14. Coeficientes de firmeza para el cálculo del índice de cobertura-margen de reserva

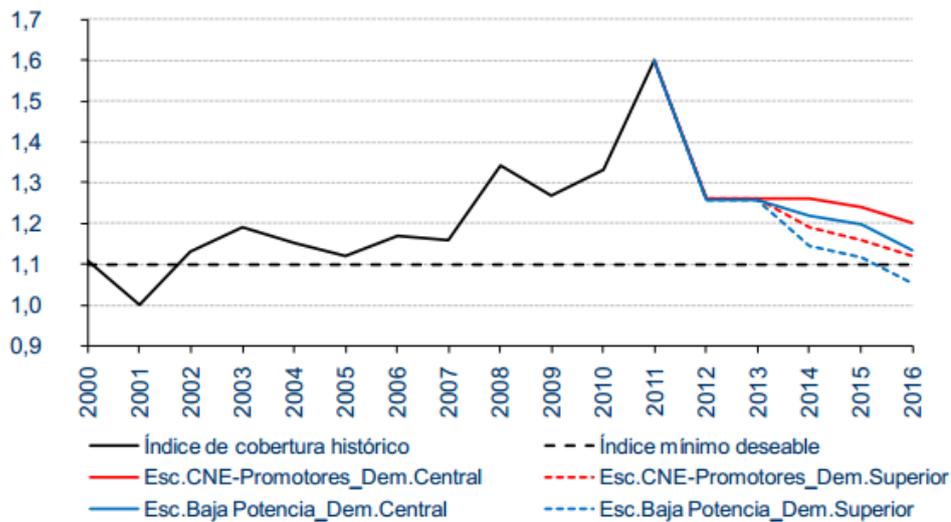
Con estos coeficientes y conocida la potencia instalada, se obtiene la potencia disponible, necesaria para calcular el índice de cobertura

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Potencia firme} - \text{punta de demanda}}{\text{Punta de demanda}}$$

$$IC = 1 + \text{Margen de reserva}$$

Una vez conocido el margen de reserva requerido, se implementa al software, de manera que el programa incluye esta restricción a los cálculos para poder optimizar el sistema. Esto afecta a las necesidades de nueva generación., es decir, cada vez que el margen de reserva presente una tendencia que le llevará a situarse por debajo del 10%, el programa obliga a construir nuevas unidades de expansión.

La *Gráfica 13* muestra cuáles son las previsiones según la CNE acerca de la cobertura de demanda y el índice de cobertura. En ella se aprecia como existe un índice mínimo deseable, que es 1.1. Se observa que la tendencia es ajustar el índice de cobertura al mínimo requerido, de manera que no se produzca una sobrecapacidad del sistema.



Gráfica 13. Previsión cobertura de demanda (fuente CNE)

En la *Figura 31* se muestra la predicción de la evolución del margen de reserva en función del crecimiento de la demanda en base a datos de la CNE. En el caso de que se cerraran las plantas de carbón, se necesitarían nuevas centrales a partir de 2018, ya que el margen de reserva sería inferior a 1,1. En el caso de que se mantuvieran las centrales de carbón y la demanda, las necesidades de nueva generación se aplazarían a 2022.

Margen de reserva con y sin carbón (fuente CNE) en función del crecimiento de la demanda

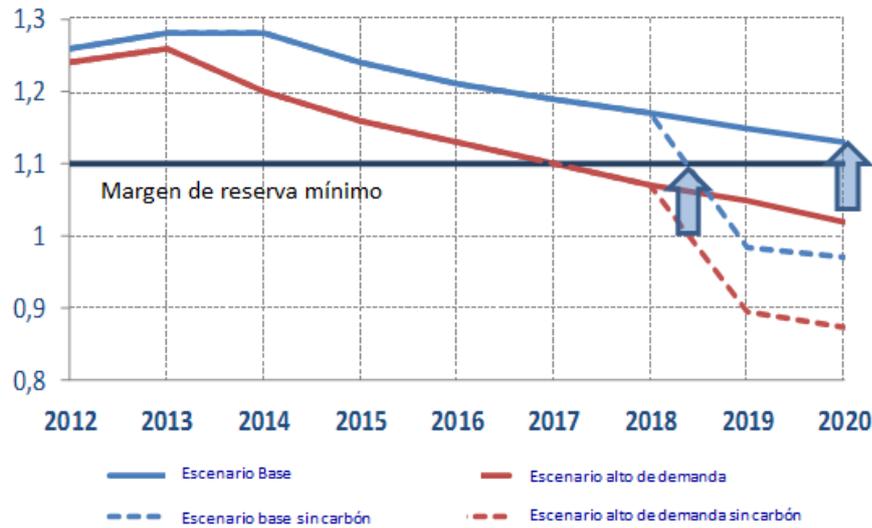


Figura 31. Margen de reserva con y sin carbón 2012-2020

Para realizar la simulación se obtuvieron los datos de la demanda horaria para el año 2012 de la base de datos de REE, para ello se descargaron los archivos de demanda diaria de la plataforma E-Sios disponible en la página web de REE. De las opciones que nos da la plataforma se eligió el programa P48 pues muestra la demanda final suministrada, teniendo en cuenta las restricciones del sistema.

Con esta información se creó el archivo Excel de demanda que se introdujo en PLEXOS.

Capítulo 4. Outputs Caso Base

El objetivo de este capítulo es mostrar y analizar los resultados obtenidos en el Caso Base.

4.1. Outputs Caso Base con CCS

Tras la simulación del modelo que incluía la central de CCS parametrizada como se describió en el apartado anterior, se obtienen dos resultados determinantes: el precio de oferta del generador y el precio de la energía.

El precio de oferta del generador es el 'Offer Price', es decir, es el precio con el que el generador entrará a competir al mercado diario. En este proyecto se han simulado tres generadores, cuya diferencia entre ellos es la curva de consumo, que varía relativamente poco entre sí. A continuación se muestran en la *Gráfica 14* y en la *Tabla 15* los resultados obtenidos tras la simulación.



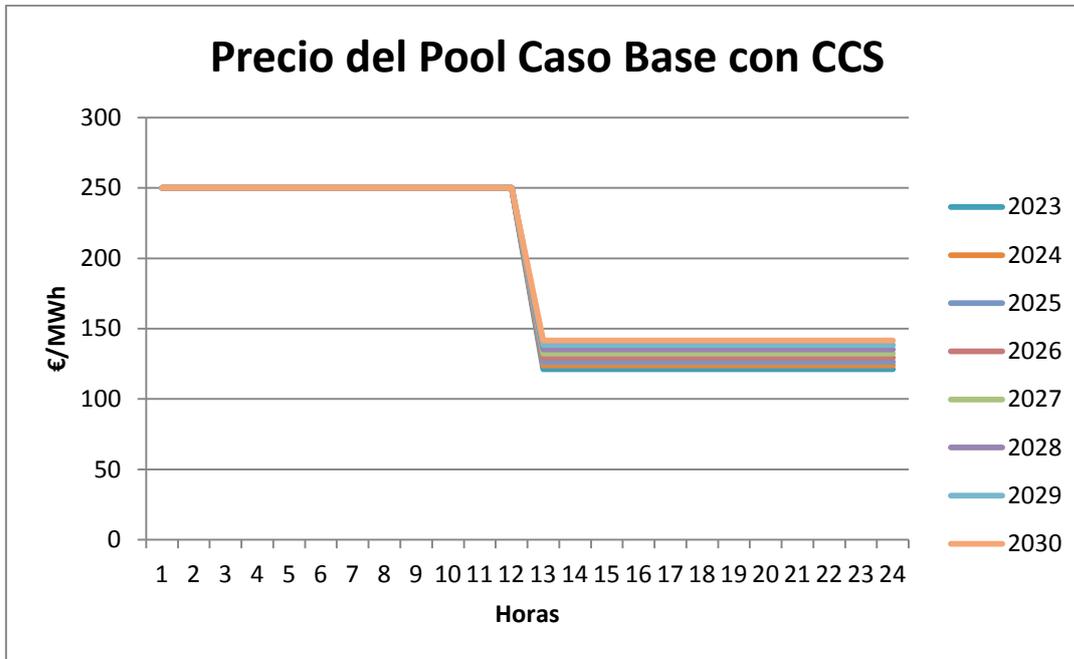
Gráfica 14. Offer Price Caso Base con CCS

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	MAX	MIN	PROM
CCS 1	121,41	124,09	126,78	129,72	132,68	135,64	138,81	141,99	141,99	115,69	127,61
CCS 2	119,2	121,83	124,46	127,35	130,24	133,14	136,25	139,36	139,36	113,6	125,28
CCS 3	120,92	123,59	126,26	129,2	132,14	135,09	138,24	141,4	141,4	115,23	127,09
CCS MEDIA	120,51	123,17	125,83	128,76	131,69	134,62	137,77	140,92	140,92	120,51	130,41

Tabla 15. Offer Price Caso Base con CCS

Con estos datos, se observa que el precio de oferta medio es alto para cualquiera de los tres generadores y en comparación con los precios medios previstos para el horizonte temporal de simulación.

Por otro lado, tras la simulación se obtuvo el precio de la energía eléctrica bajo la propiedad 'Price'. Es al precio al que se pagará la energía eléctrica. El resultado se muestra en la *Gráfica 15*. En ella está representado el precio medio horario de la generación de la central de CCS año a año del horizonte de simulación.



Gráfica 15. Precio del pool Caso Base con CCS

De esta gráfica se desprende que a primera vista, el precio es muy elevado para entrar a formar parte del mix energético. Por esto se realizó un análisis sin central de captura para verificarlo.

La *Tabla 16* recoge los valores máximo, mínimo y promedio del precio anual de la central de CCS.

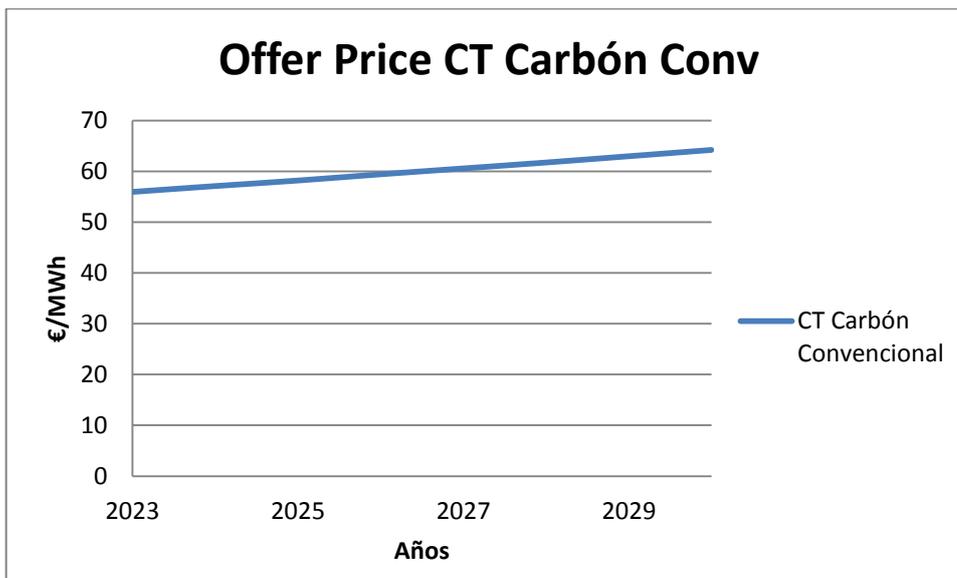
	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO
2023	185,57	250,00	121,13
2024	186,90	250,00	123,80
2025	188,24	250,00	126,49
2026	189,71	250,00	129,43
2027	191,19	250,00	132,37
2028	192,66	250,00	135,33
2029	194,24	250,00	138,49
2030	195,83	250,00	141,66

Tabla 16. Precio máximo, mínimo y promedio anual Caso Base con CCS [EUR/MWh]

4.2. Outputs Caso Base sin CCS

Para que los resultados del Caso Base sean consistentes, es preciso hacer una comparación entre la instalación de la central de la captura y la instalación de una central de carbón convencional, especialmente comparando los precios de oferta del generador y los precios de la energía eléctrica.

A continuación se muestra el Offer Price de una central de carbón convencional en la *Gráfica 16* y en la *Tabla 17*.

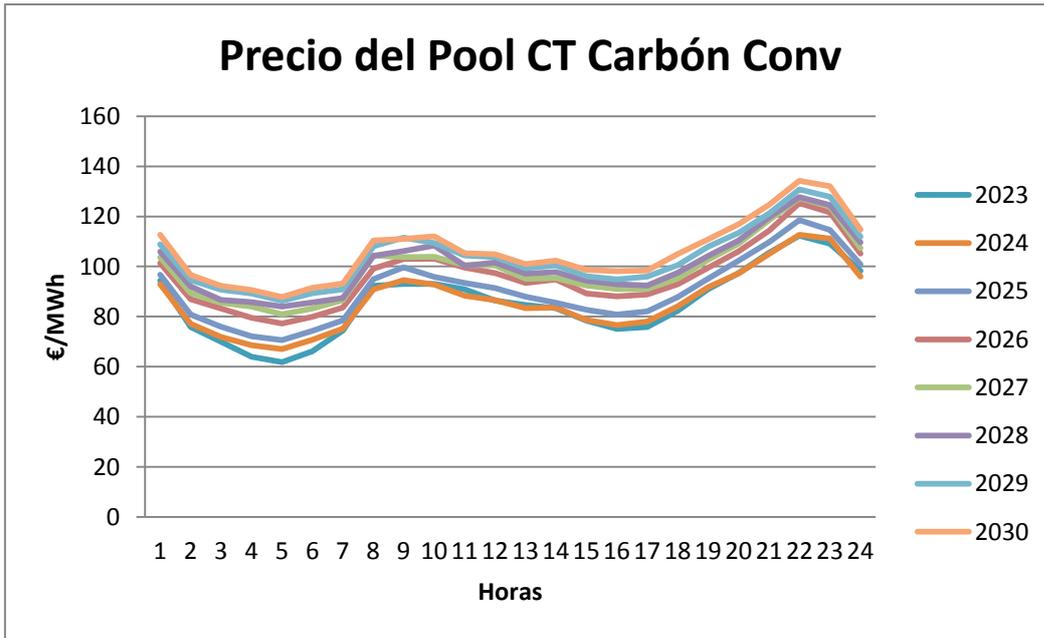


Gráfica 16. Offer Price Caso Base CT Carbón Convencional

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	MAX	MIN	PROM
CT Carbón Convencional	55,94	57,09	58,18	59,41	60,57	61,73	62,97	64,20	64,20	55,94	60,01

Tabla 17. Offer Price Caso Base CT Carbón Convencional

Por otro lado, también se analizó el precio de la energía, al igual que se hizo con la simulación de la central de CCS. Esto se muestra en la *Gráfica 17*



Gráfica 17. Precio del pool Caso Base sin CCS

En la *Tabla 18* se muestran los precios máximo, mínimo y promedio anual en el Caso Base sin CCS.

	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO
2023	85,64	112,26	61,80
2024	86,46	112,66	67,09
2025	90,54	118,50	70,63
2026	96,39	125,27	77,26
2027	98,97	127,33	80,89
2028	100,69	127,69	83,94
2029	103,65	130,84	86,25
2030	106,05	134,15	87,84

Tabla 18. Precio máximo, mínimo y promedio anual Caso Base sin CCS [EUR/MWh]

4.3. Comparativa

A continuación se compararon el precio de oferta del generador para ambas opciones del Caso Base. Con esta comparativa se verifica la teoría inicial de que la tecnología de captura de carbón y almacenamiento de CO₂ no era competitiva frente al resto de opciones del mix energético.

4.3.1. Offer Price

A la hora de comparar el precio de oferta del generador, se observa que es muy superior el precio de la central con CCS frente al de la central de carbón. La consecuencia directa de esto es que a la hora de crear el mix energético, la central de captura no formará parte. Esto es porque en la curva agregada de oferta, este tipo de generadores queda en la parte alta de la misma, de manera que es muy poco probable que el precio de casación resulte del corte de la curva de demanda junto con este precio de oferta.

La comparación entre ambos precios de oferta se muestra en la *Gráfica 18*.



Gráfica 18. Comparativa Offer Price Caso Base

Por otro lado, se ha calculado el porcentaje en el que es superior el precio de oferta de la central de captura frente al de la central de carbón. En valor medio,

el precio de oferta de CCS es un 117, 31% superior al de la central convencional. Esto se indica en la *Tabla 19*.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	PROM
CCS>									
CARBÓN	115	116	116	117	117	118	119	120	117,31
[%]									

Tabla 19. Comparativa Offer Price Caso Base

4.3.2. Precio del Pool

Comparar gráficamente los precios del pool no tiene sentido ya que como se aprecia en la *Gráfica 15*, se trata de una curva de precios totalmente anómala debido a que no tiene ni picos ni valles. De todas maneras, se calculó el porcentaje en el que supera la captura al carbón convencional, cuyo el valor medio es 99%, como se muestra en la *Tabla 20*.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	PROM
CCS>									
CARBÓN	117	116	108	97	93	91	87	85	99
[%]									

Tabla 20. Comparativa Precio del Pool Caso Base

4.3.3. Conclusiones y análisis del viabilidad del Caso Base con CCS

Con los resultados obtenidos se observa cómo, a primera vista, no se trata de un proyecto económicamente viable, pero se requiere hacer un análisis de viabilidad económica. Los datos que se emplean son todos en base a precios y estimaciones de mercado. Todos ellos se muestran en la *Tabla 21* :

Potencia	MW	345
Indisponibilidad captura	%	2,00%
Unitario comercialización ajustado riesgo	EUR/MWh	3,00
Servicio de disponibilidad	EUR/MW	1.620
Incentivo a la inversión	EUR/MW	28.000
Costes Variables CT Central	EUR/MWh	0,70
Costes Fijos CT Carbón	kEUR	40.000
Costes Fijos Captura	kEUR	4.000
CAPEX anual	kEUR	1725,00
Desmantelamiento	kEUR	15.000
Amortización CT	años	20
Inversión CT	EUR/kW	3.043
Impuestos	%	30%
Límite de pérdidas anuales	kEUR	0
WACC Central (Generación y proyecto)	%	7,7%
WACC Transporte y Almacenamiento	%	6,7%

Tabla 21. Análisis de viabilidad Caso Base CCS

La inversión inicial supuesta es de 1.050 millones de EUR, y se realiza en un periodo de cinco años, lo que implica que la inversión anual es de 210.000 EUR. El dato de la inversión inicial es importante ya que determinará en qué grado será rentable este proyecto y hasta qué punto se requiere subvención para que la central entre en operación.

A la hora de analizar este proyecto, se tendrán en cuenta los costes de la central de captura de CO₂, y no los de transporte y almacenamiento, ya que no son objeto de estudio en este caso.

Los datos que se tratan para este análisis están basados en estimaciones de precios de mercado y en los costes típicos de una central de carbón tipo.

Por otro lado, cabe destacar dos aspectos importantes a tener en cuenta: el servicio de disponibilidad y el incentivo a la inversión.

El servicio de disponibilidad se establece según la orden ITC/2794/2007, del 27 de septiembre, que fija la cuantía anual correspondiente a la disponibilidad del grupo i correspondiente a la tecnología j , $RSD_{i,j}$ expresada en EUR. Se obtiene de la siguiente fórmula:

$$RSD_{i,j} = a \cdot ind_j \cdot PN_i$$

Donde:

- a : es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW.
- ind_j : es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología j
- PN_i : es la potencia neta en MW del grupo correspondiente i que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o parte de esa potencia, que se ponga a disposición del operador del sistema.

Los valores de los índices a y ind_j a aplicar en la retribución anual del servicio de disponibilidad son los siguientes:

1. El valor del índice a , definido en el artículo 4.2 de la orden ITC/2794/2007, del 27 de septiembre será de 5.150 EUR/MW.

2. El valor del índice ind_j , definido en el artículo 4.2 de esta orden será el siguiente:

- Centrales de carbón: 0,912.
- Centrales de ciclo combinado: 0,913.
- Centrales de fuel-oil: 0,877.
- Centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

En el caso concreto de este proyecto, al tratarse de una central de carbón la retribución del servicio de disponibilidad será:

$$RSD_{i,j} = 5.150 \cdot 0.912 \cdot 345 = 1620 \text{ EUR/MW}$$

El incentivo a la inversión se establece en la orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, que fija la cuantía anual correspondiente a la retribución para cada instalación de generación por el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo. Esta retribución está en función del índice de cobertura aplicable a la misma de acuerdo con lo siguiente:

- Si $IC < 1,1$; $II = 28.000 \text{ EUR/MW}$.
- Si $IC \geq 1,1$; $II = 193.000 - 150.000 \times IC \text{ EUR/MW}$.

Donde:

- IC es el índice de cobertura.

- II es el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, expresado en EUR/MW y año, que no podrá adoptar valores negativos.

En este caso, como el índice de cobertura que se ha fijado es menor de 1,1, el incentivo a la inversión será de 28.000 EUR/MW.

Para calcular los ingresos de energía de la central se han supuesto 6.000 horas anuales de funcionamiento y 2.070 GWh anuales, que son resultados de funcionamiento estándar de una central de carbón tipo. Con estos datos y el precio de la energía obtenido con PLEXOS se pueden calcular los ingresos netos de la venta de energía, a los que hay que aplicarle el coste del carbón y del CO₂. A todo esto también se le añaden las retribuciones por disponibilidad y el incentivo a la inversión. Los costes fijos y variables empleados también son valores típicos para una central tipo. Una vez calculados estos valores, se puede obtener el EBITDA.

Los resultados financieros en el horizonte temporal estudiado correspondientes al precio de pool de una central convencional de carbón se muestran en la *Tabla 22* y en la *Tabla 23*.

CENTRAL [M EUR]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos energía						180,57	182,53	189,23	187,06	198,01	201,54	206,21	210,79
Garantía de Potencia						10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22
Coste combustible						-84,90	-88,13	-92,19	-96,44	-100,88	-105,53	-110,40	-115,48
Coste CO2						-52,29	-54,45	-58,67	-60,40	-62,17	-63,99	-65,87	-68,96
Costes variables						-1,75	-1,79	-1,83	-1,86	-1,90	-1,94	-1,98	-2,02
Costes fijos						-54,37	-55,45	-56,56	-57,69	-58,85	-60,02	-61,22	-62,45
EBITDA						-2,52	-7,07	-9,80	-19,12	-15,57	-19,72	-23,04	-27,90
Amortizaciones						-0,05	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50
RESULTADO AI						-2,58	-59,57	-62,30	-71,62	-68,07	-72,22	-75,54	-80,40

Tabla 22. Análisis de costes sin CCS

CENTRAL [M EUR]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EBITDA						-2,52	-7,07	-9,80	-19,12	-15,57	-19,72	-23,04	-27,90
IS							17,87	18,69	21,49	20,42	21,67	22,66	24,12
CAPEX + Inversión + Desmantelamiento	-210	-210	-210	-210	-210	-2,13	-2,17	-2,22	-2,26	-2,31	-2,35	-2,40	-2,45
FLUJOS DE CAJA	-210	-210	-210	-210	-210	-3,88	8,63	6,67	0,11	2,55	-0,41	-2,78	-6,23

Tabla 23. Análisis de flujos de caja sin CCS

Los resultados que se han mostrado anteriormente tienen unidades de millones de euros.

De estas dos tablas se observa que el EBITDA es negativo en todo el horizonte temporal, lo que es una razón más para afirmar que el proyecto no es rentable en el Caso Base. También se observa cómo los flujos de caja tienen una tendencia descendente a medida que pasa el tiempo.

En la *Tabla 24* y *Tabla 25* se muestran los resultados financieros correspondientes a un estudio realizado imputando los precios de venta de energía relativos a una central de CCS.

Se aprecia una diferencia notable entre el caso con el precio de una central de carbón convencional y el de una de CCS. Tanto el EBITDA como los flujos de caja son positivos a lo largo del horizonte temporal de estudio.

CENTRAL [M EUR]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos energía						376,45	379,15	381,86	384,85	387,85	390,83	394,04	397,26
Garantía de Potencia						10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22
Coste combustible						-84,90	-88,13	-92,19	-96,44	-100,88	-105,53	-110,40	-115,48
Coste CO2						-52,29	-54,45	-58,67	-60,40	-62,17	-63,99	-65,87	-68,96
Costes variables						-1,75	-1,79	-1,83	-1,86	-1,90	-1,94	-1,98	-2,02
Costes fijos						-54,37	-55,45	-56,56	-57,69	-58,85	-60,02	-61,22	-62,45
EBITDA						193,3	189,5	182,8	178,6	174,2	169,57	164,79	158,57
Amortizaciones						-52,50	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50	-52,50
RESULTADO AI						140,8	137,0	130,3	126,1	121,7	117,07	112,29	106,07

Tabla 24. Análisis de costes con precio con CCS

CENTRAL [M EUR]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EBITDA	0	0	0	0	0	193,36	189,5	182,83	178,67	174,27	169,57	164,79	158,57
IS	0	0	0	0	0	-42,26	-41,11	-39,10	-37,85	-36,53	-35,12	-33,69	-31,82
CAPEX + Inversión + Desmantelamiento	-210	-210	-210	-210	-210	-2,13	-2,17	-2,22	-2,26	-2,31	-2,35	-2,40	-2,45
FLUJOS DE CAJA	-210	-210	-210	-210	-210	148,97	146,2	141,52	138,56	135,43	132,10	128,70	124,30

Tabla 25. Análisis de flujos de caja con precio con CCS

Finalmente, para analizar la viabilidad económica del proyecto, es necesario también estudiar la rentabilidad del mismo a lo largo del de los 8 años de estudio mediante el cálculo del Valor Actual Neto, que es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

Dependiendo del precio de la energía que se utilice como input, se obtendrá un VAN (Valor Actual Neto) diferente. Los dos casos que se estudian son con el precio de venta de la energía al calculado con una central sin CCS, una central de carbón convencional y el otro caso, con el precio de pool obtenido con una central de CCS. Por último se ha obtenido el precio al cuál se alcanza el Breakeven Point, es decir, el punto a partir del cual las pérdidas o VAN negativo, pasan a ser beneficios o VAN positivo.

El estudio del Breakeven Point se realiza únicamente con propósitos ilustrativos en busca de un escenario alternativo que se estableciera en el que se aplica un incentivo empleando el sistema de primas para añadir al precio obtenido en el pool, de manera que se alcanzara la viabilidad económica.

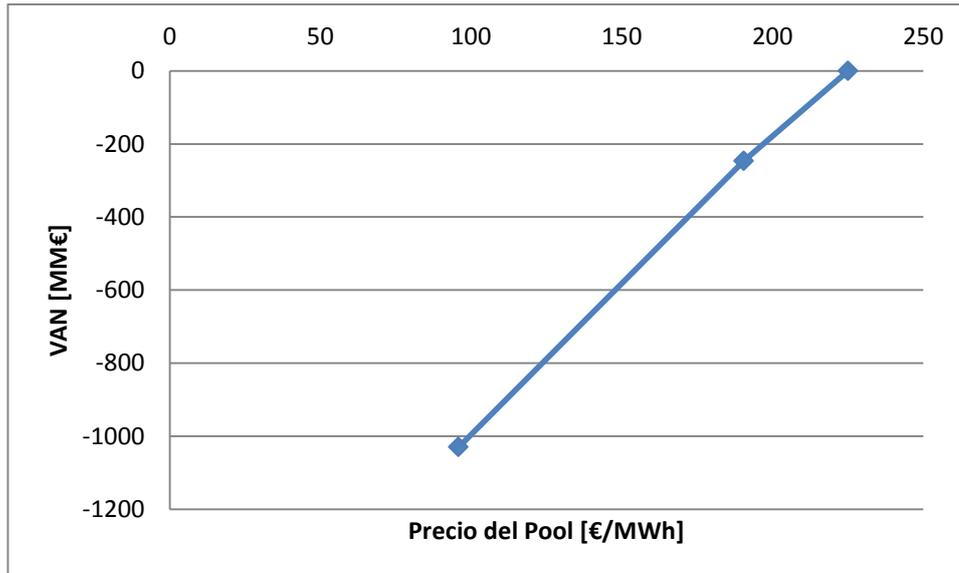
Para simplificar el análisis, se han fijado las siguientes hipótesis:

- La planta operará 6000 horas anuales.
- El resto de variables también se mantienen constantes, es decir, se mantienen las del Caso Base.

Los tres escenarios que se han contemplado en cuanto a los precios de la energía eléctrica se recogen en la *Tabla 26* y en la *Gráfica 19*.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	PROM	VAN [M EUR]
Breakeven Point	205,87	208,12	215,75	213,27	225,76	229,79	235,11	240,33	221,75	0,00
Pool Price CCS	185,57	186,90	188,24	189,71	191,19	192,66	194,24	195,83	190,54	-245,98
Pool Price CT Conv	89,01	89,98	93,28	92,21	97,61	99,35	101,65	103,91	95,88	-1029,73

Tabla 26. Sensibilidad del VAN al aumento del precio del pool [EUR/MWh]



Gráfica 19. Sensibilidad del VAN al aumento del precio del pool [EUR/MWh]

Para encontrar el precio del pool del Breakeven Point, se ha partido del precio obtenido en el Caso Base de una central de carbón convencional y con una tasa de crecimiento anual de 2.31 se ha obtenido el VAN=0. Basado en estas consideraciones, el precio medio del pool de 2023 a 2030 para que la inversión sea viable es de 221.75 EUR/MWh. A partir de este precio medio, la inversión sería rentable. Como era de esperar, no es aceptable que se aumente el precio de la energía eléctrica en un 231% sobre el precio en el Caso Base, de modo que sería necesario un sistema de subvenciones que permitiera reducir el precio de venta de la energía eléctrica.

La conclusión final después de este análisis del Caso Base en función de la tecnología usada, los precios de oferta y el Valor Actual Neto es que en este escenario la instalación de la central de captura de CO₂ no es viable económicamente, a no ser que se cuente con un sistema especial de subvenciones que favorezca a esta tecnología.

Capítulo 5. Escenarios alternativos: Inputs y outputs

Cada uno de los escenarios que se van a analizar definen un conjunto de previsiones de precios de *commodities* (carbón, gas, CO₂...) que, alimentados a la herramienta Plexos, generan unos precios de mercado y funcionamiento de la central con captura.

5.1. Introducción

Después de analizar el Caso Base en profundidad y concluir que en esas condiciones no es viable económicamente la instalación de la central de captura de CO₂, es preciso comprobar si existe algún escenario con el que sí que lo fuera. Para ello se necesita calcular el perfil anual de precios de manera que se pueda comparar con el precio del Caso Base con CCS,

Para este estudio, se van a considerar dos situaciones diferentes: cambios en los precios de *commodities* y cambios en los planes de capacidad. Los análisis de sensibilidad se han agrupado así de manera que se modifican valores del Caso Base y se comparan con el mismo con más precisión que si no se organizaran.

En cuanto al cambio de precios de *commodities*, se van a combinar los del carbón y el CO₂, ya que son los precios determinantes del proyecto y por otro lado, también se estudia el precio del gas puesto que se trata de una de las dos tecnologías, junto con el carbón, son susceptibles de marcar el precio de la energía eléctrica.

Con respecto a los planes de capacidad, es importante profundizar en este aspecto, ya que la regulación puede cambiar, aún no se sabe qué va a ocurrir con las centrales nucleares o con las centrales de energías renovables. Estos cambios podrían afectar al precio del pool, y por tanto la central de captura podría entrar en el mix energético.

5.2. Sensibilidades sobre los precios de *commodities*

El análisis de sensibilidad sobre los precios de CO₂, carbón y gas se realizó modificando los precios empleados en el Caso Base y que se mostraron en la *Tabla 2*.

El método de obtención de los precios de cada uno de los escenarios consiste en aumentar o disminuir en un 10%, 20%, 30% ó 40% los precios base.

La *Tabla 27* resume los escenarios estudiados en este capítulo. En ella se emplea el siguiente código: GAS/CO₂/CARBÓN IMPORTACIÓN/CARBÓN NACIONAL. Los números asignados son los porcentajes de aumento o disminución. La letra B implica que no se modifica el precio base de gas, carbón de importación y CO₂. Lo mismo ocurre con la letra D y el precio base del carbón nacional. Por último, la letra P hace referencia a al precio de una central tipo que emplea casi en su totalidad carbón nacional y a las modificaciones sobre el precio de este combustible.

Cada conjunto de nuevos precios de *commodities* supone un nuevo modelo que hay que implementar en PLEXOS, y por lo tanto unas 24/36 horas de simulación por cada escenario y también un nuevo archivo de solución relativo a los *inputs* de dicho escenario. El resultado que importa de cada escenario es el perfil anual de precios para poder compararlo con los resultados obtenidos en el Case Base.

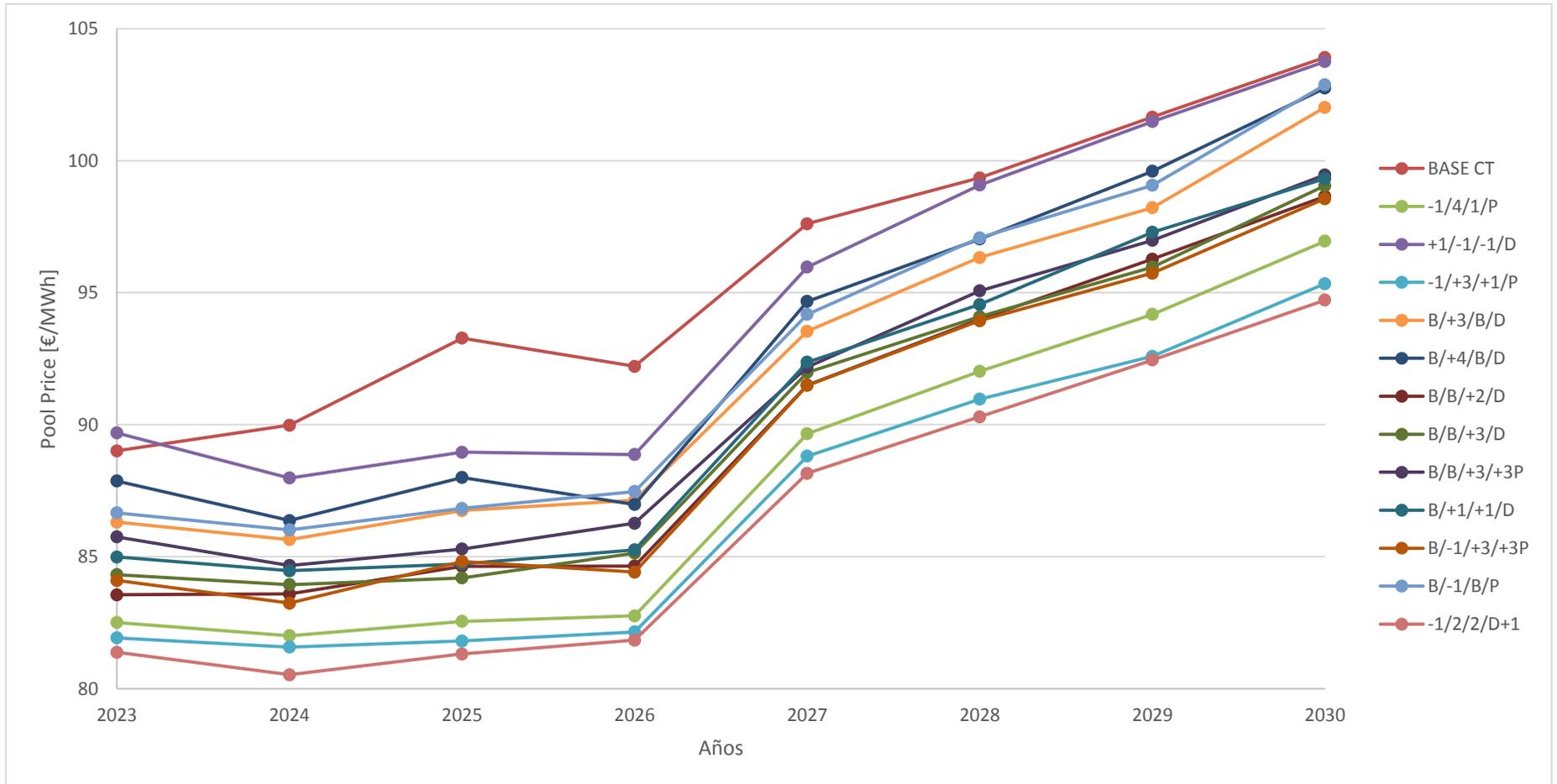
En la *Tabla 28* y en la *Gráfica 20* se muestran todos los precios anuales obtenidos tras la simulación de los escenarios descritos anteriormente.

		GAS	CO2	Carbón Importación	Carbón Nacional
Escenario 1	-1/+4/+1/P	-10%	40%	10%	Según carbón importación 2,01*[cEUR/ te PCI] (Compostilla)
Escenario 2	- 1/+2/+2/D+1	-10%	20%	20%	+10% según escenario base
Escenario 3	-1/+3/+1/P	-10%	30%	10%	Según carbón importación 2,01*[cEUR/ te PCI] (Compostilla)
Escenario 4	B/B/+3/D	-	-	30%	
Escenario 5	B/-1/+3/+3P	-	-10%	30%	30%, según carbón importación 2,01*[cEUR/te PCI] (Compostilla)
Escenario 6	B/+4/B/D	-	40%	-	
Escenario 7	B/+3/B/D	-	30%	-	
BASE	BASE	35 [EUR/MWh]	25 [EUR/t]	130 [\$t]	Desacoplado del carbón de importación 1,85 [cEUR/te PCI] (Compostilla)
Escenario 8	B/+1/+1/D	-	10%	10%	
Escenario 9	B/B/+2/D	-	-	20%	
Escenario 10	B/B/+3/+3P	-	-	30%	+30%, según escenario base
Escenario 11	+1/-1/-1/D	10%	-10%	-10%	
Escenario 12	B/+3/B/P	-	30%	-	Según carbón importación 2,01*[cEUR/ te PCI] (Compostilla)

Tabla 27.Sensibilidades sobre los precios de commodities

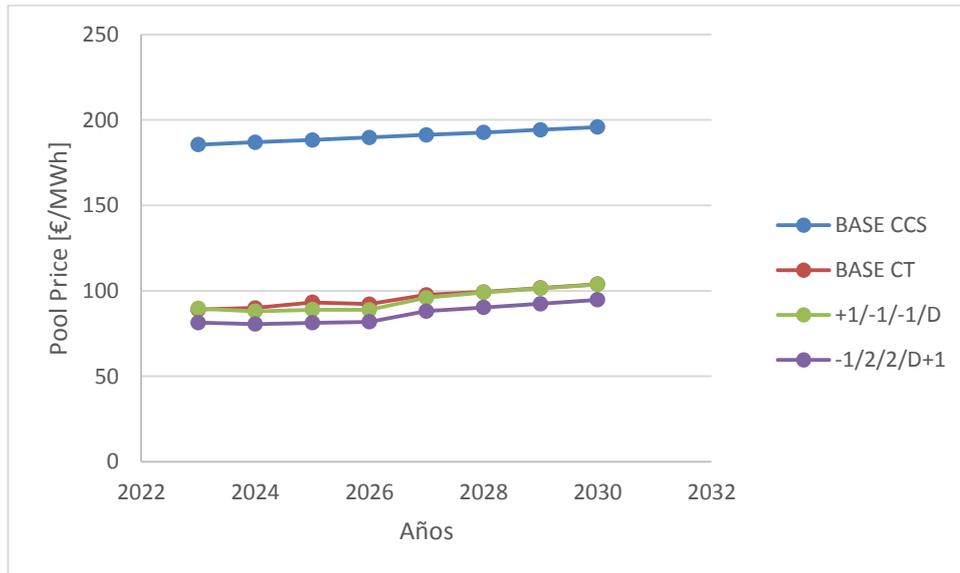
Años	BASE CCS	BASE CT	-1/4/1/P	+1/-1/-1/D	-1/+3/+1/P	B/+3/B/D	B/+4/B/D	B/B/+2/D	B/B/+3/D	B/B/+3/+3P	B/+1/+1/D	B/-1/+3/+3P	B/-1/B/P	-1/2/2/D+1
2023	185,57	89,01	82,51	89,69	81,93	86,31	87,87	83,56	84,32	85,75	84,99	84,1	86,66	81,38
2024	186,9	89,98	82,01	87,98	81,58	85,65	86,37	83,59	83,94	84,67	84,47	83,24	86,02	80,53
2025	188,24	93,28	82,55	88,96	81,81	86,75	88	84,64	84,2	85,29	84,73	84,82	86,83	81,32
2026	189,71	92,21	82,76	88,87	82,15	87,14	86,98	84,65	85,14	86,27	85,26	84,42	87,47	81,84
2027	191,19	97,61	89,66	95,97	88,81	93,54	94,67	91,5	91,98	92,18	92,37	91,49	94,18	88,16
2028	192,66	99,35	92,02	99,08	90,97	96,33	97,03	93,99	94,09	95,07	94,55	93,94	97,08	90,3
2029	194,24	101,65	94,18	101,48	92,59	98,22	99,6	96,27	95,97	96,98	97,29	95,74	99,07	92,45
2030	195,83	103,91	96,95	103,75	95,34	102,02	102,75	98,65	99,05	99,46	99,32	98,56	102,87	94,72

Tabla 28. Escenarios commodities Pool Price [EUR/MWh]



Gráfica 20. Resumen de sensibilidades de commodities

En las *Gráfica 20* se aprecia cómo en todos los escenarios estudiados de precios de *commodities* el precio de la energía eléctrica en el Caso Base de la central de carbón convencional y por tanto también el de la central de CCS siempre son superior al resto de casos analizados.



Gráfica 21. Máximo y mínimo en sensibilidades de commodities

La *Gráfica 21* muestra la comparación del Caso Base con los escenarios de precios en los casos extremos: precio máximo y precio mínimo. El de precio máximo corresponde a aumentar un 10% el gas y reducir un 10% el CO₂ y el carbón de importación, mientras que el carbón nacional se mantiene desacoplado del de importación. Por otro lado, el escenario de precio mínimo corresponde a disminuir el gas en 10% y aumentar el CO₂ y el carbón de importación en un 20% y el carbón nacional desacoplado, aumentarlo en un 10%.

Viendo cuáles son los casos límites se observa que lo que encarece la energía eléctrica es el gas, mientras que el CO₂ y el carbón de importación tienen margen de aumento sin afectar significativamente al precio de la energía eléctrica.

A la vista de estos resultados, se podría adelantar que en principio, bajo ningún escenario de precios de *commodities* sería competitiva la tecnología de captura frente al resto.

5.3. Sensibilidades sobre planes de capacidad

En este análisis de sensibilidad se harán dos estudios por separado: uno en el que se han considerado escenarios crecientes de capacidad solar instalada, hasta llegar a superar en 2500 MW a la capacidad instalada en el escenario Base, cuya producción se acumula en las horas centrales del día. En el otro estudio del plan de capacidad, se hace un análisis de sensibilidad en cuanto a demanda, cierre de las centrales nucleares, cambios en la legislación del carbón y cambios en qué tecnología de expansión se utilice.

5.3.1. Planes de capacidad referidos a fotovoltaica

Dado el porcentaje de penetración de las renovables en el mix energético y teniendo en cuenta que se trata también de uno de los objetivos 20-20-20 de la Unión Europea, se han considerado escenarios crecientes de capacidad solar instalada, desde el Caso Base hasta aumentar 2500 MW más de capacidad instalada.

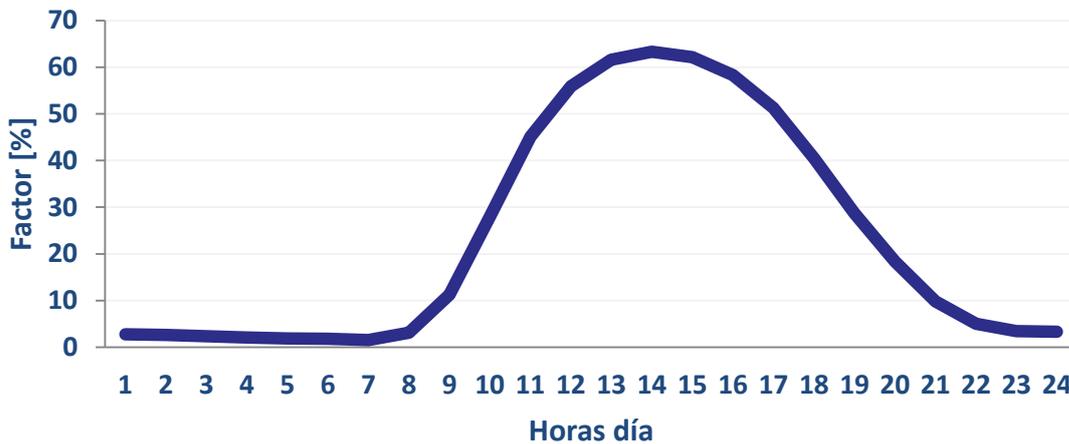
En la *Tabla 29* se muestran los inputs empleados para cada uno de los escenarios de sensibilidad de fotovoltaica. El escenario 5 es el escenario más desfavorable en el sentido de que reduce el precio de la energía notablemente debido a que en la formación del precio de la energía eléctrica, las energías renovables tienen preferencia, como se explicó anteriormente.

FOTOVOLTAICA [MW]	
BASE	11.700
Escenario 1	12.000
Escenario 2	12.300
Escenario 3	12.900
Escenario 4	13.500
Escenario 5	14.200

Tabla 29. Inputs sensibilidad FV

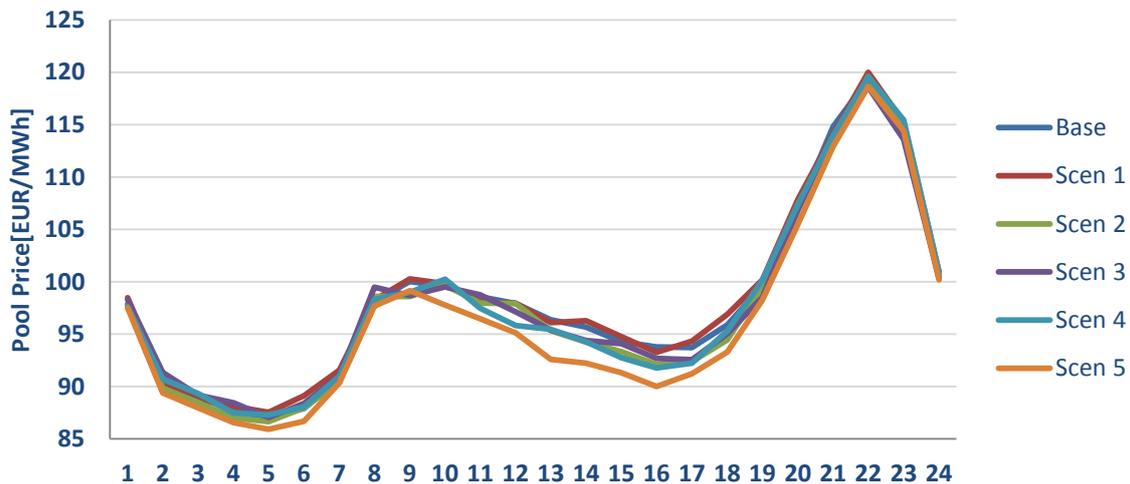
Esta reducción del precio se aprecia también en que el perfil de generación por parte de la energía solar coincide sus horas pico con las de demanda, por lo tanto permite que esta energía barata cubra parte de la demanda en esas puntas de demanda. La *Gráfica 22* muestra el perfil de generación de la tecnología fotovoltaica e

incluye perfil solar térmico y fotovoltaico. Se produce un segundo valle en la curva de precios coincidente con las horas pico solares, que reduce ligeramente el precio medio anual. Por esto el escenario más desfavorable es el 5, el que tiene más capacidad solar instalada.



Gráfica 22. Factor de funcionamiento horario solar

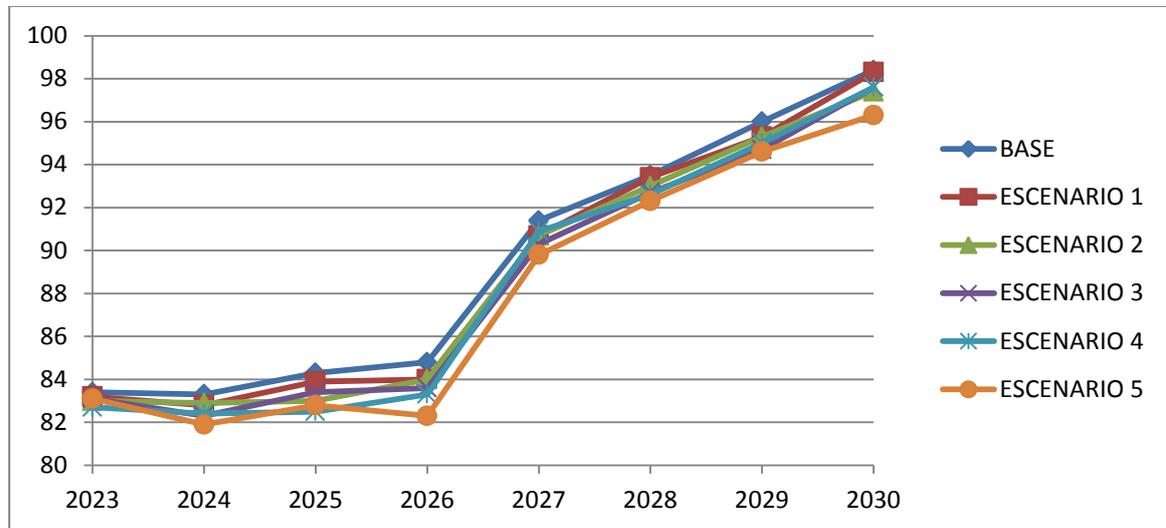
De cada uno de estos escenarios se obtiene una curva de precios anual, y en la Gráfica 23 se muestra dicha curva correspondiente al año 2030, ya que es el último año de estudio del horizonte temporal del proyecto.



Gráfica 23. Curva horaria 2030 sensibilidad FV

Por otro lado, se observa la evolución de los precios medios anuales por escenarios en la Gráfica 24 y en la Tabla 30 y en todos los casos son muy cercanos al Caso Base, por lo que se puede concluir que el plan de capacidad no se ve afectado por la entrada de la fotovoltaica. Los valores de los precios han sido el resultado de la

simulación de los respectivos escenarios en PLEXOS con la modificación de la capacidad solar instalada.



Gráfica 24. Evolución de precios medios anuales FV

	BASE	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
2023	83,4	83,2	83,0	83,1	82,7	83,1
2024	83,3	82,8	82,9	82,3	82,4	81,9
2025	84,3	83,9	83,0	83,4	82,5	82,8
2026	84,8	84,0	84,0	83,6	83,3	82,3
2027	91,4	90,7	90,7	90,3	90,9	89,8
2028	93,5	93,4	93,0	92,7	92,6	92,3
2029	96,0	95,3	95,3	94,7	95,0	94,6
2030	98,4	98,3	97,4	97,6	97,6	96,3

Tabla 30. Precios medios anuales FV [EUR/MWh]

5.3.2. Otros planes de capacidad

Después de comprobar que la fotovoltaica no afecta al plan de capacidad, es necesario verificar el resto de posibles modificaciones que pueden resultar determinantes para el plan de capacidad, esto es, cambios en la regulación prevista para nucleares, carbón, demanda o la tecnología que se emplee para la expansión de capacidad.

Para realizar el análisis de sensibilidad relativo a los planes de capacidad, se tendrán en cuenta modificaciones con respecto a la demanda, al combustible, a la regulación prevista para el cierre de nucleares, las modificaciones según la nueva Directiva de Emisiones Industriales (DEI), que afecta a las centrales de carbón y la tecnología que se emplee para la expansión de capacidad (carbón o ciclo combinado).

Los escenarios que se han planteado son todos referidos al Caso Base inicial y se muestran en la *Tabla 31*. Estos son los inputs aplicados en PLEXOS para cada uno de los escenarios estudiados y que, como ocurría con los análisis anteriores, han supuesto nuevas soluciones ofrecidas por el software y nuevas curvas de precios anuales.

		DEMANDA Y COMBUSTIBLE	NUCLEARES	CARBÓN (DEI)	TECNOLOGÍA EXPANSIÓN
Base	Base	Base	Base	Base	Base
Escenario 1	Base X2	Base	Base	Base	CCGT+CARBÓN
Escenario 2	Base Cierre Nuclear	Base	Cierre	Base	Base
Escenario 3	Base Alta DEI	Base	Base	Alto	Base
Escenario 4	Base Alta DEI X2	Base	Base	Alto	CCGT+CARBÓN
Escenario 5	Base Baja DEI	Base	Base	Bajo	Base
Conservador	Conservador	Conservador	Base	Base	Base
Escenario 6	Conservador Cierre Nuclear	Conservador	Cierre	Base	Base
Escenario 7	Conservador Cierre Nuclear X2	Conservador	Cierre	Base	CCGT+CARBÓN
Escenario 8	Conservador Alta DEI	Conservador	Base	Alto	Base
Escenario 9	Conservador Baja DEI	Conservador	Base	Bajo	Base

Tabla 31. Inputs sensibilidades sobre planes de capacidad

A continuación se describen detalladamente los escenarios y las características relativas a cada uno de los casos de análisis dentro de ellos.

B. Demanda y combustible.

Para analizar este caso, se han combinado el efecto de la demanda y el del combustible, ya que la generación de energía debe cubrir exactamente la demanda y con la generación, el consumo de combustibles aumenta o disminuye en la misma medida.

Se han contemplado dos escenarios: base y conservador. El escenario base empleado es equivalente al escenario base de la CNE. El escenario conservador mantiene márgenes ligeramente por encima de 1.1 durante el periodo 2014-2023, y para simplificar el análisis se ha extendido hasta 2030, aún en el caso de cierre de plantas de carbón. Este escenario se reduce a un bajo consumo, tanto en demanda como en combustible.

C. Nucleares

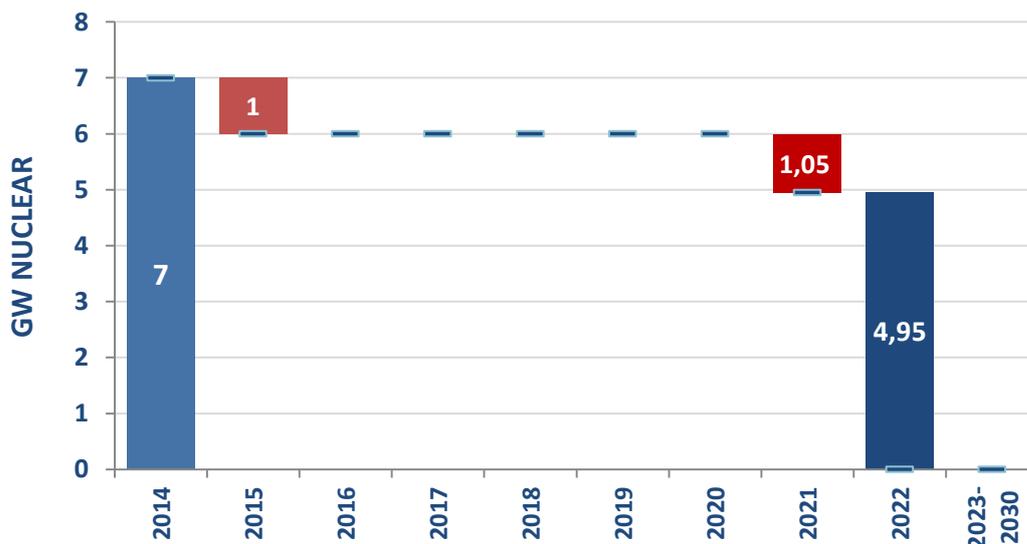
En cuanto a las centrales nucleares, los dos escenarios previstos son el mantenimiento de la situación actual, es decir, sin cierres programados adicionales a Garoña y con licencias prorrogables durante 60 años, y aunque Trillo cierra en 2014, se supone que se prolonga hasta 2030, que es lo correspondiente al Caso Base. El otro escenario es el que contempla el cierre de las nucleares según lo previsto en los planes actuales, es decir, su cierre total en 2021 como muy tarde. Los datos relacionados con cada central se muestran en la *Tabla 32*.

Este análisis de sensibilidad se realiza porque si se cierran las centrales nucleares, ya que cubren un porcentaje significativo de la demanda, es preciso conocer cómo sería el parque generador en el caso de que se produzca dicho cierre, y por lo tanto cubrir ese hueco con nuevas centrales, ya que podría ser la central de carbón quien lo hiciera.

CENTRAL	Base	Cierre
Garoña	CERRADA	CERRADA
Almaraz 1	Ampliación (+2030)	Cierre 1/06/21
Almaraz 2	Ampliación (+2030)	Cierre 1/10/21
Asco 1	Ampliación (+2030)	Cierre 1/10/21
Asco 2	Ampliación (+2030)	Cierre 1/10/21
Cofrentes	Ampliación (+2030)	Cierre 1/03/21
Trillo	Ampliación (+2030)	Cierre 1/11/14
Vandellós	Ampliación (+2030)	Cierre 1/7/20

Tabla 32. Datos cierre de centrales nucleares

En el escenario de Cierre Nuclear, se produce una necesidad de entrada de nueva capacidad para cubrir el hueco libre dejado por las centrales nucleares. En la *Gráfica 25* se recogen los GW anuales de entrada de nuevas centrales, que se muestra en color rojo, y en azul, la potencia instalada de nuclear. Se observa cómo a partir de 2023, la potencia instalada es 0.



Gráfica 25. Necesidades de nueva capacidad en caso de cierre de nucleares.

D. Carbones (DEI)

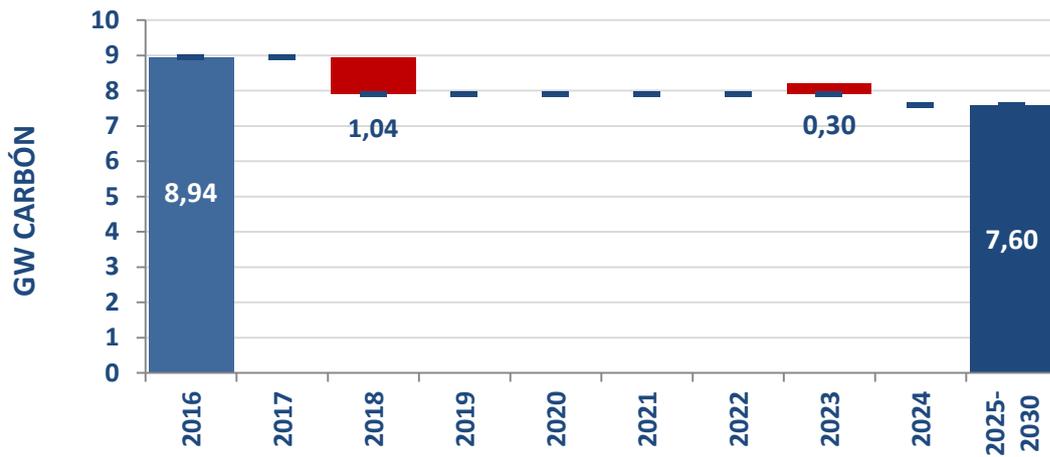
En este análisis se contemplan dos escenarios posibles: el alto y el bajo, sabiendo que en el Caso Base, la vida útil de las centrales se extiende hasta 2030 mediante una inversión.

En el escenario bajo, se limitan las horas de operación de las centrales a 17.500 horas efectivas desde 2016 hasta la fecha de su cierre, donde el cierre más tardío se produce en 2022. Estos cierres provocan una necesidad de nueva capacidad para garantizar el suministro. Esta necesidad se recoge en la *Gráfica 26*, donde el color rojo indica los GW necesarios de nueva instalación de centrales, y en azul se indican los GW instalados de centrales de carbón.



Gráfica 26. Escenario Baja DEI

En el caso del escenario alto, la limitación de horas efectivas se aplica únicamente a aquellas centrales que lo tiene aplicado en el Caso Base, de modo que la necesidad de entrada de nueva capacidad instalada es menor que en el escenario de baja DEI, donde el cierre de centrales es mayor. Esto se aprecia en la *Gráfica 27*, donde solo se precisa instalación de nueva capacidad en 2018 y en 2023.



Gráfica 27 Escenario Alta DEI

E. Tecnología de expansión

Después de obtener cuánta capacidad instalada es necesaria para cada uno de los casos de estudio, es preciso saber con qué tecnología se va a cubrir esa necesidad de generación. Se han contemplado dos opciones:

- CCGT: Ciclo Combinado de 400 MW, con rendimiento de 60% y cuya inversión asciende a 700 EUR/KW
- CARBÓN: Carbón de 800 MW, con rendimiento del 45%, cuya inversión asciende a 1.900 EUR/KW.

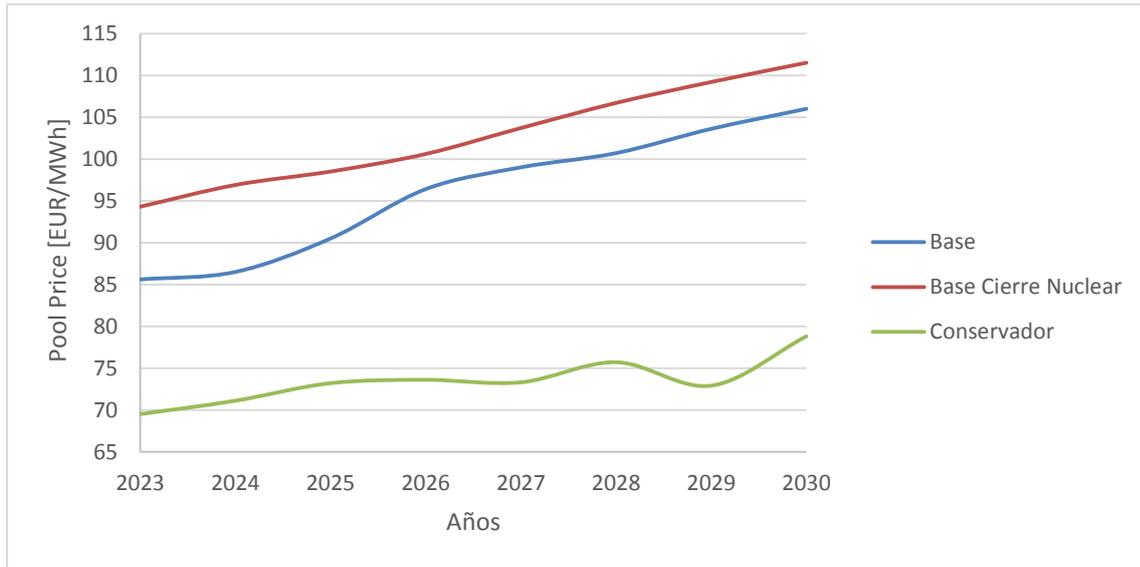
F. Resultados obtenidos

Tras la simulación de los escenarios anteriormente descritos, los precios de la energía obtenidos en PLEXOS se muestran en la *Tabla 33*.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base	85,6	86,5	90,5	96,4	99	100,7	103,6	106
Base X2	84,8	89,4	91	92,4	96,1	97,9	101,4	105,1
Base Cierre Nuclear	94,3	96,9	98,5	100,6	103,7	106,7	109,2	111,5
Base Alta DEI	85,9	87	91	93,6	97,7	98,7	102,2	105,3
Base Alta DEI X2	85,9	87,1	89,7	92,9	94,3	98,1	99,7	103,7
Base Baja DEI	85,9	89,9	92,3	95,8	99	100,2	102,8	106,8
Conservador	69,5	71,1	73,2	73,6	73,3	75,7	72,9	78,8
Conservador Cierre Nuclear	79,5	81,7	82,2	84,4	85	85,4	85,5	87,8
Conservador Cierre Nuclear X2	80,2	81	82,6	83,7	85	85,8	86,7	87,7
Conservador Baja DEI	72,1	73,6	70,1	75,3	74,1	75,6	74,7	77,8

Tabla 33. Precio del pool del análisis de sensibilidad de capacidad.

Después de ver estos resultados, para poder concluir de manera consistente este análisis, se muestran en la *Gráfica 28* las situaciones de precio máximo y mínimo en comparación con el precio resultado del Caso Base. De esta gráfica se comprueba como el caso de mayor precio es el de Base Cierre Nuclear, ya que al cerrar todas las centrales nucleares se requiere instalar otras nuevas, como ya se ha descrito anteriormente y además, al tratarse del Caso Base, la demanda tiene una tendencia creciente en el tiempo.



Gráfica 28. Precio del pool del análisis de sensibilidad de capacidad.

G. Conclusiones

Tras este análisis y a la vista de los resultados obtenidos, en función de la probabilidad de que ocurra cada uno de los escenarios estudiados, se tomará una decisión u otra, pero en comparación con el Caso Base de central de captura de CO₂, en ninguno de los casos el precio de estos escenarios superará al de CCS, luego vuelve a no ser competitiva la tecnología de este estudio frente al resto de tecnologías y casos analizados.

Capítulo 6. Conclusiones

Para las tecnologías renovables se ha establecido un sistema de primas y subvenciones para favorecer su desarrollo tecnológico y para favorecer que su presencia en el mix energético aumente. Para poder llevar a cabo el proyecto de la central de captura, es necesario un sistema similar, que favorezca una generación sostenible y no contaminante y que favorezca la presencia de tecnologías basadas en el carbón a la hora de la formación del precio del pool. Esto es, un sistema que cubriera la diferencia de precios entre una central convencional y una central de captura y almacenamiento de CO₂ para que el VAN fuera 0 y el proyecto fuera rentable y económicamente viable.

Para dimensionar este sistema de primas se ha calculado en la *Tabla 34* la diferencia de precios entre los que se obtendría con una central convencional y los que debería tener la central de captura para que comenzara a ser rentable. Esta diferencia de precios es la que debería de cubrir el sistema necesario para que la inversión en esta tecnología fuera rentable.

[EUR/MWh]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Breakeven Point	205,87	208,12	215,75	213,27	225,76	229,79	235,11	240,33
Pool Price CT Conv	89,01	89,98	93,28	92,21	97,61	99,35	101,65	103,91
Diferencia	116,9	118,1	122,5	121,1	128,2	130,4	133,5	136,4
Ingresos diferencia [kEUR]	242	245	254	251	265	270	276	282

Tabla 34. Diferencia precios Breakeven Point vs CT Conv

Por otro lado se han calculado los ingresos por energía de la diferencia obtenida en la *Tabla 34* de manera que se puede calcular el VAN de las primas requeridas para suplir esa falta de ingresos. Además se ha asumido una vida útil de la central de captura que se extiende hasta 2040, para que el valor obtenido se aproxime a la realidad si se llevara a cabo esta instalación.

VAN primas [M EUR]	1383
VAN inversión [M EUR]	628
Diferencia VAN [M EUR]	755

Tabla 35. Resultados VAN finales

En la *Tabla 35* se recogen los diferentes resultados del VAN. Para poder llevar a cabo este proyecto se necesita un sistema de primas cuyo VAN es de 1383 millones de euros, de los cuales 628 se destinan únicamente a la inversión para la instalación, de modo que el VAN resultante del sistema de primas sería de 755 millones de euros. Se trata de una cantidad muy elevada, y que hoy por hoy, no es posible.

Aunque se tuviera en cuenta el proyecto NER 300, que podría asumir parte de esta subvención requerida, se trata de un programa en el cuál se comparten las primas entre todos los participantes, de modo que aunque se vendieran los 300 millones de derechos de emisión, tampoco se podría asumir como única fuente de primas, ya que en ningún caso este programa favorecería únicamente a un solo proyecto.

Como conclusión final, se podría decir que en un principio esta tecnología no es rentable a no ser que se implante un sistema de subvenciones público que subsane la diferencia entre los precios de la central de captura y el precio del pool estándar, de manera que esta tecnología limpia fuera capaz de entrar en el mix energético y se cubrieran los altos costes de la instalación de captura.

Para futuros estudios, queda abierta una línea de investigación hacia un análisis de coste exhaustivo y a mejorar los márgenes de manera que se pudiera rentabilizar la inversión. También se podría analizar la instalación de esta central de CCS en una central de ciclo combinado, ya que se trata de la tecnología de expansión que está en alza ahora mismo, como se ha comprobado en el análisis de sensibilidad de los planes de capacidad.

Capítulo 7. Bibliografía

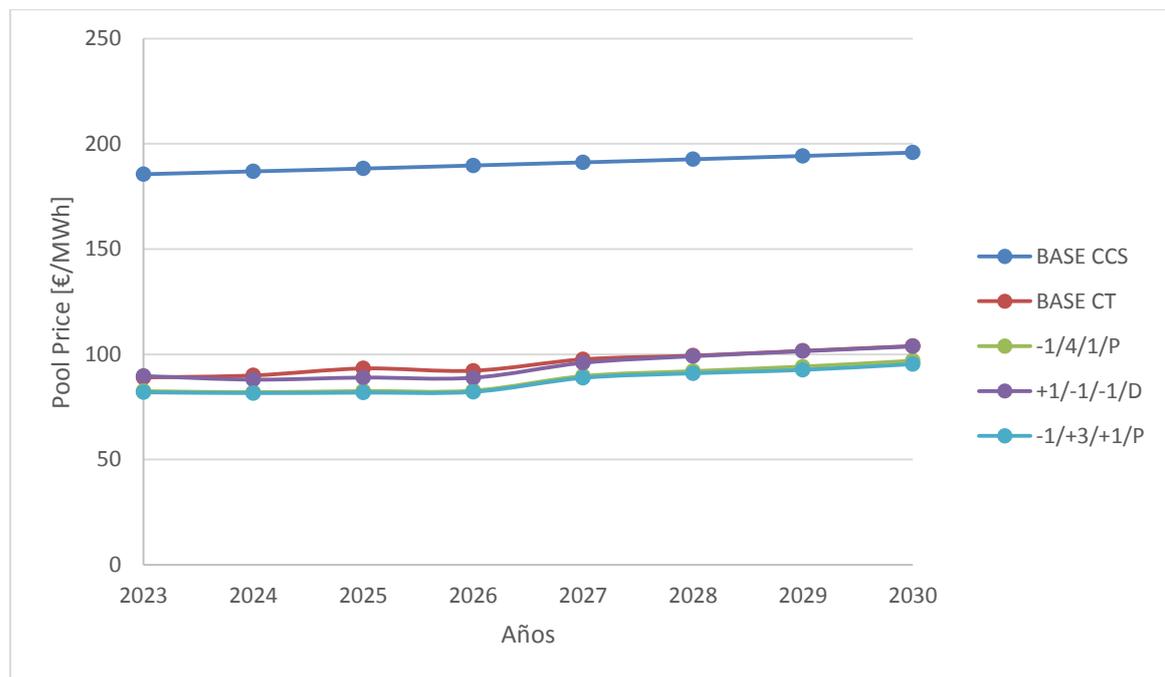
- CAPTURA
http://www.energiaycambioclimatico.com/export/sites/foro/resources/pdf/programa_investigacion/investigacion/101126_SET-TE_CCS.pdf
- ZERO EMISSION PLATFORM
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/>
- OXYCFB 300 official page
<http://www.compostillaproject.eu/es/tecnologia-cac/>
- EU DIRECTIVE CARBON: NER 300
http://ec.europa.eu/clima/policias/lowcarbon/ner300/index_en.htm
<http://www.dyrecto.es/ner300>
http://ec.europa.eu/clima/policias/brief/eu/index_en.htm
http://ec.europa.eu/clima/policias/eccp/index_en.htm
- EU ETS (DERECHOS DE EMISIÓN)
http://www.ingurumena.ejgv.euskadi.net/contenidos/manual/tercera_fase_sistema_euets/es_doc/adjuntos/tercera_fase_sistema_EUETS_v2%20borrador.pdf
<https://www.capi.es/CapitalMarkets/euas.do>
- PLEXOS
<http://www.energy-business-review.com/suppliers/energy-exemplar>
<http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>
<http://www.ucc.ie/en/energypolicy/models/plexos/>
- CLEAN SPARK SPREAD
<http://www.icis.com/staticpages/ICISHerenCoalMethodology.htm>

Capítulo 8. Anexo I: Resultados del análisis de sensibilidad de precios de *commodities*

8.1. Descripción y resultados

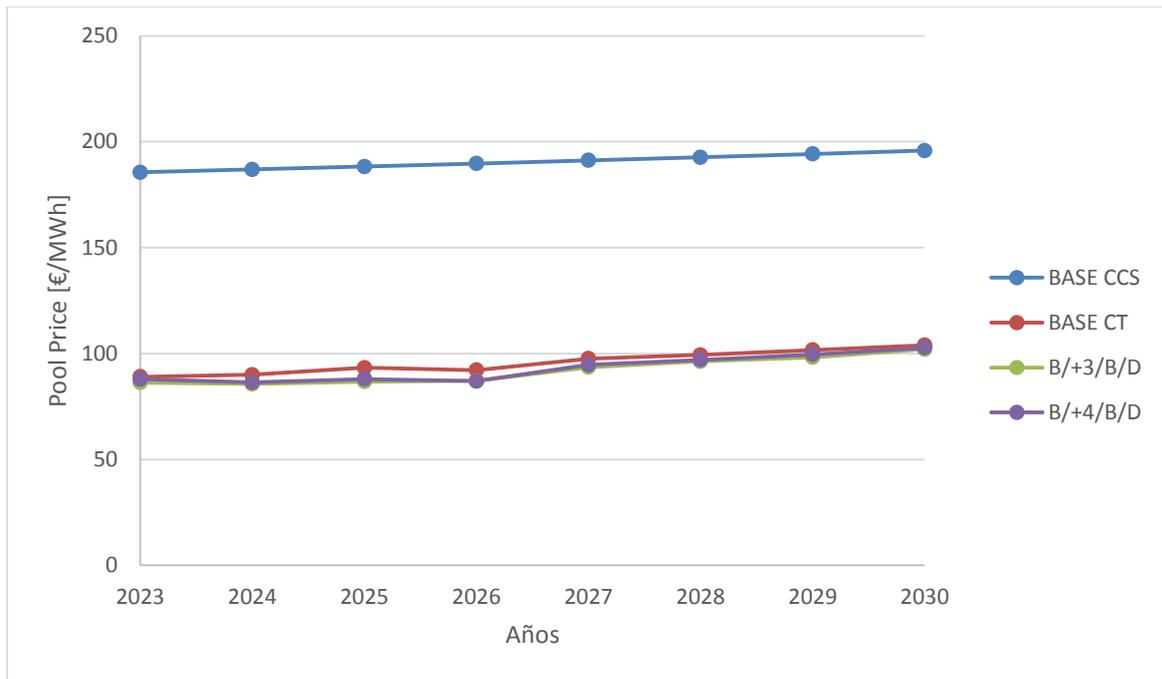
En este apartado se muestran los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad en cuanto a los precios de *commodities*. En las *Gráfica 29*, *Gráfica 30*, *Gráfica 31* y *Gráfica 32* se han comparado los diferentes escenarios frente al precio de la central de captura de CO₂. Los escenarios se han agrupado en las gráficas en función de la modificación sobre el Caso Base que se haya realizado.

En la *Gráfica 29*, la comparación se realiza con las modificaciones sobre el precio del gas y del CO₂ combinadas,



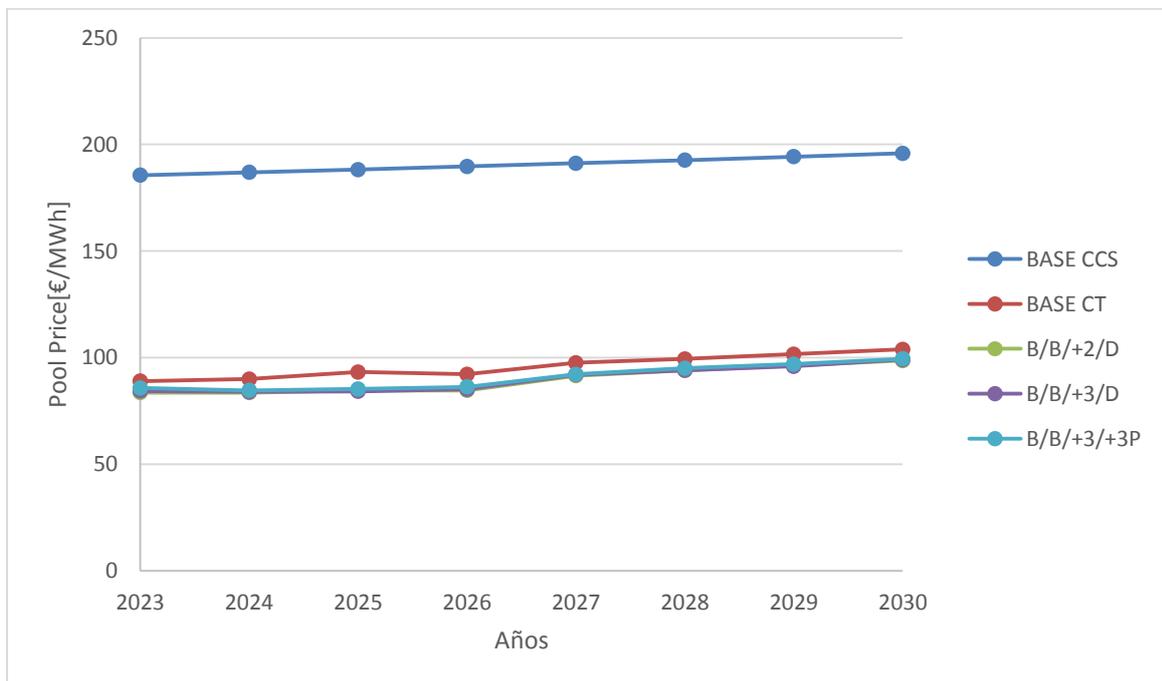
Gráfica 29. Sensibilidades sobre gas y CO₂

La *Gráfica 30* refleja la comparación de la central de CCS frente a los cambios en el precio del CO₂ a lo largo del horizonte temporal.



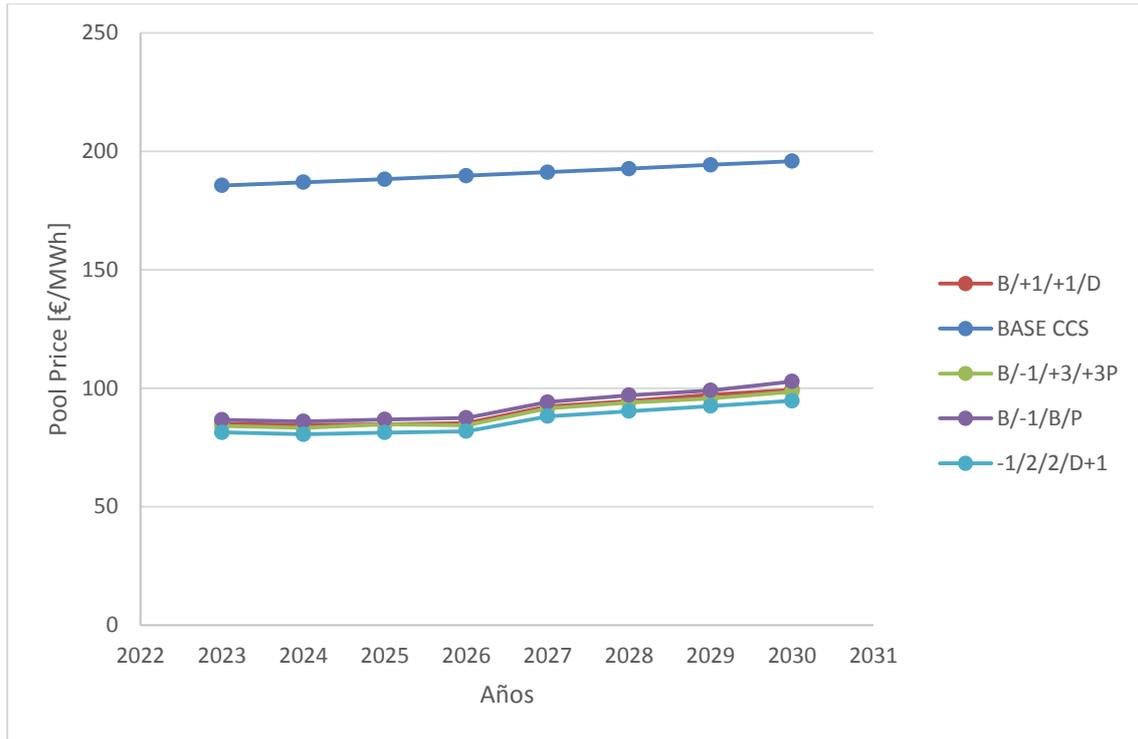
Gráfica 30. Sensibilidades sobre CO2

La Gráfica 31 recoge el análisis de sensibilidad sobre los precios del carbón de importación.



Gráfica 31. Sensibilidades sobre el carbón de importación

Por último, en la Gráfica 32, se comparan con la central de CCS las sensibilidades a modificaciones en precios de los cuatro parámetros estudiados: gas, CO2, carbón de importación y carbón nacional.



Gráfica 32. Sensibilidades en carbón nacional y de importación

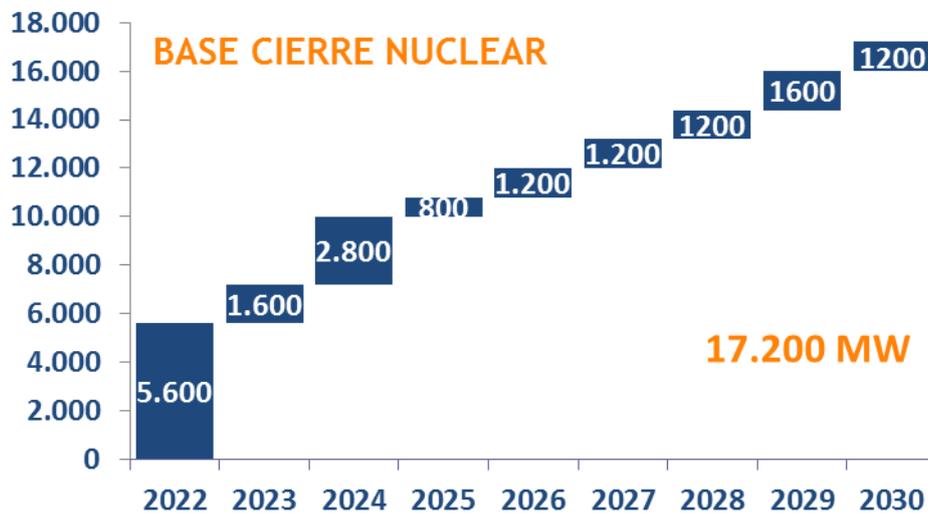
En todos estos casos se aprecia como el precio de la central de captura e CO₂ es muy superior al precio de cualquiera de los escenarios estudiados.

Capítulo 9. Anexo II: Resultados del análisis de sensibilidad de planes de nueva capacidad.

9.1. Descripción y resultados

Tras la simulación de los dos escenarios que contemplan baja demanda (conservador y conservador Alta DEI) se obtuvo como resultado que no existe necesidad de entrada de nueva capacidad.

En cambio con el resto de escenarios sí que era necesario la instalación de nuevas centrales para cubrir la demanda. Esto se muestra en las siguientes gráficas, separadas por escenarios. En ellas se muestran los GW que se necesitan año a año. En color rojo se muestran las entradas de capacidad si la tecnología entrada es el carbón, y en azul, las entradas de nueva capacidad si las entradas son como Ciclo Combinado de Turbina de Gas.



Gráfica 33. Base Cierre Nuclear



Gráfica 34. Base X2



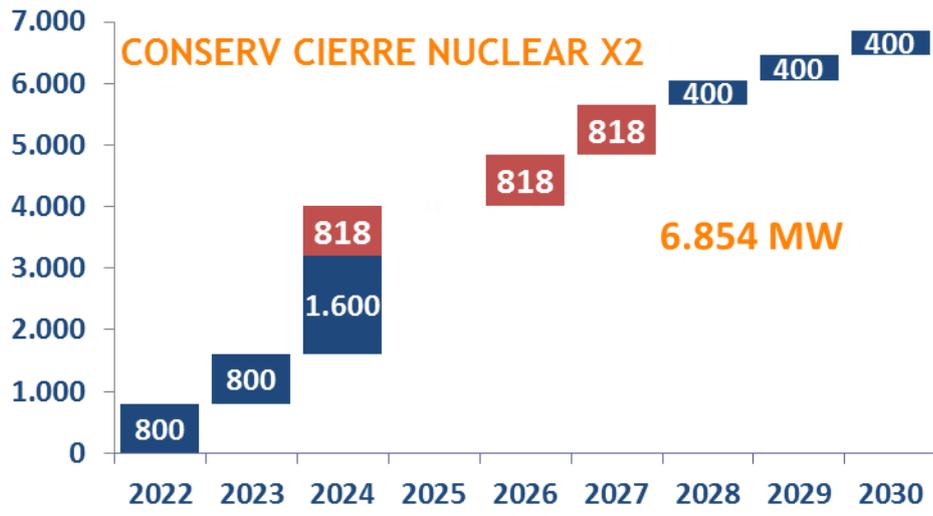
Gráfica 35. Base Alta DEI X2



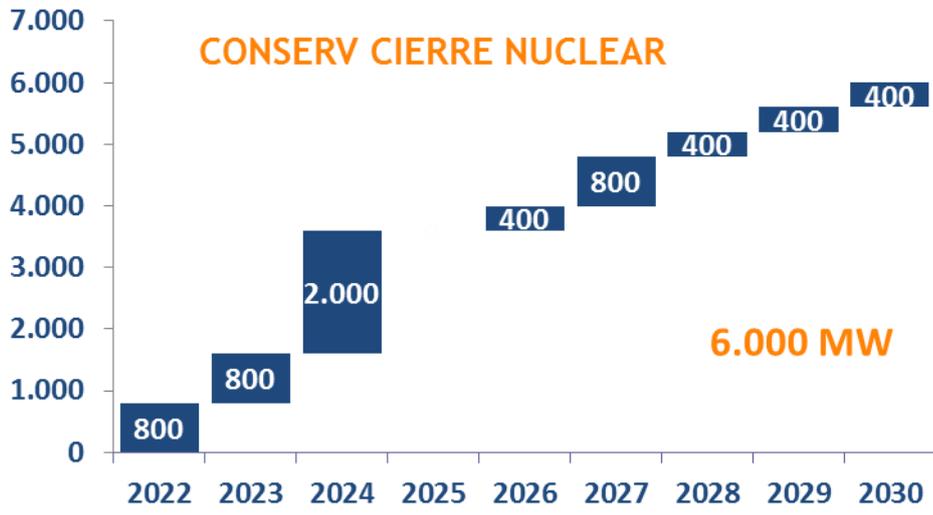
Gráfica 36. Base Alta DEI



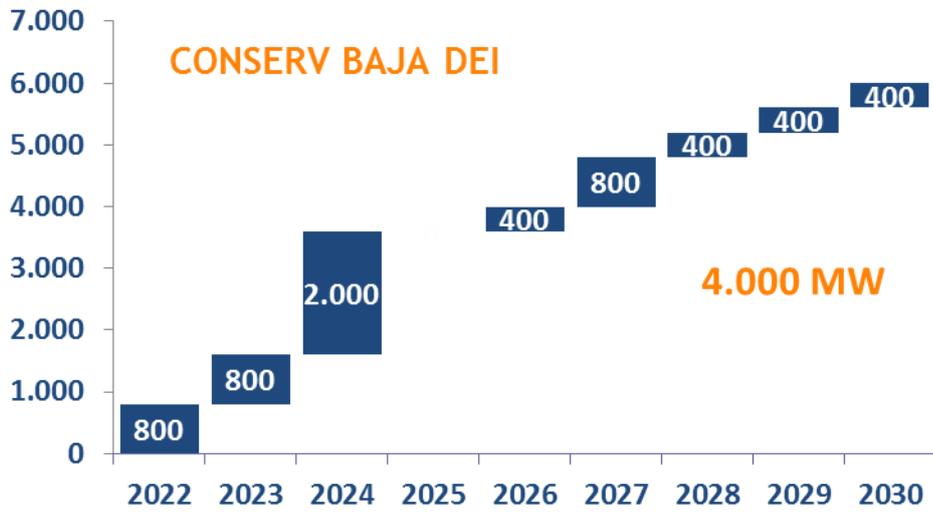
Gráfica 37. Base Baja DEI



Gráfica 38. Conservador Cierre Nuclear X2



Gráfica 39. Conservador Cierre Nuclear



Gráfica 40. Conservador Baja DEI

Capítulo 10. Anexo III : Guía de usuario de PLEXOS

10.1. System

El modelo que usa Plexos está basado en base a tres elementos:

- **Objects**: Esta propiedad es definida con las siguientes características:
 - **Class**: el tipo o clase de objeto, ejemplo: Generator
 - **Name**: Define el nombre.
 - **Category**: es la clasificación del objeto dentro de la 'class'.
 - **Decription**: es la descripción del objeto.
- **Memberships**: es la propiedad que permite conocer la relación entre objetos. Está definida por:
 - **Collection**
 - **Parent name**
 - **Child name**

Las relaciones entre objetos y demás entidades se resumen en la Figura 32 y en la Figura 33



Figura 32. Diagrama de flujo de PLEXOS

- **Properties**: pueden ser estáticas y dinámicas. La diferencia es que mientras que las primeras no pueden cambiar en el tiempo, las segundas sí. Las características asociadas a propiedades son las siguientes:
 - **Value**: el valor que tendrá la propiedad.
 - **Date from**: la propiedad se aplica desde una determinada fecha.
 - **Date to**: la propiedad se aplica hasta una determinada fecha.
 - **Timeslice**: permite definir periodos de tiempo específicos para que la propiedad solo se aplique en ese intervalo de tiempo.
 - **Data file**: todos los archivos que sean necesarios cargar han de introducirse en la carpeta donde está creado el entorno y debe ser

definido a través de Data file. Para su definición se empleará la siguiente nomenclatura: 'nombrearchivo.csv'

- Escalator: sirve para imponer una tasa de crecimiento de un dato a lo largo de un periodo de tiempo con un índice.
- Variable: permite al dato ser leído desde una variable estocástica. (se utiliza cuando poseemos diferentes perfiles de una misma propiedad, por ejemplo en viento).
- Scenario: permite disponer de más de una versión de los datos en un único modelo.

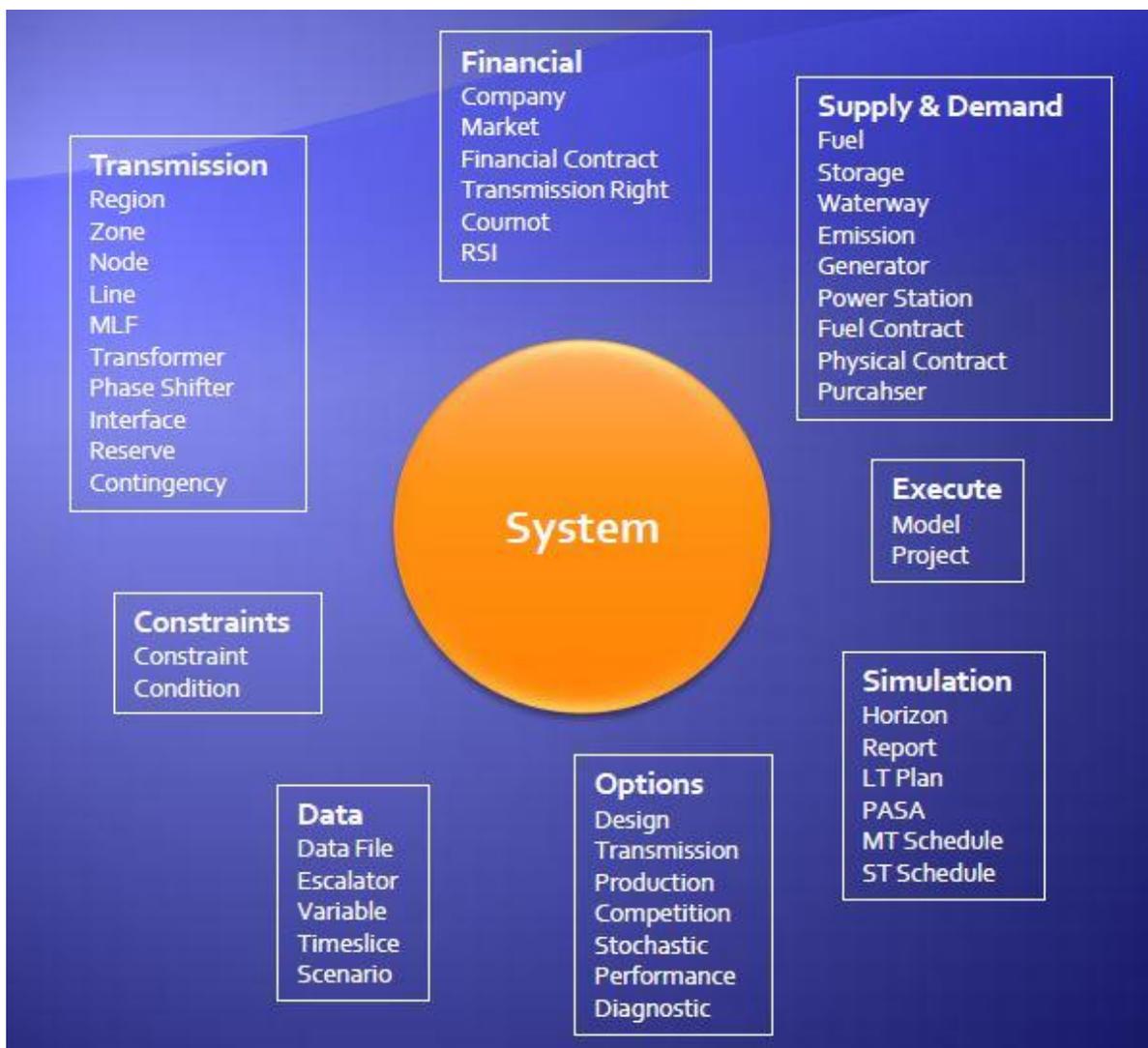


Figura 33. Unidades de PLEXOS

10.2. Production

10.2.1. Generators

A. Settings

- Max Heat Rate Tranches: Son las partes en las que está dividida la curva de consumo de combustible. En nuestro caso está dividido en 10 partes, lo que implica que al obtener el Offer Price dispondremos de 10 bandas.
- Fixed Load Method: Es el método de cómo se interpretan los valores 0 cuando está activada la propiedad Fixed Load.
 - Value =0 → Relax When Zero. Cuando el programa se encuentra un 0 en el archivo de Fixed Load, ignora la restricción.
 - Value=1 → Enforce all Values. El generador está obligado a generar los valores que le entren como input.

B. Production

- Units: Número de unidades instaladas.
- Max Capacity: Máxima capacidad que genera cada unidad.
- Min Stable Level: Es el mínimo técnico de cada unidad. Indica la potencia mínima a la que puede operar un grupo para mantener un funcionamiento estable de las turbinas. Esta propiedad se cumple durante todo el horizonte de simulación.
 - $\text{Generation} \geq \text{Units Generating} \times \text{Min Stable Level}$
- Curva de consumo: En el simulador el consumo marginal se representa con el Heat Rate Incr y el consumo base para carga nula se representa con el Heat Rate Base.

La curva de consumo es una función polinómica de tercer grado de la forma:

$y = a + bx + cx^2 + dx^3$; donde el término independiente es el Heat Rate Base y el resto de coeficientes son los diferentes Heat Rate Incr

La curva de consumo afecta directamente al precio ofertado por central y a la eficiencia.

- Heat Rate Base: Es el consumo de la planta sin carga. Son los GJ/MW necesarios para que arranque el generador.

- Heat Rate Incr: Puntos de incremento de consumo de la curva de combustible. Se utiliza porque nuestra curva de consumo es marginal.
- Load Point: Son puntos de carga que se incluyen para la curva de consumo de combustible.
- VO&M Charge: Coste variable de operación y mantenimiento. Se expresa en EUR/MWh.
- Rating: Es el límite de la capacidad máxima, sin afectar a la capacidad instalada. Se expresa en MW.
- Rating Factor: Es el límite de la capacidad máxima expresado en porcentaje.
- Must-Run Units: Número de unidades obligatorias que deben funcionar. Establece un límite inferior de unidades.
- Fixed Load: Restricción para que no genere a máxima capacidad. Define un perfil de despacho fijo. Se expresa en MW.
- Fixed Load Penalty: Es una sanción por incumplimiento del Fixed load. El valor por defecto es -1, que significa que la sanción es tan alta que nunca se va a cumplir la restricción. Por ejemplo, si pusiéramos una sanción de 1000000000EUR, que es tan alta que nunca se va a incumplir.
- Max Ramp Up y Max Ramp Down: Sirven para modelar de manera realista el comportamiento de los grupos de generación. Estos no pueden cambiar instantáneamente de potencia, sino que se caracterizan por tener curvas de subida y de bajada de carga, es decir, precisan de un tiempo para poder disminuirla o aumentarla. Por ello, para poder simular la actuación de las centrales de la manera más real posibles, es imprescindible saber que existen estas limitaciones
- Aux Incr: Es el consumo de auxiliares en la central, pero en nuestro caso se emplea para representar las pérdidas que causan año a año la degradación de las turbinas. Se expresa en porcentaje.
- Mark-up: Es un coste utilizado para corregir la curva de precios. Cuando se aplica negativo corrige las horas valle, mientras que si se aplica positivo corrige las horas pico. Para la corrección de las horas pico también se aplica el uplift.
- Bid-Cost Mark Up: Es un mark-up expresado en porcentaje.

Existen dos tipos: como input o como output.

$$\text{- Input: } Offer Price = Heat Rate \cdot Fuel Price \cdot (1 + Bid Cost)$$

$$\text{Output: } Bid - Cost = \frac{\text{Offer Price} - \text{Cost Price}}{\text{Cost Price}}$$

Se aplica antes de la casación de precios

C. Capacity

- FO&M Charge: Costes fijos de operación y mantenimiento. Se expresa en EUR/kW/año.
- Firm Capacity: Es el coeficiente de firmeza. Se utiliza para el cálculo del margen de reserva en el LT. Los coeficientes usados son los proporcionados por REE. Se expresa en MW.
- Porcentaje de indisponibilidad de los grupos:
 - Maintenance Rate: Porcentaje de tiempo que las unidades están fuera de servicio debido al mantenimiento respecto al total de horas al año.
 - Forced Outage Rate: Representan el porcentaje de paradas forzadas, que suponen una parcial o completa pérdida de capacidad a lo largo de un periodo.
 - Mean Time to Repair: Es el tiempo necesario, tras el fallo de la central, necesario para la puesta en marcha nuevamente. Se calcula teniendo en cuenta tanto las paradas como las horas de cada parada. Por ejemplo, si tenemos que un generador realiza 87 paradas anuales y el tiempo de cada parada son 10 horas, el tiempo medio de reparación será 8,7 horas.

$$\text{Tiempo medio} = \text{Paradas totales} / \text{tiempo de cada parada}$$

D. Expansion

- Build Cost: Es el coste de construir una unidad de un generador. Estas nuevas capacidades construidas se reflejan en el LT Plan.
- Project Start Date: Fecha de comienzo de las nuevas unidades creadas en expansión. Esta propiedad significa que permite construir a partir de esa fecha, pero no obliga. Para obligar a construir, se utiliza el "Date From". Esta fecha no se escribe como dd/mm/aaaa, sino que es un número entero que significa la suma de días desde 1/1/1900. Este número se obtiene con Microsoft Excel cambiando el formato de la celda.

- Technical life: Vida útil de la tecnología en cuestión creada por expansión. Se utiliza en el LT Plan para forzar la retirada del generador tras un periodo de tiempo después de que haya sido construido. Esta propiedad solo se aplica a los generadores construidos durante el LT Plan.
- WACC: Es el coste de capital medio ponderado (weighted-average cost of capital). Representa la rentabilidad mínima que se espera percibir con la inversión realizada. Se calcula teniendo en cuenta la ponderación de los diferentes componentes del capital.
- Economic life: Tiempo de amortización de la inversión.
- Max Unit Built: Máximas unidades construidas. Marca un límite superior de nuevas unidades que se pueden construir.
- Max Units Retired: Máximas unidades retiradas.
- Min Units Retired: Mínimas unidades retiradas.

10.2.2. Fuels

- Price: Es el precio del fuel. Sus unidades son EUR/GJ.
- Tax: Se emplea para imputar el coste de las emisiones de cada combustible. Para introducir la propiedad se parte del precio del derecho de emisión y con el factor de emisión establecido para cada tecnología. Así pues, su cálculo es el siguiente:

$$Tax = PRECIO DEL DERECHO DE EMISIÓN * FACTOR DE EMISIÓN$$

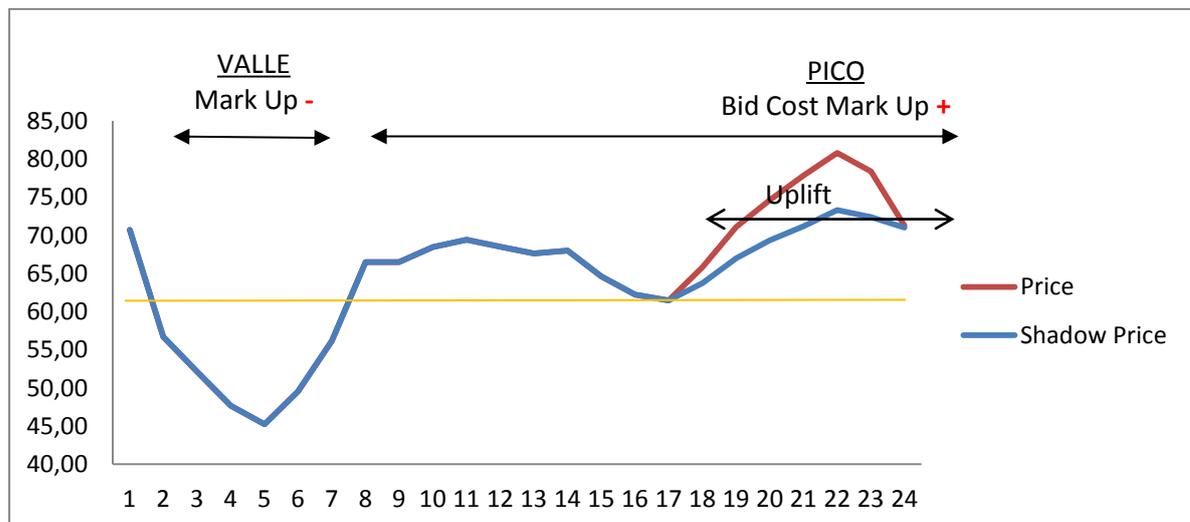
- Offtake at start: Fuel requerido en el arranque. Esta propiedad está definida por bandas, en función de si la unidad está caliente, templada o fría. Dependiendo de esto tomará unos valores diferentes.
- Production Rate (factor de emisiones): Es el factor de emisiones producidas al quemar una cierta cantidad de fuel.

10.3. Transmission

10.3.1. Region

A. Settings

- Generator Settlement Model: Es la propiedad que establece de qué manera se le paga a los generadores. En nuestro caso el precio es de tipo marginal. Tenemos definido un único nodo y una única región, aunque realmente se debería incluir otro más para simular la interconexión con Baleares.
 - Locational Marginal Pricing (Nodal Pricing) (value = 0): Los generadores reciben el precio marginal en el nodo en el que están conectados.
- Load Settlement Model: Define el modelo usado que determinará el precio pagado por la carga.
 - Locational Marginal Pricing (Nodal Pricing) (value = 0): toma valor cero, ya que nos referimos al precio marginal del nodo.
- Uplift: Es una retribución a los arranques. En España no se retribuyen, de manera que el Uplift no existe. Los generadores hacen sus ofertas de manera que la pérdida de dinero en las horas valle la recuperan en las horas pico. Por tanto, se querrá bajar la curva en las horas valle y subirla en las horas pico. Para bajar las ofertas en las horas valle, se emplea el Mark-Up/Bid Cost Mark-Up con signo negativo y para recuperar en los picos, se utilizará el Mark-Up/Bid Cost Mark-Up con signo positivo, el Uplift, o una combinación de ambos. Todo esto se explica en la *Gráfica 41*.



Gráfica 41. Uplift y Mark-Up en PLEXOS

- Uplift Enabled: Propiedad que activa o desactiva el cálculo del uplift.
 - Uplif Value=-1: Indica que Uplift está habilitado.
- Uplift Cost Basic: Esta propiedad puede tomar los siguientes valores:
 - Si se quiere que el uplift se calcule en función de los costes de los generadores, en nuestro caso es así como se están calculando.
 - Si se quiere que el uplift se calcule basado en las ofertas de los generadores, esto es útil cuando se hace una simulación usando precios de oferta en el mercado históricos.
- Uplift Compatibility: Sirve para establecer la metodología del cálculo del uplift, puede tomar los siguientes valores:
 - El enfoque estándar, que replica el funcionamiento del pool basado en costes.
 - El enfoque Irlandés.
 - Se puede realizar una función personalizada a la que el programa llama cuando realiza la simulación.
- Uplift Include no-load Cost: Al estar habilitado esta función, se tiene en cuenta los costes del funcionamiento sin carga.
 - En nuestro caso, Value=0, por lo que no se tendrá en cuenta.
- Uplift Include Start Cost: Cuando está activo, tiene en cuenta el coste de parada y puesta en marcha en el cálculo del uplift. En nuestro caso, Value=-1, por lo que está activo.
- Uplift Detect Active Min Stable Level Constraints: Cuando está activo, si se detecta que un generador está funcionando en el mínimo técnico, los costes en ese periodo no son incluidos en el cálculo del uplift.
 - Por ejemplo: Si se detecta que un generador está funcionando en el nivel del mínimo técnico a las H1-7 y el uplift está activado en esa franja horaria, no se tendrán en cuenta sus costes para el cálculo del uplift
- Include in Uplift: Cuando está activo, el intervalo horario al que hace referencia se incluye en el cálculo del uplift.
 - Value=-1, el uplift será tenido en cuenta en la región a la que hace referencia (18 a 23 horas)
 - Value=0, el Uplift no se tendrá en cuenta en el resto de horas (¡H18-23, la exclamación indica el resto de horas de 18 a 23h, es decir, de 0 a 17)

- Load Metering Point: Controla cómo el consumo de auxiliares afecta a la generación total, es decir, si se descuenta o no de la generación total.
 - Value=0, el consumo de auxiliares no se descuenta de la generación, por lo tanto, el coste es mayor.
 - Value=1, se tienen en cuenta los consumos de auxiliares y se descuentan de la generación. El coste es menor que si la generación es directamente en barras del generador(Value=0)

B. Production

- Price Cap: Limita el Offer Price de un generador. Sus unidades son EUR/MWh.
- Price Floor: Es el límite inferior del Offer Price. Sus unidades son EUR/MWh.

C. Expansion

- Margen de reserva

$$\text{Reserve Margin} = \frac{\text{Firm Capacity} - \text{Peak Load}}{\text{Peak Load}}$$

- Sabiendo que el índice de cobertura de la demanda es como mínimo 1.1 según REE , es decir, el margen de reserva debe ser del 10%, en nuestros modelos, cuando se fija este valor, se establece en un intervalo porque si se pusiera un único valor(10%) PLEXOS daría error y construiría unidades de expansión no enteras (por ejemplo, 0,25 units)
- Min Capacity Reserve Margin: Es el límite inferior del margen de reserva permitido. En este caso es 9.5%.
- Max Capacity Reserve Margin: Es el límite superior del margen de reserva permitido. En este caso es 10.5%.

10.3.2. Nodes

A. Production

- Load: Es la demanda del sistema.

10.4. Financiaci3n

10.4.1. *Companies*

- Share: Porcentaje de participaci3n que tiene cada compaa en una central.

10.5. Generic

10.5.1. Constraints

A. Settings

- Sense: Es la dirección de la restricción. Puede ser:
 - \leq menor o igual a (-1)
 - \geq mayor o igual a (1)
 - = igual 'a' (0)
- Include in ST Schedule: Si está activa, obliga a la constraint a ser modelada en el ST. En nuestro caso, $\text{value}=-1$, por lo que son obligadas a formar parte del ST.
- Descomposition Method: Controla el estilo de la descomposición. Esta propiedad permite descomponer en el intervalo de tiempo la cantidad de restricción con el fin de optimizarlo.
 - Por ejemplo, si tenemos una restricción de 6000 horas al año, esta propiedad nos permite establecerla a lo largo del año con el fin de obtener los días, horas en los que sale más barato generar con una determinada tecnología, es decir, que no opere en las 6000 primeras horas del año sino que optimice cuando operará.
- RHS: Esta propiedad define un lado de la restricción.
- RHS Year: Define el valor de la constraint, pero no las unidades. El valor definido, $\text{Value}=6000$, hace referencia al valor, 6000, pero las unidades no se pueden saber con esta propiedad.
- RHS Custom: Se utiliza para limitar una cierta cantidad.
 - Por ejemplo, si queremos que una central de carbón funcione 17500 horas en un intervalo de tres años y medio. Esta propiedad nos permite fijar la cantidad.
- Penalty Price(EUR): Sanción en el precio. Toma $\text{Value}=-1$, el valor negativo indica una 'hard constraint' (por defecto todas las constraint son definidas como Hard Constraint, indicando que las restricciones se tienen que cumplir al 100%).

B. Production

Las siguientes propiedades completan la definición de las restricciones añadiendo las unidades en las que está medido lo que queremos limitar: limita generación, horas de operación, unidades operativas...Es importante recordar que cuando queremos fijar el intervalo de tiempo, hay que hacerlo a través de estas propiedades.

- Generation Coefficient : Con este valor definimos las unidades y el número de unidades por cada constraint., por ejemplo, MW.
- Hours of Operation Coefficient : Limita el número de horas de operación de las constraints definidas. Con este valor definimos en número y unidades (horas), el otro miembro de la ecuación que da lugar a la constraint.
- Units Generating Coefficient : Límite en el número de unidades de generación.
 - Por ejemplo: $RHS [Generation Coefficient] > Output$

10.6. Data

10.6.1. *Data files*

- Filename: Es el nombre específico del archivo que se empleará como dato de entrada en la simulación. Cada data file se añade al modelo en el apartado de FileName y debe ser un csv (Delimitado por comas), por la compatibilidad con el programa. Se trata de un archivo Excel que se guarda como CSV. En FileName es necesario que tenga el mismo nombre con el que está guardado en la carpeta del modelo. Los escenarios, si fueran necesarios, no se aplican a los data file, se aplicarán a las propiedades de cada archivo. Es importante tener en cuenta que estos archivos, salvo los de demanda, pueden estar definidos como porcentaje, o como MW y para hacer esta distinción se tendrán en cuenta las propiedades de Rating, Rating Factor y Fixed Load, según el tipo de archivo que tengamos.

10.6.2. *Escalator*

Se utiliza para imponer una tasa de crecimiento de un dato con un índice. Usaremos dos:

- CPI S/VOM: Es la inflación anual.
- EFG DEG: Es la degradación anual.
- Compound index year : Es el índice de crecimiento año a año. En nuestro caso tendremos dos escalator creados, dependiendo de la situación se aplicará uno u otro. En este caso, con el valor definido de 2%, si se aplica este escalator, se aumentará en un 2% cada año.

10.6.3. *Variables*

Se utiliza para convertir en estocástico cualquier tipo de elemento, por ejemplo, en nuestro caso, la generación hidráulica y la eólica. Las propiedades que se activan son las siguientes:

- Random number seed: Asigna el 'Random Number Seed' que la variable utilizará para generar las muestras estocásticas. De este modo se elegirá aleatoriamente el perfil.
 - El valor por defecto es 0 y también fija que el 'Random Number Seed' sea > 0.

- Sampling method: Como el valor de esta propiedad es 1, la generación de muestras, será aleatoria.
- Profile: Define la secuencia de valores esperada estando en la banda 1. El valor por defecto es 0. En el apartado de Band, lo que haremos será poner el número de perfiles posibles que tendrá la variable (en el archivo Excel). En Data File, le adjuntamos el archivo CSV (delimitado por comas) con el nombre con el que está guardado en la carpeta del modelo, al igual que se hizo con los Data File anteriormente descritos.

10.6.4. *Timeslices*

El TimeSlice es una franja horaria(o temporal) que quiero aplicar a cualquier otra propiedad.

- Include: El valor -1 significa que es Verdadero, es decir, que sí se incluya el periodo. Si fuera 0, sería Falso, es decir, que no se incluya el periodo. En 'Pattern', se describe el periodo, por ejemplo, en este caso, el TimeSlice BID UP aplica a las horas 21 a 23.

10.7. Simulation

10.7.1. Simulation

A. Horizons

Es el periodo de tiempo para el cual queremos que Plexos simule el modelo correspondiente. Las propiedades se configuran en la pantalla mostrada en la *Figura 34*.

The screenshot shows the configuration interface for the simulation horizon. It is divided into two main sections: 'Planning Horizon' and 'Chronological Phase'.

Planning Horizon:

- Begin On:** Friday, January 01, 2016
- Run for:** 15 Year
- End On:** Tuesday, December 31, 2030
- Interval Length:** 1 Hour
- Day Begins:** 12:00 AM
- Year Ends:** (Automatic)
- Week Begins:** (Automatic)

Chronological Phase:

- Full Chronology
- Typical week per month
-
- Begin at interval:** 1 Friday, January 01, 2016
- Schedule:** 5479 step(s) of: 1 Day
- End at interval:** 24 Tuesday, December 31, 2030
- Additional Look-ahead
- Length:** 1 Day(s)
- Resolution:** 1 Hour

Figura 34. Pantalla de configuración del horizonte temporal

Sus propiedades son las siguientes:

- **Begin at interval:** Permite seleccionar el inicio del periodo, esta fecha e intervalo deben estar dentro del horizonte.
- **Schedule:** Indica el número de 'steps' y el tamaño de los pasos de la simulación desde la fecha de inicio del horizonte.
- **End at interval:** Esta propiedad es calculada automáticamente basada en la selección hecha de las propiedades establecidas para "schedule".
- **Synchronize to planning horizon:** Establece que el horizonte de planificación y el horizonte cronológico concuerden.

- Additional look-ahead: Esta propiedad permite establecer el número de intervalos/días/semanas en las que el corto plazo calcula más allá del horizonte establecido para tener los resultados en las soluciones que proporciona durante el horizonte de simulación.

B. Reports

Son las propiedades que queremos obtener en la solución.

10.7.2. *Properties*

Son las propiedades generales de las soluciones. El tipo de datos que queremos en la solución y cómo queremos que nos los muestre. La pantalla de configuración se muestra en la *Figura 35*.

The screenshot shows a configuration window with several sections:

- Solution File Formats**:
 - Database (.mdb)
 - Flat Files (.csv)
 - Compressed XML (.zip)
 - Compact Raw
- Period Types**:
 - Period (hour, 30-min., or 10-min. as in Horizon)
 - Hour Month
 - Day Year
 - Week
- Stochastics**:
 - Report Statistics
 - Save Each Sample
- Filters**:
 - Filter Objects (Interval)
 - Filter Objects (Summary)
 - Whole Years Only
- Flat Files**:
 - Format: Datetime
 - Date Time Convention: Beginning of Period
 - Locale: (default)

Figura 35. Pantalla de configuración de las propiedades de las soluciones

10.7.3. *Field list*

Indica que propiedades de todas las calculadas en la optimización deseamos que guarde y comprima para mostrar en la solución final. La *field list* típica se muestra en la *Figura 36*.

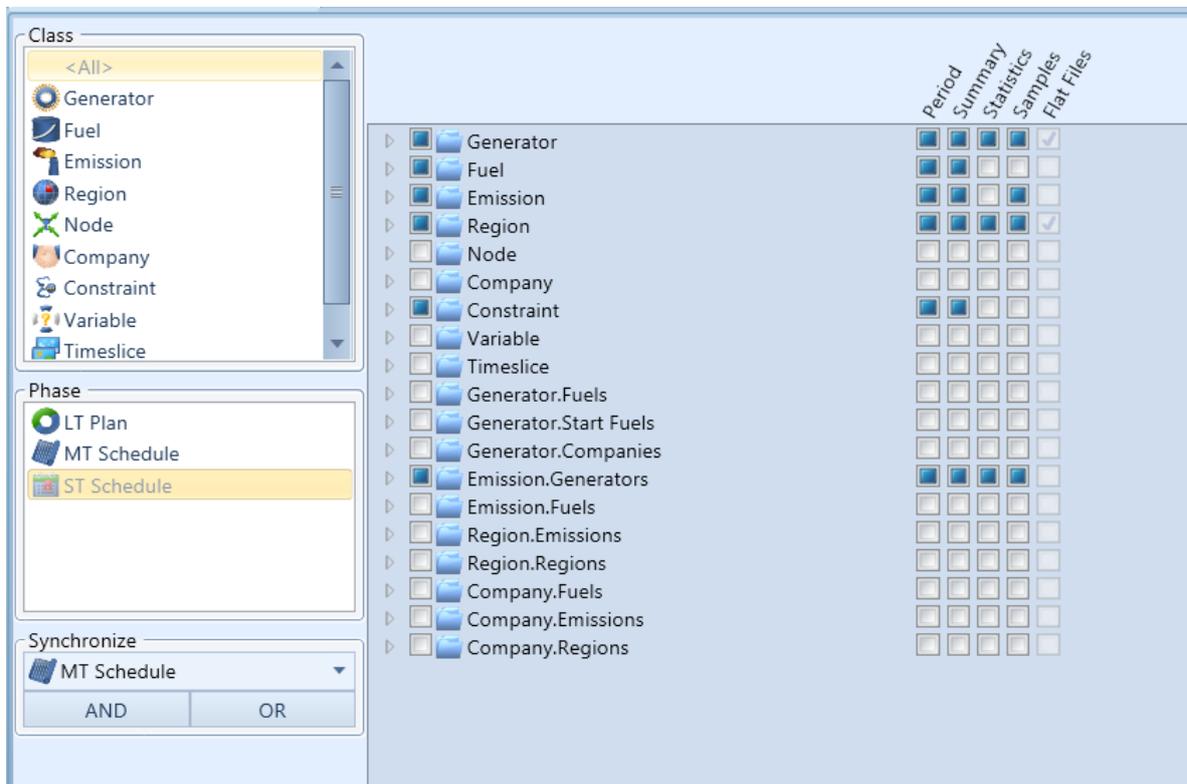


Figura 36. Pantalla de configuración para las soluciones

10.7.4. *LT Plan, MT Schedule and ST Schedule*

Plexos tiene tres fases de simulación únicas:

- **LT plan:** Es la planificación a largo plazo. En este periodo del horizonte genera las expansiones, es decir, todas las unidades de nueva construcción que son necesarias en el periodo que hayamos definido (2016-2030). La función objetivo del LT plan busca minimizar los costes de construcción mas los costes fijos de operación y mantenimientos más los costes de producción. Esta optimización es de tipo Lineal Entera Mixta y está sujeta a las siguientes restricciones:
 - Las unidades que se construyan deben cumplir el balance de energía, esto es, que asegure la cobertura de la demanda en el periodo que se ha definido.

- El número de unidades construidas no debe superar al máximo establecido.
 - La variable que define el número de unidades construidas es una variable entera porque así se obliga al programa a construir unidades completas.
 - La generación de las nuevas entradas más la de las ya existentes debe cubrir las putnas de demanda y el margen de reserva establecido.
 - La generación de estas nuevas entradas debe ser menor que su máxima capacidad
- **MT Schedule:** En la planificación a medio plazo se descomponen y analizan las constraints, para que cumplan todas las restricciones.
 - **ST Schedule:** En la planificación a corto plazo se hace un análisis cronológico (año, mes, día, hora) del horizonte definido.

Las tres etapas de simulación de PLEXOS y cómo realizan los cálculos se recogen en la *Figura 37*.

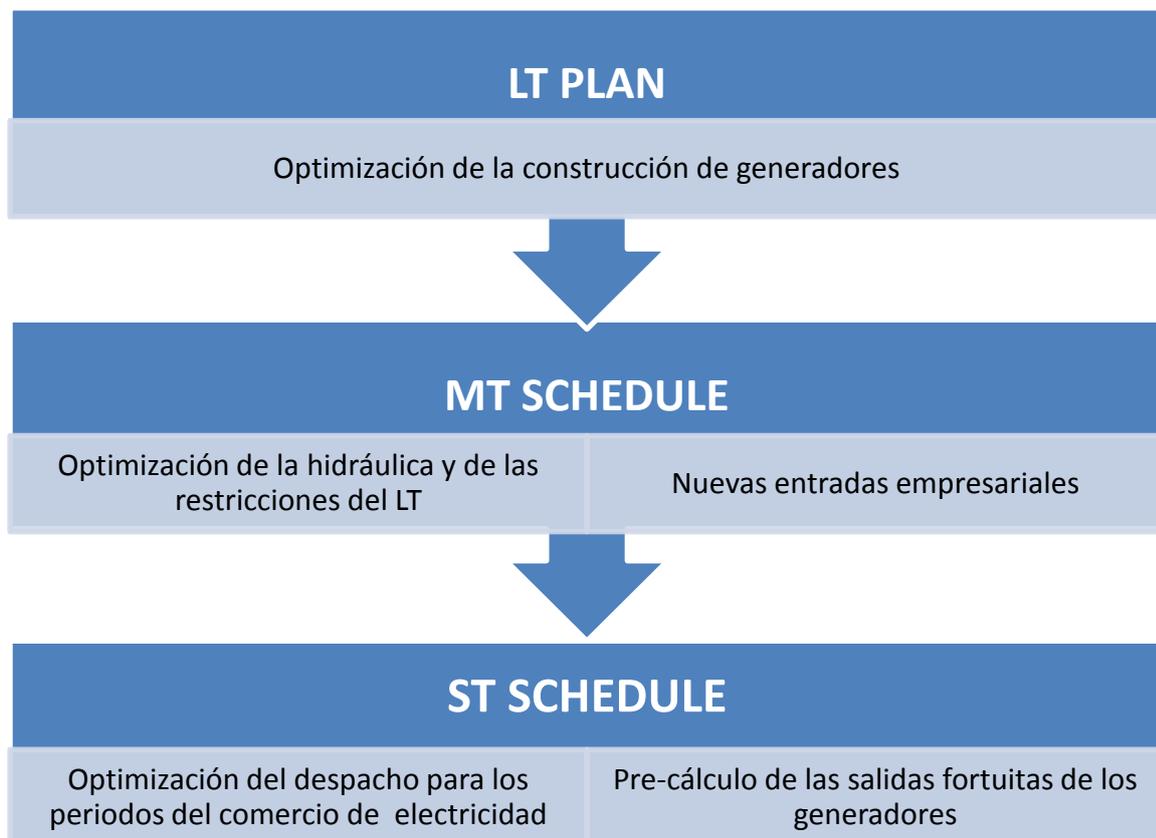


Figura 37. Fases de simulación de PLEXOS

Las propiedades más importantes para parametrizar estas tres fases son:

- Integer solution: Marcando como activa esta propiedad para las tres fases de simulación, se exige al programa que encuentre una solución entera a las propiedades definidas como tal, como el número de unidades construidas, o las decisiones de encender o apagar un generador.
- Step Size: Permite dividir cada una de las fases de simulación en un número de pasos para dividir el horizonte en partes, la ventaja de dividir el horizonte en periodos más cortos para la simulación es que los cálculos son más rápidos al haber en cada paso un menor volumen de datos, pero se pierde precisión, al no tener en cuenta el resto del horizonte y sus características en cada cálculo de la simulación.
- Stochastic Samples: Esta propiedad deja decidir cómo se quieren establecer las muestras estocásticas, en el caso en el que se defina que se haga más de una simulación.

10.7.5. *Settings*

A. Production

Es el modelo de optimización para la construcción de nuevas unidades. Utilizaremos Integer optimal, que lleva a cabo un análisis detallado para la construcción de nuevas unidades (como los costes, mantenimiento, etc). Las otras dos opciones, Lineal y Redondeo, son menos precisas. Para parametrizar el modelo de optimización se emplea una pantalla como la que se muestra en la *Figura 38*.

Unit Commitment Optimality

Linear Relaxation
 Rounded Relaxation
 Integer Optimal

Rounding Up Threshold

0.50

Self Tune

Start: 0.25
End: 0.75
Increment: 0.05

Dynamic Program

Capacity Factor Threshold (%): 20
Capacity Factor Error Threshold (%): 20

Integers in Look-ahead

Auto Never Always

Group Generators by Power Station

Capacity Factor Refers to:

Max Capacity Rating

Start Cost Method:

Optimize Calculate

Formulate additional unit commitment constraints upfront
 Formulate ramp constraints upfront

Piecewise Linear Approximation

Precision (%): 0
Max Tranches: 10

Heat Rates Non-convexities

Do not Allow Non-convex Curves
 Warn/Make Convex and Report Raw Curve
 Warn/Make Convex and Report Adjusted Curve
 Make Curves Convex and Issue No Warning
 Optimize with Non-convex Curves

Figura 38. Pantalla de configuración de la optimización

B. Stochastic

Un proceso estocástico es un concepto matemático que sirve para caracterizar una sucesión de variables aleatorias (estocásticas) que evolucionan en función de otra variable, generalmente el tiempo. Cada una de las variables aleatorias del proceso tiene su propia función de distribución de probabilidad y, entre ellas, pueden estar correlacionadas o no.

En resumen, en *Figura 39* se definen las características que se desea que tengan las variables aleatorias de la simulación.

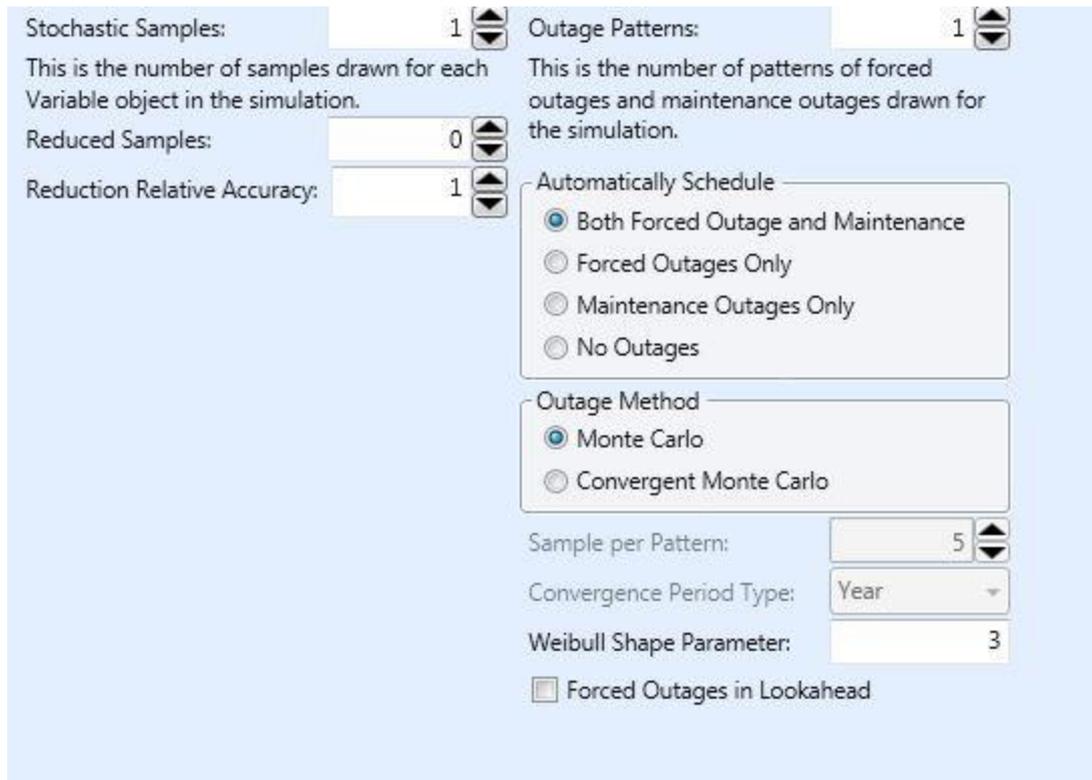


Figura 39. Pantalla de configuración del estocástico

Se puede definir el número de muestras aleatorias a realizar mediante Stochastic Samples.

Además permite establecer el número de patrones de salidas fortuitas y de mantenimiento que se desea que realice el simulador y el método que se quiere emplear para establecer los patrones horarios de salida.

C. Performance

Es el motor de programación matemática. Define las características de los diferentes programas para la optimización numérica. Dependiendo del optimizador que usemos, obtendremos mayores rendimientos en nuestros resultados. El simulador se configura a través de una pantalla como la mostrada en la *Figura 40*.

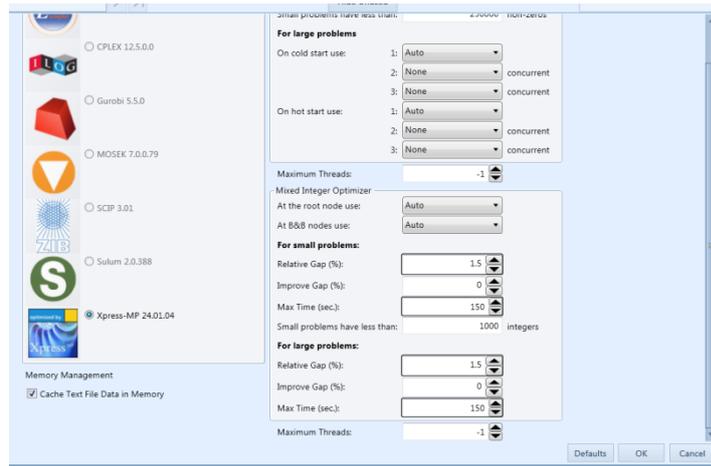


Figura 40. Pantalla de configuración del simulador

- Simulador usado: Xpress, ya que es el de mayor velocidad de resolución.
- GAP (%): Error máximo aceptado en cada iteración.
- Max time (seg): tiempo máximo que se quiere emplear en cada una de las iteraciones. Se utiliza para evitar que la simulación tarde un tiempo excesivo. Si pasado ese tiempo, no se ha conseguido el error mínimo deseado, se toma como buena la solución obtenida hasta ese momento aunque el error sea más alto que el máximo.

