

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería Química

Análisis de las políticas de electrificación de la UE
en la industria química y de refino de petróleo en
España.

Autor: David Rodríguez Correa

Tutor: David Velázquez Alonso

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Carrera
Grado en Ingeniería Química

Análisis de las políticas de electrificación de la UE en la industria química y de refino de petróleo en España.

Autor:

David Rodríguez Correa

Tutor:

David Velazquez Alonso

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Análisis de las políticas de electrificación de la UE en la industria química y de refino de petróleo en España.

Autor: David Rodríguez Correa

Tutor: David Velazquez Alonso

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi abuela Rosario

Agradecimientos

A mi familia, por enseñarme que con esfuerzo y trabajo se puede conseguir cualquier cosa. Por apoyarme siempre que flaqueaba y creer en esto ni cuando yo mismo lo hacía. Lo hemos conseguido.

A mi segundo hogar, por enseñarme que se pueden tener más de dos familias, por acogerme cuando peor estaban las cosas y por seguir siendo un apoyo inestimable.

Y a Lara, por todo.

Resumen

En los últimos años, se ha venido ejerciendo desde las instituciones una fuerte presión legislativa con el objetivo de reducir drásticamente las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Esto se ve reforzado con la publicación del Pacto Verde en Noviembre de 2019, donde todos los países miembros de la UE acordaron establecer como meta la neutralidad en emisiones para 2050.

Para ello, desde la Comisión Europea han sido propuestas una serie de soluciones y vías de acción cuya aplicación promete cambiar la vida tal y como la conocemos. La transformación propuesta desde este organismo explora multitud de tecnologías limpias, fundamentalmente la aplicación de renovables y mejora de la eficiencia, unidos a la investigación de combustibles alternativos.

La Unión Europea espera que la industria represente un papel fundamental dentro de la transición por su intensividad energética. Transición doblemente desafiante en el caso de la industria química y el refino, dado las grandes inversiones requeridas, la intensividad energética y el hecho de basar gran parte de su producción en los propios combustibles fósiles.

En el presente estudio, serán abordados los diversas vías de acción propuestas a la vez que se describe cómo obtienen su energía estas industrias para después, una vez conocidas en profundidad ambas; analizar si actualmente sería viable una transición desde el punto de vista técnico, económico y ambiental o si, por el contrario, la transición para descarbonizar la industria deberá esperar hasta el desarrollo de tecnologías incipientes.

Abstract

In the last years, a strong legal pressure have been exerted by the institutions with the aim of reduce drastically the Green House Gas emissions. That fact was reinforced by the publication of the Green Deal (November,2019) in wich the different members of the European Union agreed to reach neutral Green House Gas emissions to date 2050.

With these objetive, a series of possibles solutions and pathways have been suggested by the European Comission, promissing change normal life as we know. The recommend transformation explore multiple green energy tecnologies, especially renewable energy and efficiency improvements, together with researchings about alternative fuels.

The European Union give to the industry an essential role because his energy intensity. Double challenge in the transition for Chemical Indsutry and Oil Refining, due to the great investments required, energy intensity and the fact that major part of his production are base on non-renewable fuels.

In the present study, will be presented the different pathways suggested while how the industrial energy sources are described, with the objetive of, later, analyse if the transition can be carry out actually from the technical, economical and enviromental side; or, on the contrary, the indutry must be wait until the correct develop of new technologies to descarbonise the economy.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Ecuaciones	xix
Índice de Figuras	xxi
Notación	xxiii
1 Legislación Europea en la que se encuadra el proyecto	1
2 Vías de transición propuestas: los Pathway	3
2.1 Pathway "3a)CCS"	3
2.2 Pathway "3b)CleanGas"	4
2.3 Pathway "3c)Biocycle"	5
2.4 Pathway "3d)Electric"	6
3 Caracterización sectorial a nivel energético de la Industria Química y de Refino europeas	9
3.1 Caracterizar la energía europea	9
3.2 Caracterizar industria química y refino europeos.	12
3.2.1 Calor en la química y petroquímica	13
3.2.2 Calor en el refino	15
3.2.3 Mapas Energéticos de la Industria Química y el Refino	16
3.2.4 Cogeneración.	19
4 Tecnologías actuales de electrificación aplicables en la industria	21
4.1 Calderas eléctricas de vapor	21
4.1.1 Calderas eléctricas de vapor de resistencia.	21
4.1.2 Calderas eléctricas de vapor de electrodo	22
4.2 Calderas eléctricas de aceite térmico	26
5 Impacto de la electrificación con los equipos descritos sobre la industria europea	29
5.1 Metodología de análisis.	29
5.1.1 Cobertura de la demanda sobre los Mapas Energéticos	30
5.1.2 Cobertura de la demanda sobre el total de la industria.	36
5.2 Impacto sobre la industria química.	36
5.3 Impacto sobre el refino	37
5.4 Impacto sobre la cogeneración	37
5.5 Impacto Ambiental	39
5.5.1 Escenario 1: MIX actual de la UE	41
5.5.2 Escenario 2: MIX sueco	42
5.5.3 Escenario 3: MIX francés	42
5.5.4 Escenario 4: MIX verde	43

6	Conclusiones	45
6.1	<i>Conclusiones técnicas</i>	45
6.2	<i>Conclusiones económicas</i>	46
6.3	<i>Conclusiones ambientales</i>	47
7	Ejemplos prácticos de aplicación sobre instalaciones reales	49
7.1	<i>Fenol vía cumeno (Planta Química de Palos)</i>	49
7.2	<i>Cracker de etileno</i>	51
7.3	<i>Conclusiones</i>	52
8	Desarrollos futuros	53
8.1	<i>Desarrollos futuros en la Industria Química</i>	53
8.2	<i>Desarrollos futuros en el Refino de Petróleo</i>	54
8.3	<i>Desarrollos futuros en el suministro de calor</i>	54
8.4	<i>Desarrollos futuros en la producción de Hidrógeno</i>	55
9	Bibliografía	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1 Demanda de calor de la industria europea por subsectores.....	11
Tabla 3-2 Demanda de la industria química en España y Europa.....	13
Tabla 3-3 Consumo energético del sector del refino.....	15
Tabla 3-4 Estadísticas de la cogeneración europea.....	19
Tabla 3-5 Estadísticas de la cogeneración española.....	19
Tabla 3-6 Estadísticas de la cogeneración del sector químico español.....	19
Tabla 5-1 Potencias máximas y mínimas suministradas por las calderas eléctricas anualmente en GWh.....	30
Tabla 5-2 Consumo térmico anual en GWh para una planta de 500kt/año de cada uno de los principales productos de la industria química europea.....	30
Tabla 5-3 Costes estimados y conocidos de calderas ELPANNETEKNIK de diferentes potencias.....	31
Tabla 5-4 Cobertura demanda de calor por equipos eléctricos.....	36
Tabla 5-5 Energía a suministrar en caso de desaparición de la cogeneración.....	39
Tabla 5-6 Factores de emisión por defecto para combustibles fósiles.....	40
Tabla 5-7 Factores de emisión medios para una de las categorías de combustibles fósiles empleados en la industria.....	40
Tabla 5-8 Emisiones de CO ₂ correspondientes a calor hasta 400°C para cada uno de los subsectores de la industria europea.....	41
Tabla 5-9 Emisiones netas resultado de electrificar con el mix actual medio del conjunto de la UE.....	42
Tabla 5-10 Emisiones netas resultado de electrificar con un mix derivado de un sistema eléctrico como el sueco.....	42
Tabla 5-11 Emisiones netas resultado de electrificar con un mix derivado de un sistema eléctrico como el francés.....	43
Tabla 5-12 Emisiones netas resultado de electrificar con un mix derivado de un sistema eléctrico basado 100% en renovables.....	43
Tabla 7-1 Consumo térmico de la planta de Palos de la Frontera en el año 2018.....	50
Tabla 7-2 Consumo cogeneración de la planta de Palos de la Frontera en el año 2018.....	50
Tabla 7-3 Datos de electricidad y GN tomados para la aplicación de electrificación.....	50
Tabla 7-4 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar la planta de Palos de la Frontera. Número de equipos.....	50
Tabla 7-5 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar la planta de Palos de la Frontera. Electricidad y Gas Natural. Balance económico.....	50
Tabla 7-6 Consumo energético cracker etileno.....	51
Tabla 7-7 Situación energética frente a electrificación.....	51
Tabla 7-8 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar un cracker de etileno. Número de equipos.....	52
Tabla 7-9 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar un cracker de etileno. Electricidad y Gas Natural. Balance económico.....	52
Tabla 8-1 Características y temperaturas alcanzables por diversos refrigerantes actuales y futuros para	

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 5-1 Cálculo de energía anual suministrada por caldera.....	30
Ecuación 5-2 Cálculo de energía anual demandada por planta de 500 kt/año	30
Ecuación 5-3 Método de estimación de Williams para coste de equipos.....	31
Ecuación 5-4 Cálculo de número de equipos necesarios como máximo para cada industria.....	31
Ecuación 5-5 Cálculo de coste aproximado de instalación de calderas eléctricas.....	31
Ecuación 5-6 Cálculo de emisiones consecuencia de calor industrial.....	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Evolución y tendencia del coste de captura de CO ₂	4
Figura 2-2 Densidad energética de diferentes combustibles.....	4
Figura 2-3 Costes estimados de transporte de H ₂ y CH ₄ como porcentaje de su PC.....	5
Figura 2-4 Histórico de capacidad instalada renovable en España.....	6
Figura 2-5 Variación histórica del precio de electricidad uso industrial para consumos 2-20 GWh en España...6	
Figura 3-1 Distribución del consumo de energía final en Europa en 2017	9
Figura 3-2 Distribución del consumo de energía final en la industria europea en 2017.....	10
Figura 3-3 Distribución formas energía empleadas por la industria europea en 2017.....	10
Figura 3-4 Distribución demanda calorífica industrial según sector y temperatura	11
Figura 3-5 Distribución formas de energía empleadas por la industria química europea en 2017	12
Figura 3-6 Evolucion del mix en refinerías europeas como porcentaje de su demanda energética	13
Figura 3-7 Comparación entre España y Europa de la demanda calorífica de la industria química según temperatura	14
Figura 3-8 Mapa Energético de la industria química orgánica	16
Figura 3-9 Mapa Energético de la industria química inorgánica.....	17
Figura 3-10 Mapa Energético del refino de petróleo.....	18
Figura 4-1 Tipología y partes de caldera eléctrica de vapor de resistencia.....	22
Figura 4-2 Tipología y partes de caldera eléctrica de electrodos sumergidos	23
Figura 4-3 Tipología y partes de caldera eléctrica de electrodos separados	23
Figura 4-4 Caldera PARAT de electrodos sumergidos.....	24
Figura 4-5 Caldera CLEAVER BROOKS de electrodos separados.....	25
Figura 4-6 Caldera ELPANNETEKNIK de electrodos sumergidos.....	25
Figura 4-7 Caldera VAPOR POWER de electrodos separados	25
Figura 4-8 Partes y configuración del Superheater suministrado por ACME.....	26
Figura 4-9 Configuración y tipología de caldera eléctrica de aceite térmico	27
Figura 4-10 Caldera de aceite térmico CEEF de 35 MW	27
Figura 4-11 Caldera de aceite térmico BBS de 16 MW.....	28
Figura 5-1 Cobertura demanda química orgánica por caldera de vapor	32
Figura 5-2 Cobertura demanda química orgánica por caldera de aceite térmico	33
Figura 5-3 Cobertura demanda química inorgánica por caldera de vapor.....	34
Figura 5-4 Cobertura demanda química inorgánica por caldera de aceite térmico	35
Figura 5-5 Cobertura de la demanda de calor en la industria química europea(izqda.) y española(drcha.)	36
Figura 5-6 Fuel mix de las mayores 96 refinerías europeas, años 2007-2008.....	37
Figura 5-7 Diagrama de instalación genérica de cogeneración	38
Figura 5-8 Consumo de vapor por MWh producido en instalación de cogeneración	38

Figura 5-9 Eficiencia de la cogeneración en comparación con otras formas de generación eléctrica.....	39
Figura 5-10 Distribución del uso de combustibles fósiles en 2017.....	40
Figura 6-1 Evolución de la eficiencia y consumo energético en la industria química europea	46
Figura 6-2 Influencia de la cogeneración sobre la competitividad de distintos sectores industriales	47
Figura 7-1 Producción de la planta de Palos de la Frontera en el año 2018.....	49
Figura 7-2 Distribución de formas de consumo energético en cracker de etileno	51
Figura 8-1 Implicaciones de la aplicación de rutas limpias de síntesis de metanol y amoníaco.	54
Figura 8-2 Ciclos termoquímicos de óxido de cerio y clorhídrico-cobre	56

Comisión	Comisión Europea
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
MTD	Mejores técnicas disponibles
CAPEX	Capital Expenditure
FOAK	First Of A Kind
GEI	Gases Efecto Invernadero
GN	Gas Natural
BECCS	Bio-energy with carbon capture and storage
H ₂	Hidrógeno
CO ₂	Dióxido de carbono
TWh	Teravatio-hora
Mill t CO ₂ -eq	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
MWh	Megavatio-hora
t	Tonelada
BREF	Best Available Techniques (BAT) Reference
barg	Bar manométrico
FCC	Fluid Catalytic Cracking
CHP	Combined Heat and Power
GW	Gigavatio
MW	Megavatio
GWh	Gigavatio hora
TJ	Terajulio
t/h	Tonelada por hora
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
kt/año	Kilotoneladas por hora
MSEK	Millones de Coronas Suecas
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
PIB	Producto Interior Bruto
T	Temperatura
OPEX	Operational Expenditures
MTBE	Metil tert-butil éter
EDC	Ethylene Dichloride
VCM	Vinyl Chloride Monomer
PYGAS	Pyrolysis Gasoline
BTX	Benceno, Tolueno, Xyleno
NPK	Nitrógeno, Fósforo y Potasio
CAC	Captura y Almacenamiento de Carbono

EOR	Enhanced Oil Recovery
\$/kg H ₂	Dólar por kilogramo de hidrógeno
CH ₄	Metano
t/año	Toneladas por año
PCI	Poder Calorífico Inferior

1 LEGISLACIÓN EUROPEA EN LA QUE SE ENCUADRA EL PROYECTO

*Si le hubiera preguntado a la gente qué querían,
habrían dicho caballos más rápidos.*

- Henry Ford -

La acción legislativa de la Unión Europea por parte de la Comisión comienza en 2015 con la fundación de la Unión de la Energía. La misma, tiene como fin unificar los 28 marcos legislativos en uno solo que cubra ciertos aspectos básicos: seguridad energética, integración de un mercado energético común, mecanismos para moderar la demanda y descarbonización de la economía. Esta primera acción ya impuso los primeros hitos a lograr: 40% de reducción de emisiones para 2030 respecto a 1990, 27% renovables sobre mix eléctrico y un 27% de mejora en eficiencia.

Como un avance en pos de los objetivos fijados se lanza el denominado Paquete de Invierno (*Clean Energy for All Europeans* en su versión original). Este paquete legislativo se presentó como un avance en la senda de la implementación de la Unión de la Energía, componiéndose de 8 legislaciones que deben incorporar los países a la propia sentando la base de lo que serán los posteriores PNIEC, los cuales presentan el eje de la transición energética a nivel de país miembro. Describiendo ligeramente de entre las 8 existentes las dos legislaciones de mayor peso:

- **Directiva de eficiencia energética (DIRECTIVA 2018/2002).** Se enfoca en el objetivo de mejora de un 20% de eficiencia energética para 2020 ampliando hasta una nueva meta de un 32,5% para 2030. Para lograr dicho objetivo la Comisión estima que es necesario un 4,4 % de mejora anual hasta dicho año.
- **Directiva de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (DIRECTIVA 2018/2001).** Se establece un nuevo objetivo de alcanzar una cuota de renovables de un 32% sobre el mix eléctrico.

Sobre dicho paquete legislativo se definen y crean los PNIEC donde incorporan todos los reglamentos y directivas del Paquete de Invierno (además de aplicar el Mercado de Emisiones atendiendo a las particularidades de cada Estado Miembro) a la legislación estatal enfocando las mismas a conseguir los nuevos objetivos marcados para 2030 y 2050 (para 2021 habrá que volver a evaluar la idoneidad de los Planes Nacionales para cumplir los nuevos objetivos más ambiciosos del posteriormente expuesto Pacto Verde) en concreto España por ser el que más directamente nos atañe, encontramos que el mismo presenta un borrador que se cree conseguirá los siguientes avances a fecha 2030:

- **21% menos de emisiones con respecto a 1990.** Para los sectores energético con 44 MtCO₂ eq,

transporte con 28 MtCO₂eq, y residencial, industrial, comercial e institucional con 7 MtCO₂eq cada uno, se calcula un 86% de reducción siendo los mayores contribuyentes.

- **42% renovables sobre energía final consumida.**
- **39.6% mejora en la eficiencia energética.** Se estima una mejora del 1.9% anual, acorde a la Directiva 2018/2002 de eficiencia energética ahorrando 15.979 ktep en el periodo 2014-2020 y 36.809 ktep en el periodo 2021-2030.
- **74% de renovables en el mix eléctrico.** Se espera tener 157 GW instalados para 2030, de los cuales se pretende que el 74% de dicha cifra sea de origen renovable. Destinando además 6 GW a almacenamiento en forma de baterías y sistemas de bombeo.

Con este plan, se especula harán falta 236.124 M € entre 2021 y 2030 de los cuales un 37% será invertido en eficiencia, un 42% en energías renovables y un 18% en redes e interconexión con el 3% restante dedicado a otras tecnologías (de esta inversión sólo el 20% se estima será necesario aportar desde entes públicos, aportando la esfera privada el 80% restante). Además, como contraparte positiva, se espera un ahorro en la balanza comercial de 75.379 M € en importaciones de combustibles fósiles para el periodo 2020-2030.

Como segunda cara de la base legislativa que abre paso al Pacto Verde se publica también la ya mencionada directiva que regula el Mercado de Emisiones (**Directiva 2003/87 modificada en la 2018/410**), que será la base tanto de reducción de emisiones como de financiación de otros proyectos mediante el sistema de subastas de adquisición de derechos de emisión, definiendo el mismo como el derecho a emitir una tonelada de carbono equivalente durante un periodo de tiempo determinado. Según dicha norma la cantidad emitida de los mismos se verá reducida de forma lineal en un 2,2% de la media de la cantidad total de derechos de emisión emitidos por los estados miembros; reduciendo también su asignación gratuita para sectores críticos. Todo ello persigue el objetivo de elevar el precio de la tonelada de carbono a 50 € para 2030 y promover con ello el abandono de las tecnologías basadas en carbono (comenzando con el carbón, la fuente de energía más perjudicada).

Como un paso más allá de lo anteriormente descrito se llega el pasado 11 de noviembre de 2019 a un acuerdo para lograr la neutralidad de carbono para 2050, aumentando asimismo el objetivo intermedio de emisiones al 55% de reducción para 2030. En resumen, los principales objetivos y acciones que cimentan El Pacto Verde son las siguientes:

- **Aumento de los objetivos de descarbonización para 2030 y 2050.** La legislación actual, resulta insuficiente puesto que se estima que solamente reducirán las emisiones en torno al 60% para 2050; por ello se debe presentar un plan para reducir a fecha 2030 un 50-55% de las emisiones con respecto a 1990 con la vista puesta en las emisiones netas para 2050.
- **Revolución en la industria persiguiendo una economía circular.** Pese a que la industria muestra ciertos signos de una transición hacia procesos más innovadores y sostenibles muestra cierto estancamiento que el Pacto Verde pretende solventar.
- **Garantizar un suministro de energía verde, segura y barata.** El 75% de las emisiones de GEI en la UE se encuentra relacionado con el uso de la energía en cualquiera de sus formas, este dato permite deducir la importancia de descarbonizar el sistema que se da en el Pacto Verde.
- **Mejora de la eficiencia energética, especialmente en construcción y renovación.** Gran parte del consumo de energía final en la UE, en torno al 40%, corresponde a un parque inmobiliario el cual también demanda productos de industrias intensivas de energía para su construcción y renovación (cemento, ladrillo, acero).

Sin embargo, se hace necesario destacar que como su propio nombre indica es un pacto que no implica medidas legislativas en un futuro inmediato, sino un acuerdo entre los países miembros y el esbozo de una vía de acción. Por tanto, la legislación vigente y más reciente son el Paquete de Invierno aplicado en los PNIEC y la directiva 2018/410

2 VÍAS DE TRANSICIÓN PROPUESTAS: LOS PATHWAY

Cuando una puerta se cierra, otra se abre, pero a menudo vemos tanto tiempo y con tanta tristeza la puerta que se cierra que no notamos otra que se ha abierto para nosotros.

-Alexander Graham Bell

Desde los objetivos y el marco legislativo ya descrito anteriormente, la Comisión propone diversas vías de acción para descarbonizar la economía usando para ello tanto tecnologías ya implementadas y maduras como aquellas que pese a encontrarse en fase experimental presentan gran potencial. Dichas tecnologías tienen ante sí el reto de cubrir las lagunas creadas por el rápido cambio hacia la electrificación de un sistema profundamente adaptado al empleo de energía basada en combustibles fósiles. Estas diferentes adaptaciones son denominadas como “Pathways”.

2.1 Pathway “3a)CCS”

Consiste en una descarbonización centrada en la tecnología de captura y almacenamiento de carbono apoyada sobre otras opciones como la eficiencia y las MTD. Esta tecnología consiste en eliminar el CO₂ de las emisiones industriales para posteriormente almacenarlo y destinarlo a procesos con menor densidad de carbono que ayuden a la transición de otros subsectores. Según las estimaciones realizadas por Fraunhofer ISI para la Comisión son esperables una reducción de emisiones de un 87% con respecto a 1990. Sin embargo, esta estimación asume la existencia de una infraestructura de transporte y almacenamiento a gran escala, y un marco que mantenga la competitividad industrial.

A pesar de sus innegables ventajas, esta tecnología plantea importantes retos: partiendo de la captura, existen caídas de rendimiento en las centrales de generación y procesos industriales como consecuencia de la actividad de las unidades de captura. Por otro lado, el transporte y almacenamiento resultan costosos e ineficientes, añadido al hecho de ser una tecnología en un estado temprano de desarrollo.

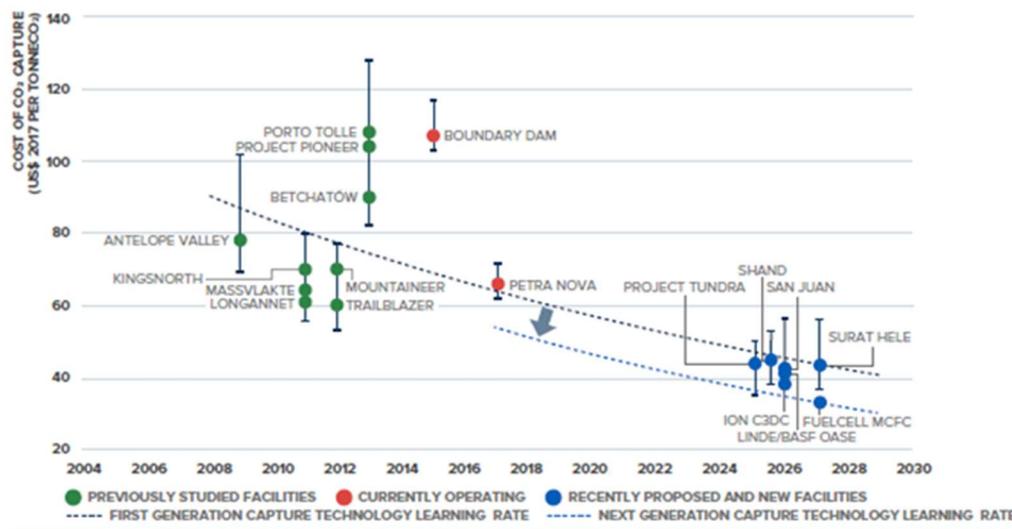


Figura 2-1 Evolución y tendencia del coste de captura de CO₂ [Fuente: Global CCS Institute]

En base a la figura y los aspectos descritos es asumible el supuesto de que en la actualidad no es abordable una transición sobre este Pathway al deber asumir costes sin conraprestación con lo que cae el rendimiento, el mayor coste de CAPEX derivado del estado *FOAK* de la tecnología y la ausencia de infraestructura.

2.2 Pathway “3b)CleanGas”

Basa la transición en el empleo masivo de hidrógeno e hidrocarburos sintéticos orientado hacia prácticamente todos los sectores en sustitución de los derivados del petróleo. Las estimaciones de la Comisión fijan en una reducción del 82% de los GEI por esta vía, eso sí teniendo en cuenta la sustitución de un 80% del Gas Natural por metano sintético para 2030, así como la existencia de un marco favorable para la producción limpia de hidrógeno via electrolisis alimentada con energía renovable; tanto desde su facilidad de producción a gran escala como un entorno legislativo favorable.

Sin embargo, de la obtención de hidrógeno vía electrolisis resulta un precio de producción desorbitado; empleando más energía durante su síntesis de la que se obtiene posteriormente (para producir 1 kWh de hidrógeno utilizable son necesarios hasta 20 kWh de otras energías en función de los rendimientos de instalación). Del lado del almacenamiento el principal problema es la densidad energética volumétrica del hidrógeno, mucho menor al de cualquiera de los combustibles de uso más extendido.

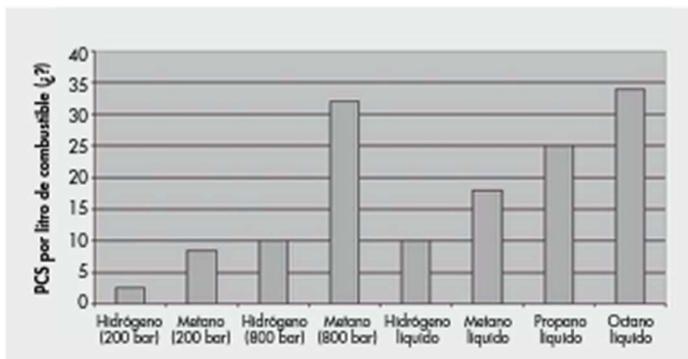


Figura 2-2 Densidad energética de diferentes combustibles [Fuente: Tratamiento y valorización energética de residuos- Xavier Elías]

Su conservación óptima se da licuado, a 800 bar o en tanques criogénicos. En la primera opción aparecen dificultades por la permeabilidad del acero al hidrógeno y en la segunda es consumido la mitad del poder calorífico del combustible en el proceso de almacenamiento.

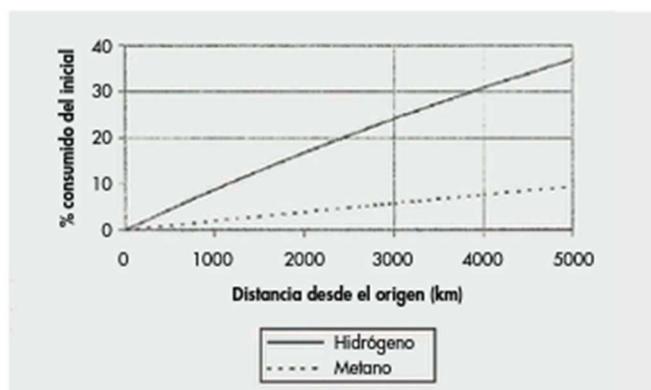


Figura 2-3 Costes estimados de transporte de H₂ y CH₄ como porcentaje de su PC [Fuente: Tratamiento y valorización energética de residuos- Xavier Elías]

Por último, la baja densidad energética por volumen afecta a todos los tipos de transporte, ya sea por carretera donde un camión presurizado a 200 bar puede transportar del orden de 6 veces más GN que hidrógeno con todas las dificultades que ello conlleva (habría más tráfico rodado, más accidentes y más emisiones); o bien en gasoductos donde las diferencias de viscosidad provocarían muchas pérdidas con el diseño actual, obligando a aumentar la velocidad de circulación y por tanto las estaciones de presurización.

A la vista de los datos expuestos, es posible concluir que pese a ser una de las tecnologías más prometedoras cara a la transición; la tecnología de producción, almacenamiento y transporte no se encuentra en un estado en la actualidad que permita su aplicación sin un cierto desarrollo.

2.3 Pathway "3c)Biocycle"

Toma la biomasa y biocombustibles como pilar fundamental, este recurso energético se encuentra actualmente entre los más efectivos y adaptados de entre los renovables representando un 10% del consumo mundial de energía. Proviene de la transformación de energía solar en energía química de la cual una pequeña parte queda fijada como biomasa. Sus formas de uso más interesantes son por un lado la síntesis de biocombustibles, que a la luz del avance que experimentado en la síntesis de biodiesel en los últimos años lo hacen competitivo con los combustibles clásicos, reduciendo además la dependencia del petróleo. Mientras, del otro lado, es posible integrar una planta de potencia de biomasa con captura de carbono (BECCS) para crear cuota negativa de carbono (en teoría). Su estimación parte de la disponibilidad de un mercado mundial de biomasa suficiente y no tiene en cuenta los problemas de disponibilidad, llegando a una reducción del 80% de emisiones sobre 1990 para 2050.

Sin embargo, la parte aprovechable de la biomasa es un pequeño porcentaje de la existente, con lo que la presente de forma natural no sería suficiente para una teórica transición y por tanto habría que recurrir en masa a los llamados cultivos energéticos aún más de lo que se está haciendo en la actualidad. Como consecuencia, los precios de la agricultura que de por sí resultan muy dependientes de los combustibles fósiles, se verán afectados en la medida que los cultivos para cubrir demanda de biomasa y biocombustibles resulten más atractivos que los alimentarios o forestales absorbiendo a estos últimos y aumentando los precios de todos los cultivos relacionados con la energía a base de biomasa. De ello es extraíble la conclusión de que el empleo masivo de bioenergía puede devenir en un aumento de los precios de la alimentación que retroalimente un aumento en el precio de la energía que aumente aún más el precio de la alimentación y por ende el del suelo y otros recursos agrarios; además existe un gran riesgo de destrucción de unos recursos forestales con tasa negativa de emisiones.

A la luz de la información expuesta se llega a la conclusión de que pese a encontrarse en un avanzado estado de desarrollo y alta rentabilidad, el empleo masivo de biomasa puede tener implicaciones fatales sobre el medio al competir el cultivo destinado a la síntesis de biocombustibles clásicos en el uso del suelo con otras industrias vitales como la alimentaria, así como anular las teóricas emisiones negativas de las BECCS al perjudicar a ciertos ecosistemas y recursos; irremediable por el mercado considerado por la comisión al no contemplar la misma limitaciones en el suministro.

2.4 Pathway “3d)Electric”

Se basa en el uso directo de electricidad en todas aplicaciones posibles, apoyado por las MTD. Se estima que con un suministro adecuado de electricidad y un aumento de la potencia instalada es posible aumentar la competitividad de la energía eléctrica; lo cual unido a un marco legislativo favorable puede reducir las emisiones en torno a un 79%.

Para valorar la viabilidad de este Pathway, cabe preguntarse en primer lugar si la tendencia en los precios de la electricidad apunta en la dirección que nos indica la Comisión: con una reducción a medida que aumenta la potencia instalada de renovable.

Evolución de la potencia instalada de generación renovable vs no renovable en España

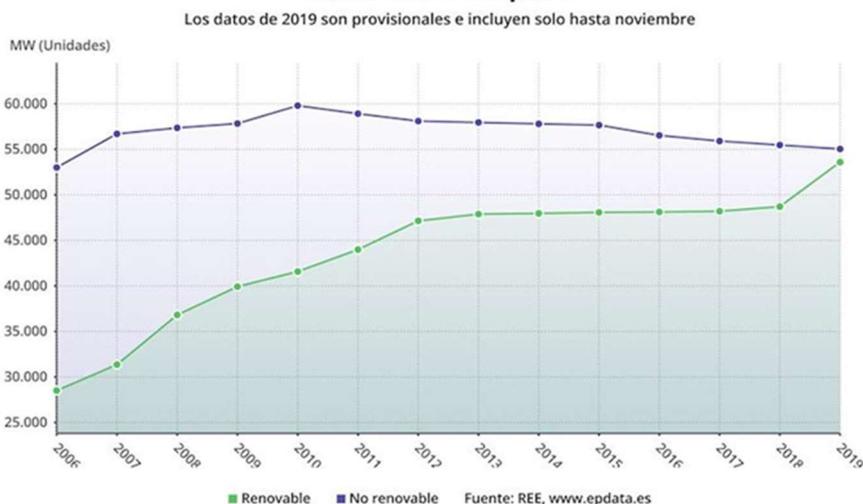


Figura 2-4 Histórico de capacidad instalada renovable en España [Fuente: REE]

PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD USO INDUSTRIAL euros/kWh

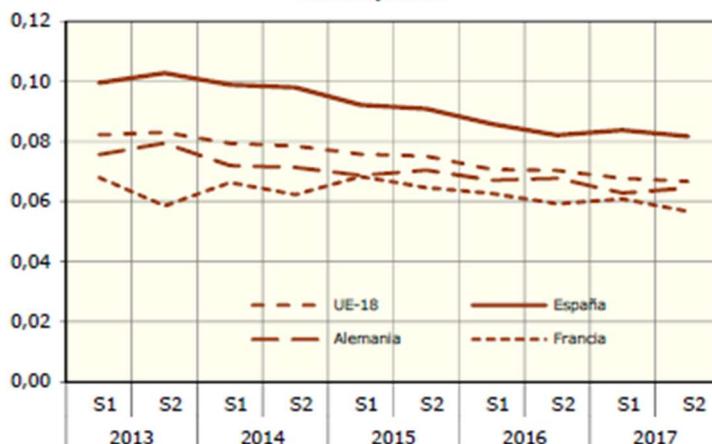


Figura 2-5 Variación histórica del precio de electricidad uso industrial para consumos 2-20 GWh en España [Fuente: Oficina Europea de Estadística]

Vistas las figuras, es posible encontrar una cierta correlación entre el aumento de la potencia renovable instalada y el precio de la electricidad. Y en base a ello, son asumibles como verdaderos los postulados de la Comisión

para con este Pathway además de la existencia de una infraestructura que solo habría que redimensionar; con lo que cobra sentido el realizar el estudio sobre el mismo de forma que a continuación es necesario examinar el uso de la energía en Europa para después centrar el análisis en aquellas industrias más intensivas.

3 CARACTERIZACIÓN SECTORIAL A NIVEL ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA QUÍMICA Y DE REFINO EUROPEAS

No conocemos una millonésima parte del uno por ciento de nada.

- Thomas A. Edison-

Una vez se ha concluido acerca del *Pathway* actualmente más viable para la transición que permita los objetivos que describe la Comisión, es preciso analizar el uso de energía final que se hace en Europa y en su industria particularmente. Conocer el sector en profundidad permitirá centrar el estudio en los subsectores y tipo de energía más relevante e interesante para evaluar su facilidad de transición.

3.1 Caracterizar la energía europea

Acudiendo a los balances energéticos que anualmente elabora Eurostat es posible obtener datos precisos de cómo se distribuye el uso final por sectores.

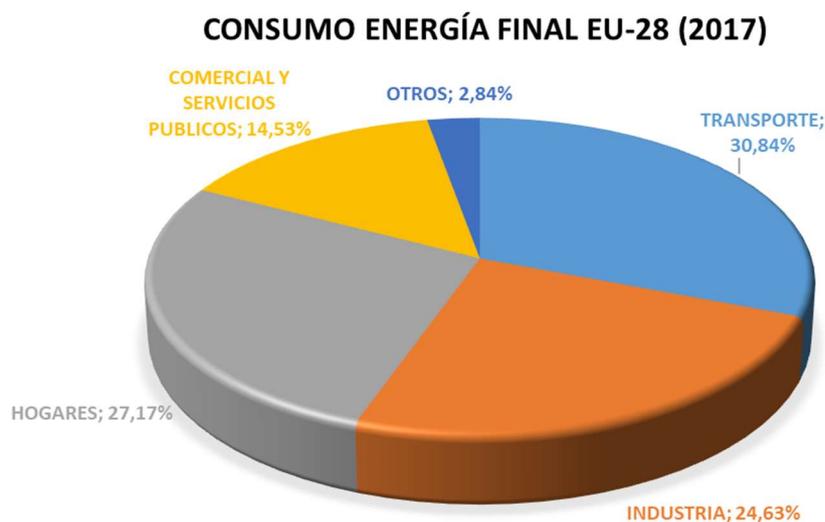


Figura 3-1 Distribución del consumo de energía final en Europa en 2017 [Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat]

Es apreciable la existencia de 3 grandes consumidores: hogares, transporte e industria. La transición deberá centrarse en ellos; pasando a industria por ser el sector que nos atañe además de ser uno de los tres grandes consumidores, igual que con el consumo final europeo es posible desglosar su gasto energético por subsectores.

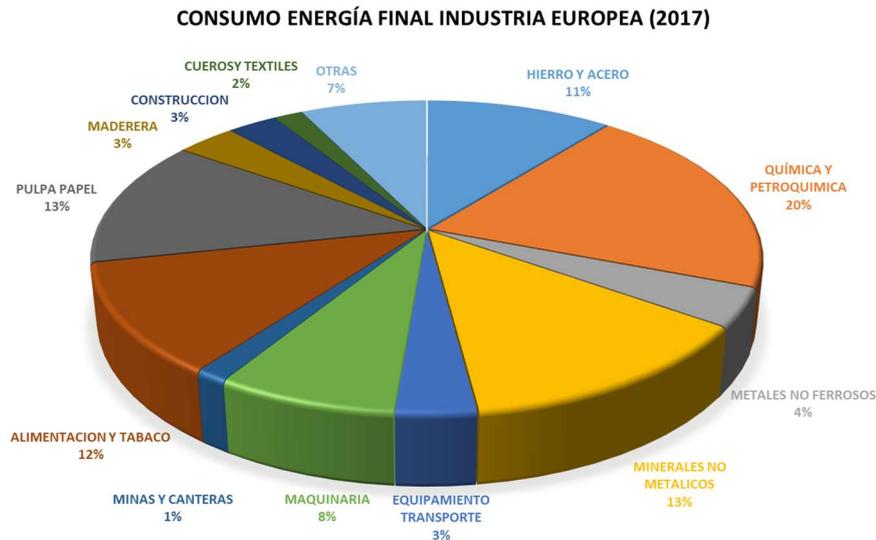


Figura 3-2 Distribución del consumo de energía final en la industria europea en 2017 [Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat]

Caracterizando un sector consumidor de 2900 TWh de energía final (2017) y responsable de 377 Mill de t CO₂-eq; se observa que los mayores consumidores son: la industria química y petroquímica copando un 20% de la demanda energética industrial a nivel europeo, la producción de minerales no metálicos (cemento) con un 13%, la alimentación y las tabacaleras consumiendo un 12% de la energía y la metalurgia de hierro y acero con una tasa de un 11% sobre el consumo industrial europeo.

Ya definido en qué emplea su demanda la industria europea, cabe responder a la otra pregunta necesaria para caracterizarla; el cómo se satisface esa demanda.

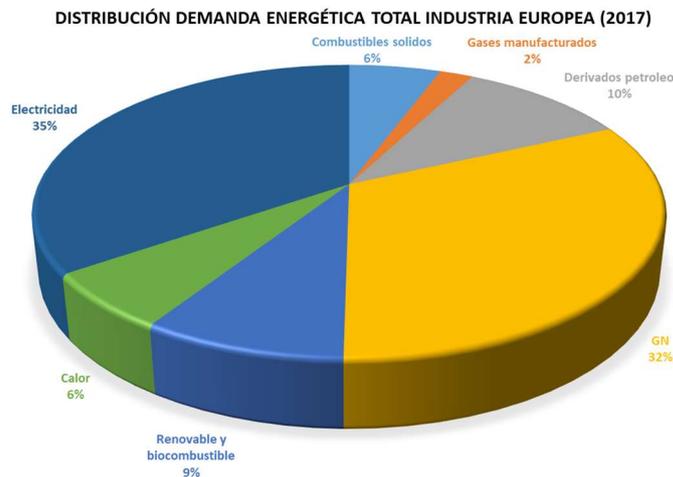


Figura 3-3 Distribución formas energía empleadas por la industria europea en 2017 [Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat]

El empleo de electricidad y gas natural como principales fuentes de energía en lugar de fuel oil o carbón, más económicos pero también más contaminantes, proporciona un indicio de la fuerte presión ambiental ejercida sobre el sector desde las instituciones.

A la luz de la distribución de los combustibles que cubren la demanda del sector, aparece un escenario en el que predominan los combustibles fósiles y el calor. Presumiblemente estos combustibles fósiles se destinarán también a producir calor vía combustión bien para cogenerar, bien para su empleo directo. Con esto es posible concluir que gran parte de la demanda del sector será en forma de calor, siendo necesario caracterizar la misma

según los diferentes subsectores.

Para ello se acude al “*Heat and cooling demand and market perspective JRC Report*” publicado por la Comisión Europea en el año 2012 donde aparece la demanda de calor de cada subsector dividida según su rango de temperaturas: Baja (hasta 100°C) Media (100-400°C) y Alta (Más de 400°C). Por otra parte, relacionando los tramos definidos con cómo se aporta la energía en cada uno, los tramos medio y bajo son cubiertos con el empleo de fluidos caloportadores, mientras que el tramo de temperatura más alto es demandado por hornos como pueden ser los de proceso, metalúrgicos o clinker.

PJ	DEMANDA DE CALOR UTIL INDUSTRIA EUROPEA (2009)		
	Temperatura baja	Temperatura media	Temperatura alta
HIERRO Y ACERO	50	53	1044
QUÍMICA Y PETROQUIMICA	351	180	346
METALES NO FERROSOS	10	5	98
MINERALES NO METALICOS	57	53	826
EQUIPAMIENTO TRANPOS RTE	29	10	4
MAQUINARIA	67	22	10
MINAS Y CANTERAS	7	5	-
ALIMENTACION Y TABACO	256	162	-
PULPA PAPEL	175	246	96
MADERERA	-	-	-
CONSTRUCCION	-	-	-
CUEROS Y TEXTILES	23	36	13
OTRAS	119	58	29

Tabla 3-1 Demanda de calor de la industria europea por subsectores [Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat]

Esta demanda de calor, suma 1233 TWh anuales de energía final(2009), un 43% de la demanda del sector en 2017; será supuesto en adelante que la demanda de calor no ha variado en exceso y es comparable a datos de 2017.

Pese a claramente ser el metalúrgico el más intensivo a nivel calorífico seguido por el químico; observando los datos con detenimiento, es concluyente que existe una alta irregularidad en la distribución de la demanda de calor; siendo necesario analizar la misma mostrándola de forma clara previamente a concluir donde centrar el estudio.

DISTRIBUCIÓN DEMANDA DE CALOR EN LA INDUSTRIA EUROPEA (2009)

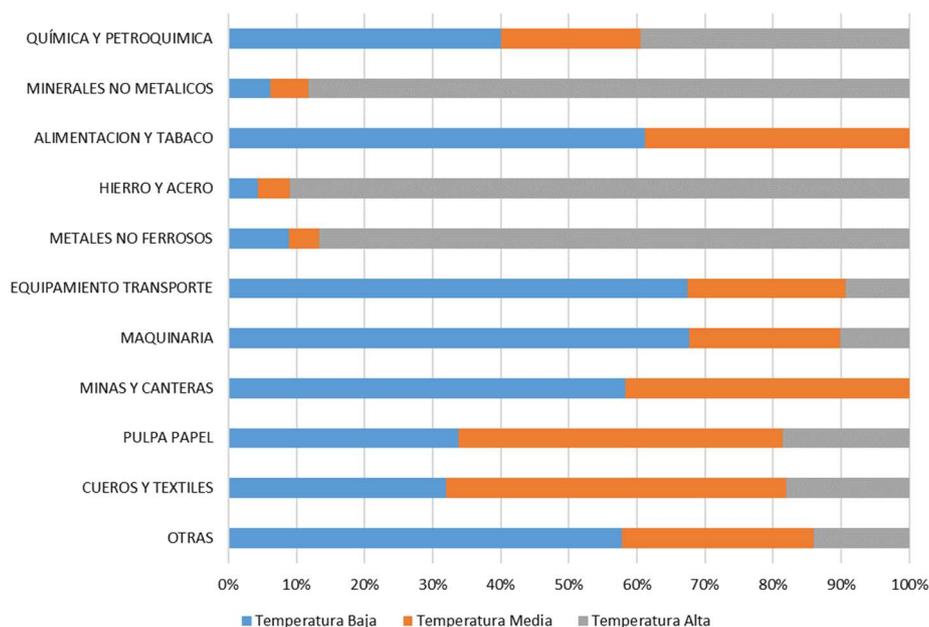


Figura 3-4 Distribución demanda calorífica industrial según sector y temperatura [Fuente: Elaboración propia]

desde datos de la comisión]

Poniendo en comparación todas las industrias que emplean calor observando la distribución en la que lo hacen, es apreciable que las industrias más intensivas emplean la mayor parte de su demanda de calor a alta temperatura con lo que en cierta medida resultan poco adecuadas para centrar el estudio. La excepción se presenta como la industria química, pues al mostrar la demanda más uniformemente repartida nos ayuda a cubrir todos los rangos de temperatura con una buena cantidad de calor, haciendo extensible el estudio por tramos.

Con todo lo previamente descrito, es posible concluir por qué el subsector más adecuado para centrar el estudio es la industria química. No solamente por el hecho de ser el sector más intensivo a nivel energético, sino que destaca la uniformidad de su demanda en un *utility* tan importante como se ha mostrado es el calor, posibilitando dicha uniformidad evaluar cada uno de los tramos con una cantidad de calor suficiente que la haga posteriormente extensible a otros sectores.

3.2 Caracterizar industria química y refino europeos.

Una vez definido el subsector sobre el que analizar el potencial alcance de la transición, es preciso caracterizar también el mismo para facilitar el posterior análisis. Para ello, es necesario realizar una primera caracterización del propio subsector y cómo y en que grado usa los diferentes combustibles y formas de energía, para una vez diseccionado el subsector nivel energético, poner el foco sobre aquellos mayoritarios y con mayor influencia cara a la transición para establecer un nivel más de detalle y ya finalmente, analizar su electrificación.

DISTRIBUCIÓN DEMANDA ENERGÉTICA INDUSTRIA QUÍMICA (2017)

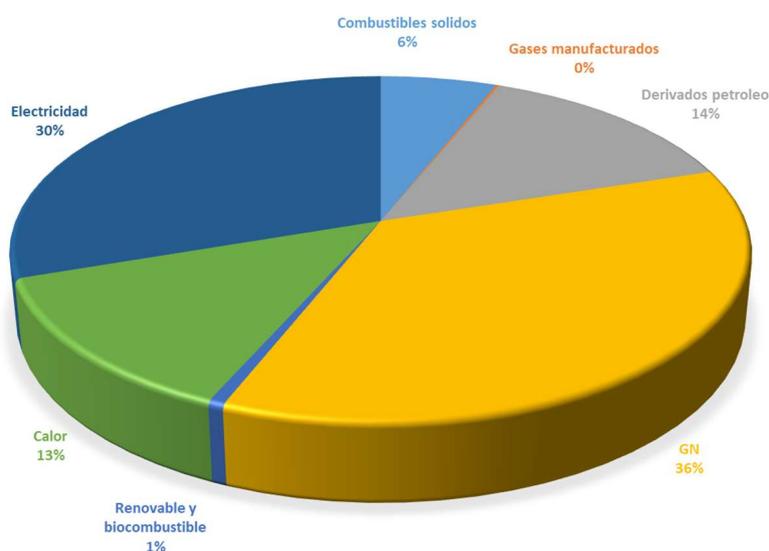


Figura 3-5 Distribución formas de energía empleadas por la industria química europea en 2017 [Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat]

De esta figura es posible extraer múltiples conclusiones de gran importancia que serán básicas para el posterior análisis y tienen que ver principalmente con el empleo de calor y gas natural. De forma similar a como ocurría con el total de la industria, ambos copan el 50% de la energía empleada en el sector y teniendo en cuenta que si el objetivo es poner a prueba la electrificación el consumo eléctrico no debería verse afectado, con estos dos agentes es posible cubrir una gran parte del consumo de la industria.

Una vez identificadas las dos fuentes mayoritarias de energía no eléctrica, cabe cuestionar para qué se emplean; siendo la respuesta clara: calor de proceso y cogeneración. Siendo estos aspectos aquellos donde centrar el posterior estudio; en cubrir las demandas de calor vía eléctrica y ver como esto afecta a la cogeneración al estar ambos actores íntimamente relacionados.

De igual forma, es posible realizar una disección similar en el refino, acentuando aún más la idoneidad de centrar la posibilidad de aplicación en el calor y la cogeneración al ser el mismo un sector fuertemente dependiente de la misma; la cual le permite ser un exportador neto de electricidad y vapor (0.07 MWh y 0.115 toneladas de vapor

por tonelada alimentada, respectivamente).

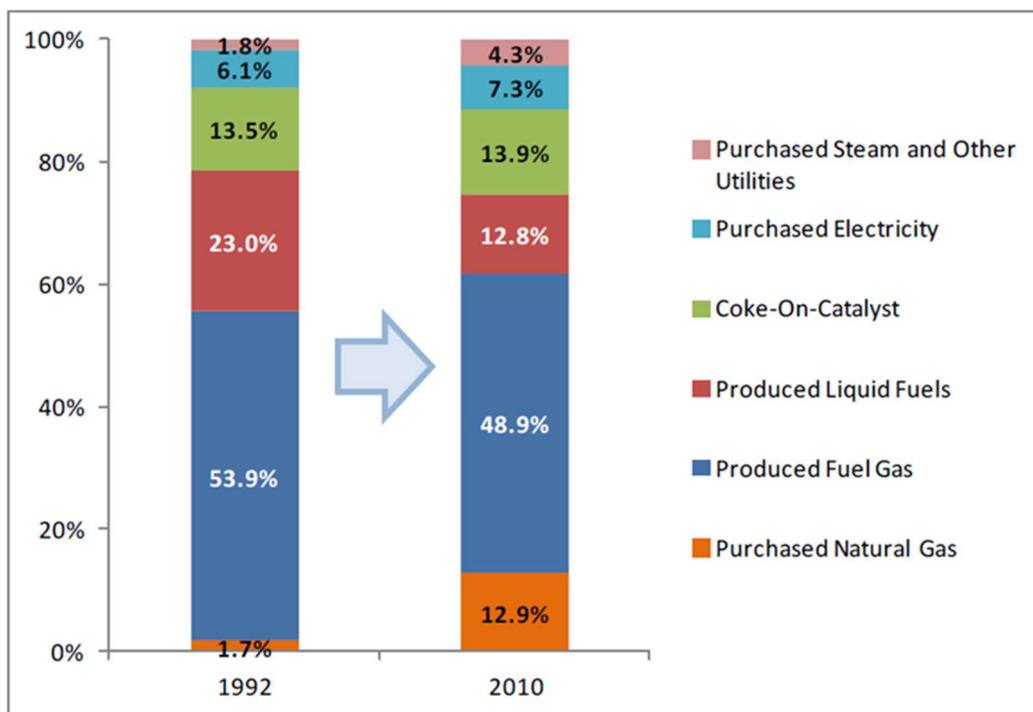


Figura 3-6 Evolucion del mix en refineras europeas como porcentaje de su demanda energetica [Fuente: Concawe, report 3/12]

A la luz de la figura, se observa que dentro del refino más del 60% de la energía proviene de unos fuel gas y gas natural destinados a producir vapor cogenerando en el proceso. Este hecho, junto al empleo de combustibles líquidos y la quema coke para calentar el reactor de cracking, refuerza la idoneidad de estudiar las implicaciones sobre calor y cogeneración de electrificar ambos sectores.

3.2.1 Calor en la química y petroquímica

Una vez acotado el sector donde enfocar el análisis, es necesario obtener la mayor cantidad posible de datos y manipularlos de la forma adecuada; creando unas herramientas lo bastante poderosas como para permitirnos evaluar el impacto que tendría una hipotética transición sobre en este caso, la cogeneración y calentamiento en el sector químico.

Tomando como punto de partida los *JRC SCIENTIFIC AND POLICY REPORTS* publicados por la Comisión, en particular aquel que trata acerca del calentamiento industrial y empleando de nuevo la misma clasificación que la Comisión, se divide el calor demandado en tres tramos: baja temperatura, correspondiente a demandas por debajo de 100°C; temperatura media, de 100 a 400 °C y alta temperatura a partir de 400 °C.

Demanda calor Sector Químico (2009)	Europa (EU-27)	España
Baja T (TWh/año)	98	4
Porcentaje	40%	20,5%
Media T (TWh/año)	50	5
Porcentaje	20,5%	26,8%
Alta T (TWh/año)	96	10
Porcentaje	39,5%	52,7%

Tabla 3-2 Demanda de la industria química en España y Europa [Fuente: Elaboración propia desde datos de la comisión]

Asimismo, también es posible reordenar estos datos con objeto de comparar la demanda de calor en cuanto a la tasa de cada rango con el total.

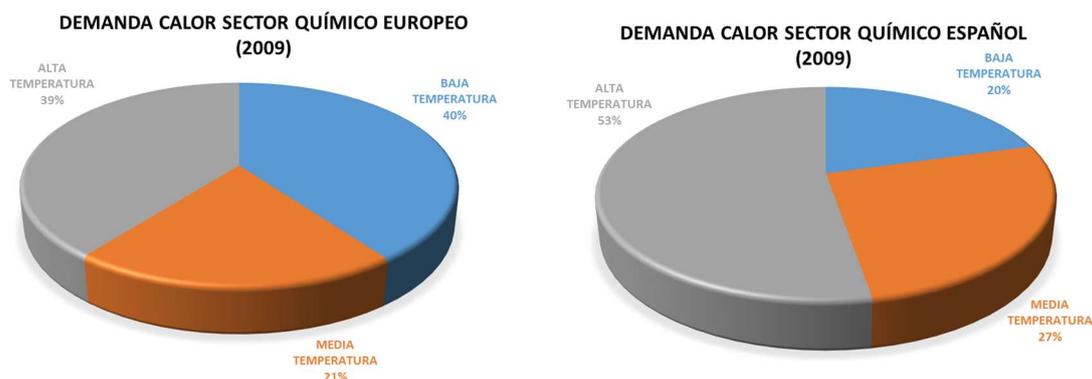


Figura 3-7 Comparación entre España y Europa de la demanda calorífica de la industria química según temperatura [Fuente: Elaboración propia desde datos de la comisión]

A la vista de estos datos, es posible concluir que dentro de la industria química, de los tres tipos de calor demandado dos de ellos, el de media y baja temperatura, pueden ser suministrados adecuadamente mediante fluidos caloportadores dado que el aceite térmico normalmente llega hasta los 400 grados. El de alta correspondería a aquellos procesos de síntesis muy endotérmicos o con un gran consumo energético, tales como hornos de cracking o procesos de reformado con vapor. Es reseñable la diferencia entre la demanda española y europea, a la vista de la misma concluimos que la española sería una industria mucho más enfocada a la producción de los ya mentados procesos muy endotérmicos llevados a cabo en hornos.

Pese a que la información presentada sobre la industria química es muy útil y adaptada al tema que nos trata, es un nivel menos de detalle de lo que se pretende. Por ello, se acude a los BREF publicados por la UE donde se detallan todos los subprocesos de las principales industrias orgánicas e inorgánica, y partiendo de esta información son confeccionados lo que en adelante se denominará como “Mapas de temperatura”. Los mismos se presentan a continuación en su versión para la industria química orgánica (primera figura) e inorgánica (segunda figura), donde se puede observar para cada uno de los productos de dicha industria el rango de temperatura del proceso (en el eje X) y el consumo específico por tonelada de producto (en el eje Y); de este modo se puede evaluar la intensidad energética de un solo vistazo. De la lectura de los BREF para la elaboración de los mencionados documentos es posible, además hallar una serie de aspectos comunes entre todos los productos vitales para el posterior análisis:

- La **demanda de energía calorífica** en la mayoría de procesos está **dominada por las operaciones de separación**, fundamentalmente evaporaciones y más importante: unidades de destilación que necesitan un suministro constante de bien vapor desde 27 barg, bien aceite térmico. Este hecho es especialmente reseñable en las industrias basadas en una reacción de síntesis exotérmica como puede ser el FENOL-VÍA CUMENO donde dos reacciones exotérmicas sucesivas que deben ser refrigeradas dan lugar a una gran variedad de productos que deben ser separados en un tren de destilación posterior donde se consume la mayor parte de la energía del proceso.
- Un **aspecto común entre los productos más demandantes es la existencia de un Steam Cracking** que tiene lugar en hornos donde se alimenta un hidrocarburo junto con vapor sobrecalentado. Normalmente estos procesos presentan una gran integración energética consiguiendo recuperar gran parte del calor (originado en el horno por la quema de gas natural u otro combustible) para producir vapor.
- **Otro proceso que caracteriza los productos más intensivos es el reformado con vapor**. Este proceso no solo requiere una gran cantidad de energía para el reformado en sí, sino que también a fin de no envenenar los catalizadores y evitar reacciones secundarias de metanación es necesario retirar CO₂, azufres y otras impurezas a través de procesos muy energéticos.
- Multitud de procesos como el H₂SO₄ son productores netos de energía por ser reacciones profundamente exotérmicas con una alta integración energética, con lo que no se incluyen en el mapa de temperatura.

3.2.2 Calor en el refino

Al igual que con la industria química, una vez queda claro en la Ilustración 3-4 de dónde obtiene su energía la industria del refino es preciso cuantificar la misma.

CONSUMO REFINO EUROPEO (96 REFINERIAS)	581,5	TWh
% PETRÓLEO CONSUMIDO COMO ENERGÍA	LIGERO	3-4%
	PESADO	7-8%
	MUY PESADO	10%

Tabla 3-3 Consumo energético del sector del refino [Fuente: Elaboración propia desde datos de Concawe]

De la tabla anterior, es posible extraer que en concordancia con lo ya descrito la industria del refino saca gran parte de su energía de la propia materia prima, consumiendo de media en torno a un 7% de la misma. Acudiendo también al BREF del refino junto al *Report 3-12 de la Concawe* e informes de la *Energy Research and Development Administration* norteamericana, nos es posible elaborar un “Mapa Energético” análogo a los anteriores con la salvedad de que en este caso, es diseccionado todo el proceso de refino obteniendo los consumos específicos de calor por barril alimentado al proceso frente a la temperatura en la que dicho proceso tiene lugar. El “Mapa” también se presenta a continuación junto a los de la industria química, y su confección ha permitido también extraer valiosas conclusiones del proceso del refino:

- **Son productores netos de energía en forma de calor (vapor) y electricidad.** Esto se debe a una alta integración energética pues el fuel gas, se emplea para cogenerar y el coque depositado sobre el catalizador en unidades de FCC se quema para regenerar el catalizador aportando calor en el proceso.
- **Los principales consumidores de energía son las unidades de destilación** consumiendo un 40% del total de la refinería y los hidrotratamientos en los que se emplea un 20%
- En realidad, podemos ver una **refinería como una gran unidad de separación y retirada de impurezas**, de ahí el gran peso por un lado de la destilación donde se fracciona el crudo, y del hidrotratamiento donde partiendo de hidrógeno (de ahí el consumo energético) se elimina compuestos de azufre y nitrógeno.

3.2.3 Mapas Energéticos de la Industria Química y el Refino.

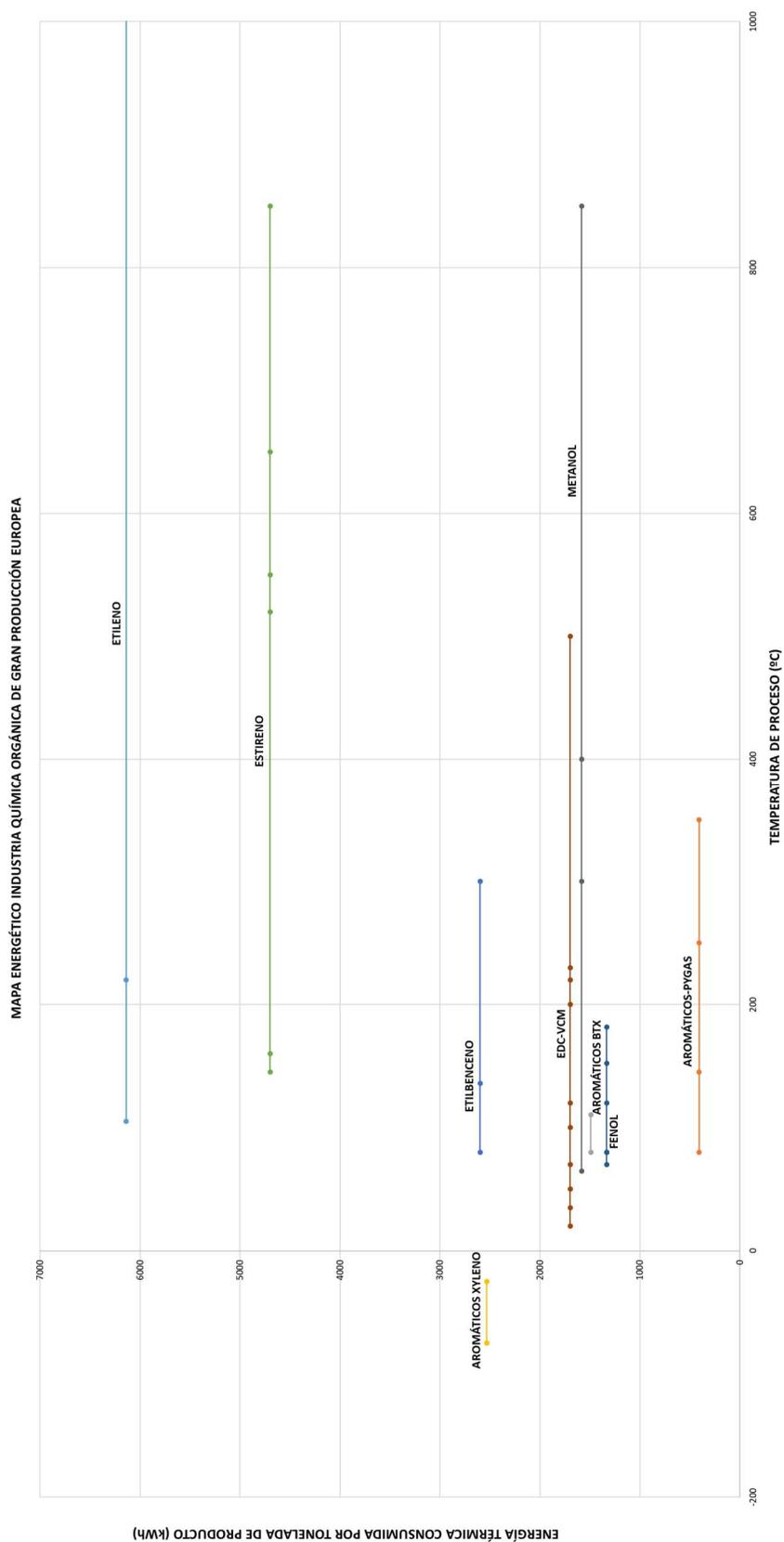


Figura 3-8 Mapa Energético de la industria química orgánica [Elaboración propia desde el BREF]

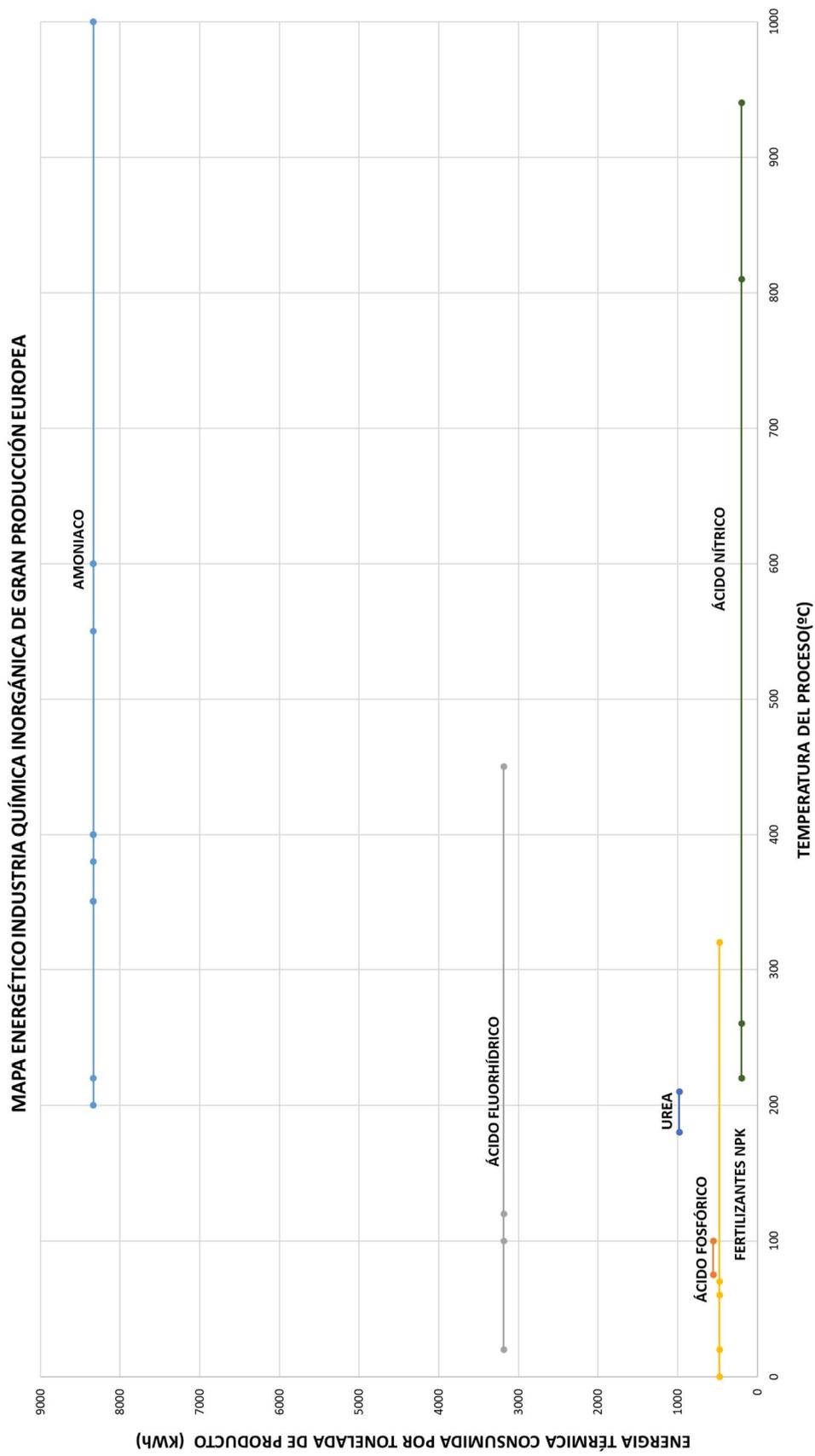


Figura 3-9 Mapa Energético de la industria química inorgánica [Elaboración propia desde el BREF]

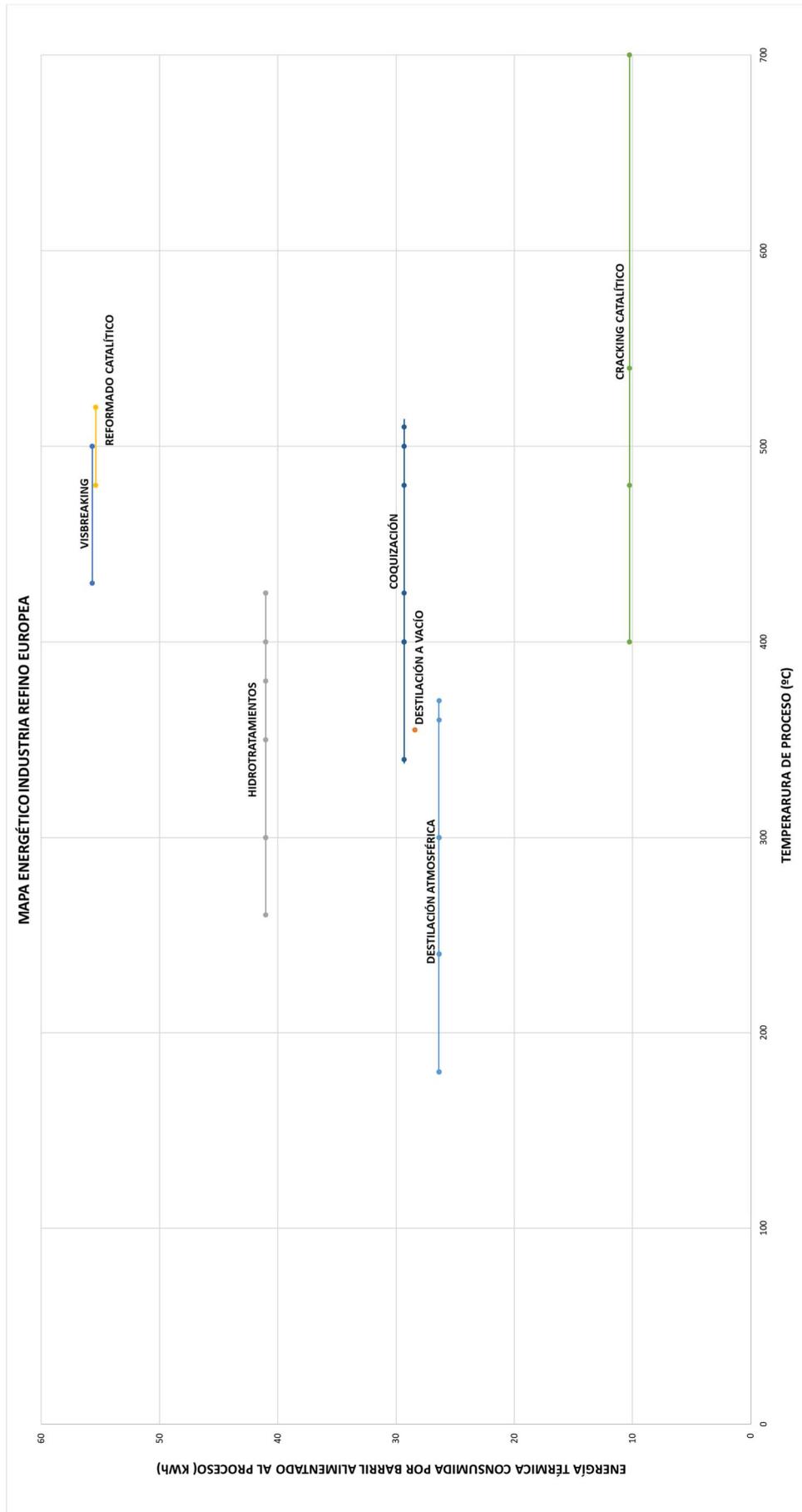


Figura 3-10 Mapa Energético del refino de petróleo [Elaboración propia desde el BREF]

3.2.4 Cogeneración.

Por último, se debe hacer un especial hincapié en la cogeneración al ser uno de los mayores actores europeos en clave energética: representa un 11.3% de la producción eléctrica total a nivel europeo y ahorra al sistema otro 11.4% dada su eficiencia. Pese a presentar una distribución irregular dentro de los propios países miembros, existen grandes cogeneradores como Alemania, siendo la que más emplea esta tecnología produciendo 94 TWh año, lo que equivaldría a casi la generación eléctrica total de los Países Bajos anualmente.

2017	European Union (EU-28)
CHP electricity generation, TWh	372
Electricity generation TWh ²	3.299
Share of CHP in total gross electricity generation	11,3%
total CHP Electrical capacity, GW	122
total CHP Heat production, TWh	800
total CHP Heat capacity, GW	286
Primary energy savings (TWh)	375

Tabla 3-4 Estadísticas de la cogeneración europea [Fuente: CHP data 2005-2017, Eurostat (2019)]

También se trata de un importante componente del sistema energético español pese a estar por debajo de la media europea de generación y ahorro. Aporta un 10.4% de la generación eléctrica de todo el sistema y ahorra al sistema un 8.4% de la generación total del país. Contextualizando su peso en base al entorno de los países miembros, la cogeneración en España genera la misma energía eléctrica anualmente que la totalidad de Hungría.

2017	SPAIN
CHP electricity generation, TWh	29
Electricity generation TWh ²	276
Share of CHP in total gross electricity generation	10,4%
total CHP Electrical capacity, GW	5
total CHP Heat production, TWh	39
total CHP Heat capacity, GW	10
Primary energy savings (TWh)	23

Tabla 3-5 Estadísticas de la cogeneración española [Fuente: CHP data 2005-2017, Eurostat (2019)]

De forma más específica sobre la industria química a nivel español, la cogeneración es un actor vital de la misma, pues cubre un 42% del total de su demanda eléctrica (un 5% del consumo energético español) significando este hecho que únicamente la cogeneración del sector químico español genera 5.3 TWh de electricidad anualmente, lo que equivale a una quinta parte de la producción eléctrica danesa en el mismo periodo. En cuanto al combustible, la mitad del empleo del mismo en el sector está dedicado a cogenerar. El gran peso de la cogeneración viene motivado por su alta eficiencia comparado con térmicas tradicionales lo que permite al sector químico evitar 2 millones de toneladas de CO₂ equivalente al año.

Sector Químico - Potencia instalada, producción de electricidad/calor y consumo de combustible							
Nº unidades	Potencia Eléctrica Total (MW)	Producción Eléctrica Total (GWh)	Producción de calor neta (TJ)	Consumo de Combustible (TJ)			Rendimiento medio global (%)
				Imputable a calor	Imputable a electricidad	TOTAL	
49	945	5.299	33.586	38.101	31.008	69.109	76,2

Tabla 3-6 Estadísticas de la cogeneración del sector químico español [Fuente: Cogeneración en la Industria Química, ACOGEN (2011)]

4 TECNOLOGÍAS ACTUALES DE ELECTRIFICACIÓN APLICABLES EN LA INDUSTRIA

Si quieres encontrar los secretos del universo, piensa en términos de energía, frecuencia y vibración.

- Nikola Tesla -

Ya definida la forma en la que se pretende abordar la transición, debemos seleccionar tecnologías específicas sobre las que centrar el análisis dentro del campo de los fluidos caloportadores. Se descarta la posibilidad de evaluar nuevas tecnologías o aquellas minoritarias y por el contrario se aplicará la transición a los dos fluidos más extendidos en las redes de calor: vapor y aceite térmico. Esto es debido a que se persigue concluir una posibilidad realista y actual de transición, siendo la forma más económica y simple de llevarlo a cabo mantener las redes existentes y profundizar en la posibilidad de electrificar la caldera por ser este el equipo principal de cualquier red de calor ya sea de aceite o vapor; considerando así que la clave de una transición verde eficiente de las redes de calentamiento industrial pasa por electrificar el sistema de calderas manteniendo el resto de la instalación.

4.1 Calderas eléctricas de vapor

Comenzando por las redes de vapor, al acudir al mercado es necesario buscar equipos que garanticen la aplicabilidad, debiendo reunir ciertos aspectos clave para ello:

- Amplio rango de caudales y cantidad suficiente de vapor para aportar el calor necesario a los diferentes procesos industriales. Sería óptimo que los mismos se encontrasen en el rango 15-200 t/h de vapor.
- Equipos capaces de suministrar vapor a media presión (10-20 bar) y alta presión (20-80 bar).
- Temperaturas adecuadas para líneas de vapor de proceso, normalmente entre 120 y 230°C.
- Rendimientos similares a los de las calderas convencionales (90% como mínimo)

Una vez definidas las características a buscar en los catálogos que ofrecen los fabricantes de calderas eléctricas, es posible diferenciar fundamentalmente dos tecnologías: la caldera eléctrica de resistencia y la caldera eléctrica de electrodos.

4.1.1 Calderas eléctricas de vapor de resistencia.

La caldera de resistencia es el primer y más básico dispositivo eléctrico destinado a la generación de vapor para

calefactar procesos. Se compone de una resistencia encapsulada sumergida en agua. El principio de funcionamiento es el efecto Joule que genera una cierta corriente al atravesar un conductor, este calor Joule es usado para calentar el fluido almacenado en la carcasa de la caldera y con ello producir vapor, agua o aceite calientes en bajas cantidades, a media presión en caso del vapor. La configuración se asemeja a la de una caldera pirotubular con la salvedad de que en lugar de tubos por dentro de los cuales circulan gases de combustión, encontramos las ya mentadas resistencias encapsuladas para su protección. Son equipos robustos y compactos con escaso mantenimiento. Sin embargo, nos encontramos con que el mercado sólo presenta equipos relativamente pequeños de hasta 4000 kW a media presión como máximo, con lo que se descarta explorar esta vía para su uso generalizado a gran escala.

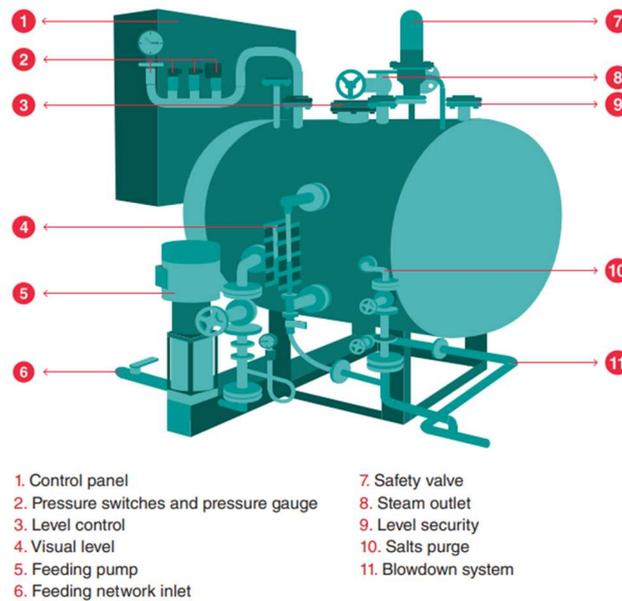


Figura 4-1 Tipología y partes de caldera eléctrica de vapor de resistencia [Fuente: PIROBLOC España]

4.1.2 Calderas eléctricas de vapor de electrodo.

Por otro lado, las calderas de electrodo son equipos cuyo principio de funcionamiento se basa en el mismo efecto que las de resistencia: el efecto Joule. Pero en lugar de usar un conductor que atravesado por una determinada corriente genere un calor que se transmite al agua por convección, estas calderas conducen la electricidad por el propio fluido; esto es posible al alimentar un agua con una cierta conductividad que permita el paso de la corriente hasta un cierto punto, donde el agua (que cabe recordar no conduce la electricidad) crea una resistencia que provoca un efecto Joule en el propio fluido que como consecuencia del mismo, se evapora. Asimismo también son capaces de suministrar agua caliente para las aplicaciones por debajo de 100°C gracias a que la misma comparte depósito con el vapor. Esto se puede lograr a mediante diferentes configuraciones, siendo las principales dos: la de electrodos sumergidos (puede encontrarse también como caldera de 3 compartimentos) y la de electrodos separados.

- **Caldera de electrodos sumergidos.**

Consta de una vasija interna recubierta de aislantes cerámicos y suspendida sobre el nivel de agua contenido en la carcasa externa. Dicho compartimento generador es alimentado desde dicha carcasa mediante una bomba de recirculación. El vapor es generado a medida que la corriente circula entre el electrodo y el metal del compartimento (que hace de neutro) creando el efecto antes descrito y evaporando el agua como consecuencia. En la figura es posible observar los distintos elementos de la caldera, así como los elementos de control y seguridad necesarios.

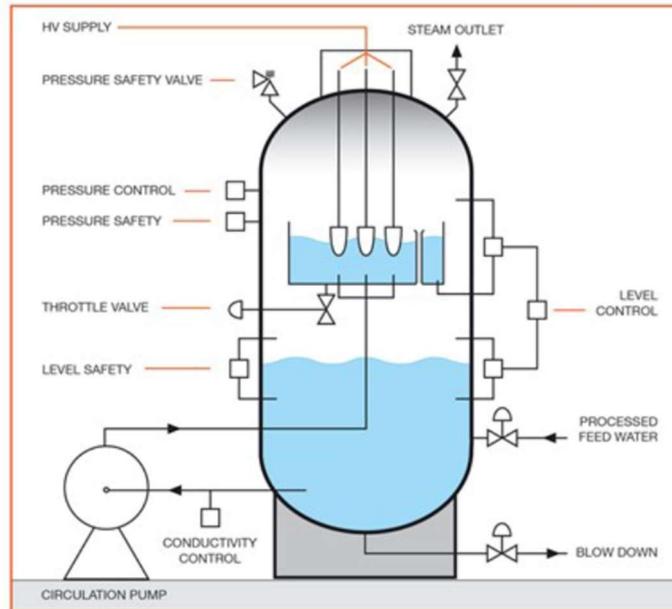


Figura 4-2 Tipología y partes de caldera eléctrica de electrodos sumergidos [Fuente: PARAT]

- **Caldera de electrodos separados**

Sigue el mismo principio que la caldera anterior pero con la salvedad de que no tiene compartimento generador de vapor sino que, el agua se pulveriza directamente sobre los electrodos desde las boquillas del compartimento de almacenaje, el cual es alimentado por una bomba de recirculación desde el depósito de la carcasa externa; creando una circulación de corriente constante a través del agua pulverizada. El agua que no pasa a vapor cae a su vez sobre un contraelectrodo que crea un segundo paso de corriente produciendo más vapor. El agua restante cae al depósito de la carcasa externa. En la figura es posible apreciar la tipología y accesorios de la caldera.

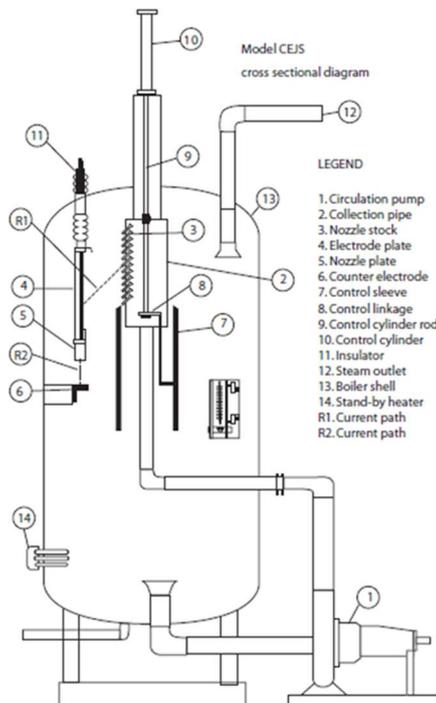


Figura 4-3 Tipología y partes de caldera eléctrica de electrodos separados [Fuente: CLEAVER BROOKS]

Independientemente de la tipología, las calderas de electrodo pueden proveer hasta 60 MW de vapor saturado entre 35 y 40 bar, lo cual lo señala como el equipo viable para la electrificación de las redes de vapor, a lo que se añaden una serie de ventajas adicionales:

- **Eficiencia:** El principio físico en el que se basa el sistema permite eficiencias de 99% en base a la energía eléctrica empleada. Esto se debe a que la alta resistencia del agua empleada hace que casi toda la electricidad pase a calor y este se emplee para producir vapor.
- **Emisiones:** A priori las calderas eléctricas son presentadas por los fabricantes como equipos cero emisiones de carbono y otros GEI al no quemar ningún tipo de combustible fósil o biomasa. Sin embargo el mix eléctrico no está en absoluto exento de emisiones pues, en gran parte, y según la zona geográfica depende de la quema de carbón, gas natural y fuel oil. Aún así, asumiendo como verdaderos los objetivos de renovables fijados por la UE sí sería posible que estos equipos fueran realmente cero emisiones.
- **Estado de latencia:** Mientras que las calderas de gas necesitan una carga mínima del 16%, las calderas eléctricas pueden entrar en estado de latencia. Esto es dejar de alimentar agua quedando activos los electrodos a un 4% de su capacidad, es más, nos encontramos que las calderas eléctricas pueden pasar de latencia a carga completa en un tiempo muy corto (entre 30 segundos y 5 minutos). (Teóricamente incluso más, pero los fabricantes lo desaconsejan por las posibles dinámicas del vapor).

De esta forma, se refuerza la idea de emplear calderas de electrodo para estudiar el impacto de la electrificación sobre la industria química seleccionando para ello una muestra de equipos representativos:

- **PARAT (Noruega):** Se trata de calderas en configuración de electrodos sumergidos, funcionan en 6-24 kV y aunque por catálogo aparecen limitados a 16 bar, previo pedido pueden llegar a suministrarse calderas aptas para producir vapor a 25 bar. El fabricante asegura que su modelo de caldera de electrodos no necesita mantener un mínimo de carga, pudiendo pasar además a carga completa en 30 segundos. Se debe tener en cuenta que el fabricante calcula todos sus parámetros en base a la recomendación de alimentar el agua a la caldera a 100°C. Suministra 90 t/h de vapor para dar 60 MW de energía térmica.



Figura 4-4 Caldera PARAT de electrodos sumergidos [Fuente: PARAT]

- **CLEAVER BROOKS (EEUU):** Usando una tipología de electrodos separados, trabaja en un amplio rango de presiones de hasta 35 bar pudiendo llegar a suministrar 65 MW de calor en forma de vapor para los modelos de su gama CEJS. Se trata de equipos capaces de suministrar hasta 85 toneladas de vapor saturado a 35 bar. Opera con voltajes entre 4.16 y 25 kV.



Figura 4-5 Caldera CLEAVER BROOKS de electrodos separados [Fuente: CLEAVER BROOKS]

- **ELPANNETEKNIK** (Suecia): El modelo sueco trabaja hasta 40 bares según el fabricante, al igual que el fabricado por PARAT adopta la configuración de electrodos sumergidos pero varía con respecto al mismo en la mínima carga, donde en este modelo es del 4% y el tiempo para pasar a carga completa, de 5 minutos. Aseguran suministrar hasta 60 MW de calor en forma de vapor saturado a 40 bar. (Aproximadamente 76 t/h)



Figura 4-6 Caldera ELPANNETEKNIK de electrodos sumergidos [Fuente: ELPANNETEKNIK]

- **VAPOR POWER** (EEUU): Oferta la configuración de electrodos separados pudiendo operar con un amplio rango de voltajes hasta 13.200 voltios. Su modelo BBJ-3400 asegura un suministro de 51 toneladas de vapor saturado a 35 bar para dar 34 MW de energía calorífica.



Figura 4-7 Caldera VAPOR POWER de electrodos separados [Fuente: VAPOR POWER]

Sin embargo, estos equipos no se encuentran exentos de inconvenientes, entre los que destaca la falta de vapor

a alta presión y temperatura; *utility* vital para algunas aplicaciones como la cogeneración. Este aspecto sí representa un problema serio que viene de la propia configuración del equipo al situarse la generación de vapor en el lado de carcasa (normalmente las calderas de alta presión son acutubulares, esto es con agua en lado de los tubos) que al tener un mayor diámetro requiere grandes espesores para mantener altas presiones.

Una vía de subsanar este hecho en cierta medida podría ser el empleo de los denominados *Superheaters*, esto es un equipo situado tras la caldera que usase energía eléctrica para sobrecalentar el vapor aumentando su presión y temperatura. Su principio de funcionamiento se basa en el uso de resistencias eléctricas situadas dentro de una carcasa a través de la cual pasa el vapor a modo de intercambiador de calor. A pesar de su existencia no es un equipo tan común como las calderas, y por ende la variedad de equipos y los rangos de caudal, presión y temperatura cubiertos no son en absoluto amplios; de hecho se encuentra en un estado de desarrollo limitado para su aplicación a gran escala y de toda la información recogida se ha concluido que solo uno de ellos podría hasta cierto punto aportar la potencia necesaria para ser realmente una vía de electrificación:

- **ACME (EEUU):**

Su gama ES-Series está diseñada para proveer hasta 11,5 toneladas hora de vapor hasta 55 bar y 650°C. En el catálogo el fabricante incluye entre los diferentes usos la alimentación a escalonamientos de turbina, el empleo en grandes redes de vapor para evitar condensados e inyecciones de vapor, entre otros.

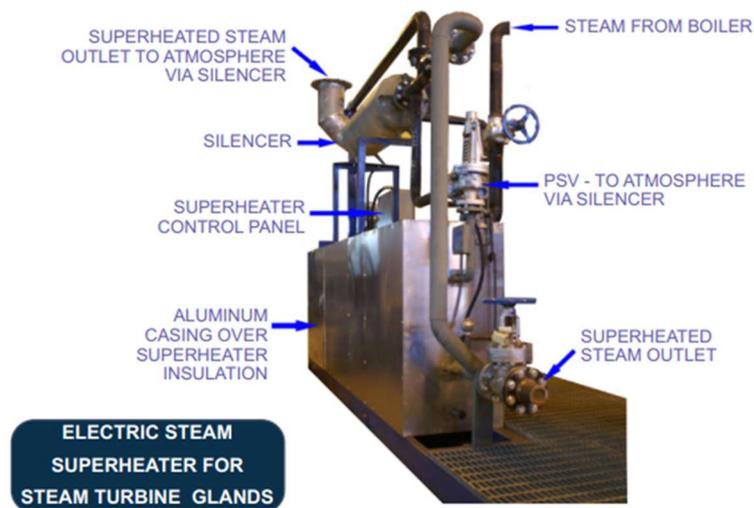
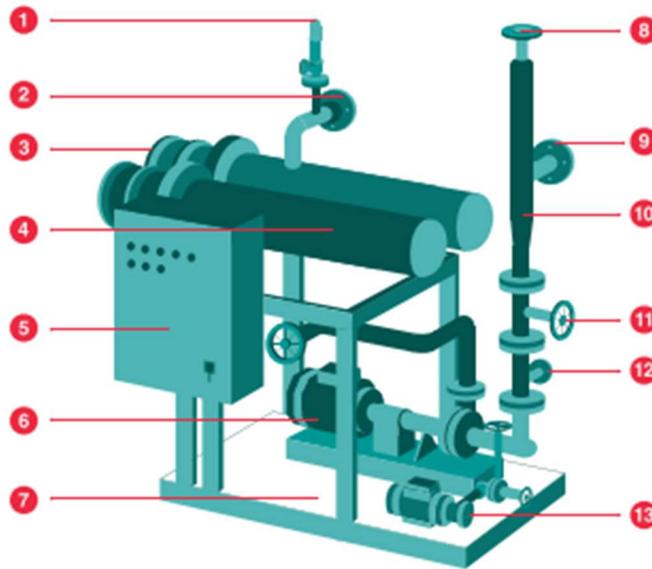


Figura 4-8 Partes y configuración del Superheater suministrado por ACME [Fuente: ACME]

4.2 Calderas eléctricas de aceite térmico

Para con calderas de aceite térmico el mercado no presenta la heterogeneidad mostrada por los fabricantes de calderas de vapor, presentando como equipo más extendido el de resistencia sumergida con recirculación, el cual se podría asemejar a un intercambiador de carcasa y tubos con dos pasos por carcasa.



Esquema caldera eléctrica

- | | |
|---|-----------------------------|
| 1 Válvula de seguridad | 7 Plataforma |
| 2 Brida salida | 8 Brida depósito expansión |
| 3 Resistencias eléctricas | 9 Brida retorno |
| 4 Cuerpo resistencias con aislamiento térmico | 10 Botella colector de gas |
| 5 Armario eléctrico | 11 Válvula de interrupción |
| 6 Bomba de recirculación | 12 Filtro |
| | 13 Bomba de llenado/vaciado |

Figura 4-9 Configuración y tipología de caldera eléctrica de aceite térmico [Fuente: PIROBLOC España]

Por ello, los diversos fabricantes ofertan esta única tipología para dar equipos que, con un amplio rango de potencia de entre 1.6 y 35 MW proveen de aceite térmico a temperaturas que oscilan entre los 320 y los 380°C.

- **CEEF (China):**

El fabricante asiático asegura suministrar un equipo de aceite térmico íntegramente eléctrico basado en circulación forzada, capaz de suministrar hasta 35 MW de aceite térmico a 320 °C y presión atmosférica.



Figura 4-10 Caldera de aceite térmico CEEF de 35 MW [Fuente: CEEF]

- **BBS (Alemania):** El modelo germano es también de resistencia sumergida con circulación forzada. Es capaz de proveer 16 MW de aceite térmico a 350 °C permitiendo operar a una sobrepresión de 16 bar.



Figura 4-11 Caldera de aceite térmico BBS de 16 MW [Fuente: BBS]

- **PIROBLOC** (España):

El fabricante nacional ofrece el modelo más pequeño de los presentados y también el más genérico al proveer una potencia en un rango similar al que ofertan muchos otros fabricantes. Provee hasta 2,5 MW operando a 350°C y 7 bar. Presentan como ventaja la gran variedad de configuraciones y tipologías disponibles.

- **HEAT 11** (Alemania): Pese a ser el equipo de menor tamaño, el alemán es también el capaz de suministrar el aceite térmico a mayor temperatura, 380 °C para dar 1.6 MW de potencia.

Estos equipos presentan, al igual que ocurría con las calderas eléctricas de vapor, multitud de ventajas:

- Alta velocidad de respuesta, consecuencia de la no necesidad de combustión.
- Eficiencias entorno al 97%
- Teóricas cero emisiones aunque igual que ocurría en el vapor, dependen fuertemente del mix.

Como inconveniente sería reseñable la carencia de suministradores en equipos de alta potencia.

5 IMPACTO DE LA ELECTRIFICACIÓN CON LOS EQUIPOS DESCRITOS SOBRE LA INDUSTRIA EUROPEA

Aquí Chaika. ¡La tierra es hermosa!

- Valentina Tereshkova -

Una vez presentados los equipos con los que será analizada la electrificación del calor industrial en la petroquímica y el refino, es necesario emplear las herramientas de datos elaboradas y presentadas en el apartado 3 del presente proyecto plasmando sobre las mismas las diferentes calderas, permitiéndonos esto evaluar el impacto sobre los diferentes sectores.

5.1 Metodología de análisis.

Pasando a describir el cómo se efectuará el estudio del alcance de la cobertura del calor industrial por parte de las calderas eléctricas, dicho análisis se dividirá en dos partes fundamentalmente:

- En primer lugar, se calculará la energía anual entregada por cada una de las calderas partiendo de 8000 horas de operación al año. Por otro lado, al tener los valores energía térmica específicos de cada proceso, es posible calcular la energía demandada por una planta de tamaño medio de 500 kt/año. Con estos dos conjuntos de datos serán elaborados mapas térmicos basados en los del tercer apartado del proyecto donde sea posible observar por un lado cómo queda cubierta la demanda de calor a nivel de temperatura a la vez que se aprecia el número de equipos necesarios para cubirla a nivel cuantitativo. Asimismo, también se mostrará el coste aproximado de instalación para uno de los conjuntos de equipos.
- En segundo lugar, una vez comprobados qué rangos de temperatura quedan cubiertos por las tecnologías, se cuantificará qué porcentaje queda cubierto y sin cubrir sobre la demanda bruta del sector a la vez que se analiza de forma cualitativa qué procesos y combustibles se ven afectados y cómo ello repercute en la industria.
- En cuanto a emisiones, partiendo de la distribución del uso de combustibles presentada será calculado un factor de emisión medio ponderado con el que se obtendrán las emisiones correspondientes al calor industrial. Una vez obtenido dicho dato, se hará un balance sobre el mismo aplicando 4 escenarios: el mix actual de la UE, un sistema típicamente basado en renovable a través del mix de Noruega, un mix típicamente nuclear con el de Francia y un último escenario asumiendo un mix completamente limpio y que obtiene toda la energía de renovable.
- Una vez efectuados los correspondientes tratamientos de datos, se valorará el impacto sobre cada uno de los subsectores, así como cogeneración y medio ambiente; estableciendo las bases sobre las que

sustentar las posteriores conclusiones.

5.1.1 Cobertura de la demanda sobre los Mapas Energéticos

Para comenzar, será necesario calcular la energía que cada caldera es susceptible de suministrar. Para ello, partiendo de las potencias suministradas por el fabricante y la suposición ya mencionada de 8000 horas anuales de operación, se obtendrán dichos valores por el procedimiento descrito en la Ecuación 5-1.

$$\text{Calor anual suministrado (GWh/año)} = \text{Potencia Caldera (GW)} \times \text{Horas de operación} \left(\frac{h}{\text{año}}\right)$$

Ecuación 5-1 Cálculo de energía anual suministrada por caldera.

Obteniendo con ello dicha energía para cada uno de los equipos:

CALDERA	Potencia mínima suministrada (GWh/año)	Potencia máxima suministrada (GWh/año)
VAPOR		
VAPOR POWER BBJ3400	10,9	272
PARAT	19,2	480
CLEAVER BROOKS CEJS SERIES	20,8	520
ELPANNETEKNIK	19,2	480
ACME ES-SERIES	3,8	96
ACEITE TÉRMICO		
CEEF ELECTRIC THERMAL OIL HEATER	11,2	280
BBS HG	5,1	128
PIROBLOC C-2500	0,8	20
HEAT 11-EH-4X	0,5	12,8

Tabla 5-1 Potencias máximas y mínimas suministradas por las calderas eléctricas anualmente en GWh
[Fuente: Elaboración propia]

En segundo lugar, como se ha indicado previamente, será necesario calcular la energía total demandada por una planta de tamaño medio para enfrentarla al dato ya calculado relativo a las calderas. Para ello, el mismo se obtendrá siguiendo la Ecuación 2 a partir de la energía térmica específica ya conocida y tomando una producción anual de 500 kt/año.

$$\text{Energía térmica anual} \left(\frac{GWh}{\text{año}}\right) = \text{Energía específica} \left(\frac{GWh}{t}\right) * \text{Producción anual} \left(\frac{t}{\text{año}}\right)$$

Ecuación 5-2 Cálculo de energía anual demandada por planta de 500 kt/año

Con ello son calculados los diversos consumos térmicos estimados para plantas de tamaño medio de cada uno de los productos de la industria química:

GWh/año	Consumo térmico planta 500 kt/año
ORGÁNICA	
Etileno	3069
Aromáticos-PYGAS	204
Aromáticos-BTX	746
Aromáticos-XYLENO	1267
Etilbenceno	1300
Estireno	2350
Fenol	666,5
EDC-VCM	849
Metanol	792
INORGÁNICA	
Amoniaco	3504
Ácido Fosfórico	278
Ácido Fluorhídrico	1592
Fertilizantes NPK	237
Urea	492
Ácido Nítrico	100

Tabla 5-2 Consumo térmico anual en GWh para una planta de 500kt/año de cada uno de los principales productos de la industria química europea. [Fuente: Elaboración propia]

Por último, para mostrar el coste aproximado de la instalación capaz de cubrir la demanda ya expuesta, partiendo de la caldera suministrada por ELPANNETEKNIK por diversas razones:

- Es el equipo capaz de suministrar el vapor a mayor presión y por lo tanto, al hacerlo como vapor saturado, a mayor temperatura. Además, con un caudal considerable.
- Conocemos el precio del equipo pero a menor potencia actualizado a 2019, por lo que es posible estimar con una cierta exactitud el precio del equipo de mayor potencia.

El precio del equipo será estimado desde un equipo de 15 MW usando para ello el Método de Williams cuya fórmula se muestra a continuación:

$$\frac{\text{Coste equipo A}}{\text{Coste equipo B}} = \left(\frac{\text{Capacidad equipo A}}{\text{Capacidad equipo B}} \right)^n$$

Ecuación 5-3 Método de estimación de Williams para coste de equipos.

Con esto, conocido el precio del equipo A, cuya capacidad es de 15 MW, siendo el mismo 7 MSEK (2019) tomando una tasa de cambio de 10.9 €/SEK y un expediente de Williams (n) genérico e igual a 0.6; es posible estimar el precio del equipo de 60 MW:

	PRECIO CONOCIDO 15 MW (€)	PRECIO ESTIMADO 60 MW (€)
ELPANNETEKNIK	643.500	1.480.000

Tabla 5-3 Costes estimados y conocidos de calderas ELPANNETEKNIK de diferentes potencias [Fuente: Elaboración propia]

Una vez recopilada y tratada toda la información descrita, es posible elaborar los mencionados mapas que se muestran a continuación (en los mapas de aceite térmico, las calderas no se han representado para Amoniaco ni Etileno, al no emplearse en dichas industrias). Sobre los mismos se puede observar, manteniendo el eje X para la temperatura de proceso, una disposición a doble eje de ordenadas; siendo el de la izquierda la energía suministrada por la caldera calculada previamente y el de la derecha la energía térmica demandada por una planta de 500 kt/año también obtenida con anterioridad. Sobre los mismos se sitúan los rangos que pueden cubrir una instalación de cada uno de los equipos descritos, tomando como máximo el proceso más intensivo en cada caso; notar que las calderas de aceite térmico no cubren los procesos basados en Steam Cracking y Steam Reforming, que funcionan a base de vapor en la mayoría de los casos. El número de equipos para la instalación de mayor potencia ha sido calculado acorde a la siguiente ecuación:

$$\text{Máximo número equipos instalación} \left(\frac{500 \text{kt}}{\text{año}} \right) = \frac{\text{Consumo térmico máximo} \left(\frac{\text{GWh}}{\text{año}} \right)}{\text{Energía térmica aportada por caldera} \left(\frac{\text{GWh}}{\text{año}} \right)}$$

Ecuación 5-4 Cálculo de número de equipos necesarios como máximo para cada industria.

Por último, junto al rango capaz de cubrir la caldera ELPANNETEKNIK aparece un coste aproximado resultado de aplicar el coste unitario previamente calculado por el método de Williams; el mismo es obtenido a partir del número de equipos necesario aplicando un 30% adicional en concepto de instalación y montaje:

$$\text{Coste instalación caldera eléctrica (€)} = \text{Coste unitario} \left(\frac{\text{€}}{\text{ud}} \right) * N^{\text{uds}} * 1.3$$

Ecuación 5-5 Cálculo de coste aproximado de instalación de calderas eléctricas.

5.1.1.1 Aplicación de las calderas eléctricas sobre los Mapas Energéticos para una instalación de 500 kt/año.

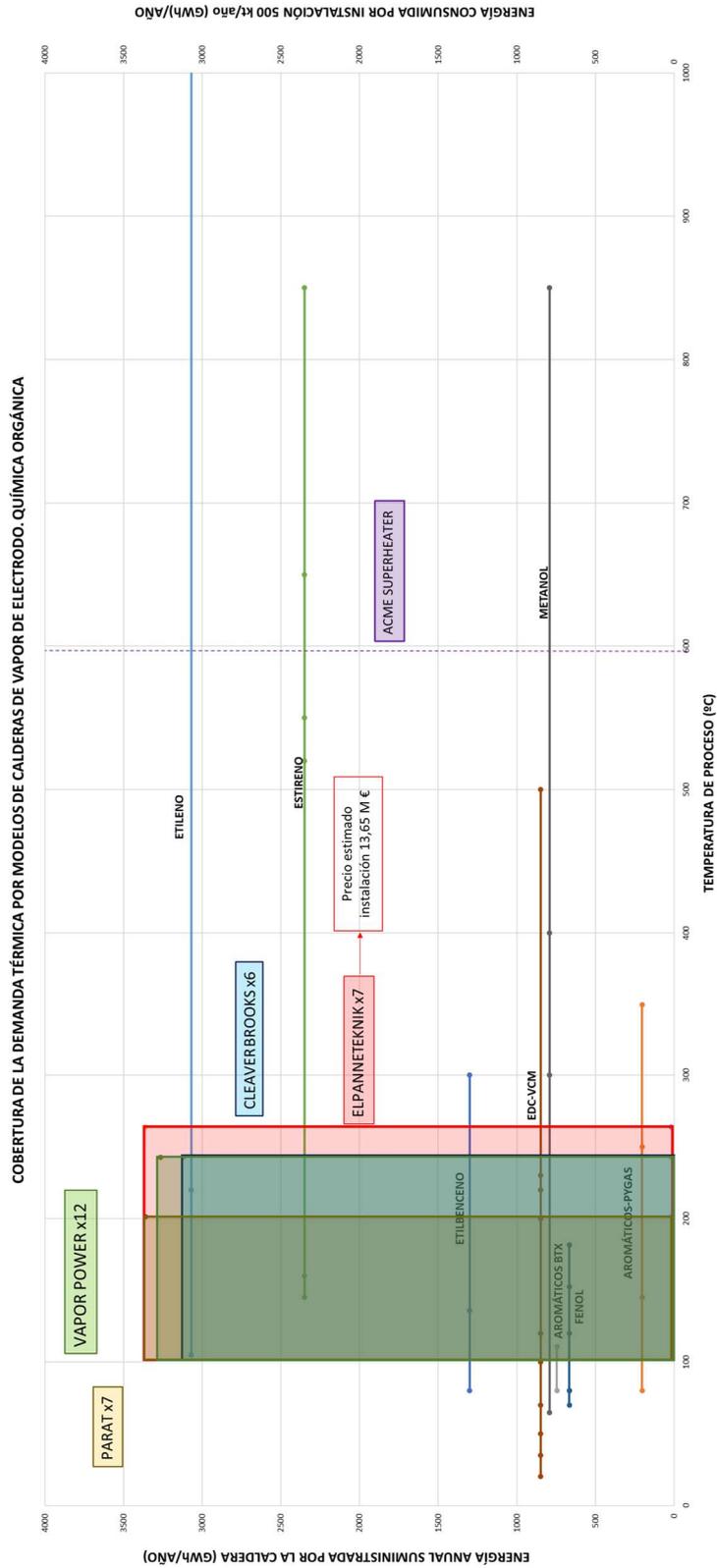


Figura 5-1 Cobertura demanda química orgánica por caldera de vapor [Elaboración propia desde el BREF y datos de equipos]

COBERTURA DE LA DEMANDA TÉRMICA POR MODELOS DE CALDERAS DE ACEITE TÉRMICO DE RESISTENCIA. QUÍMICA ORGÁNICA

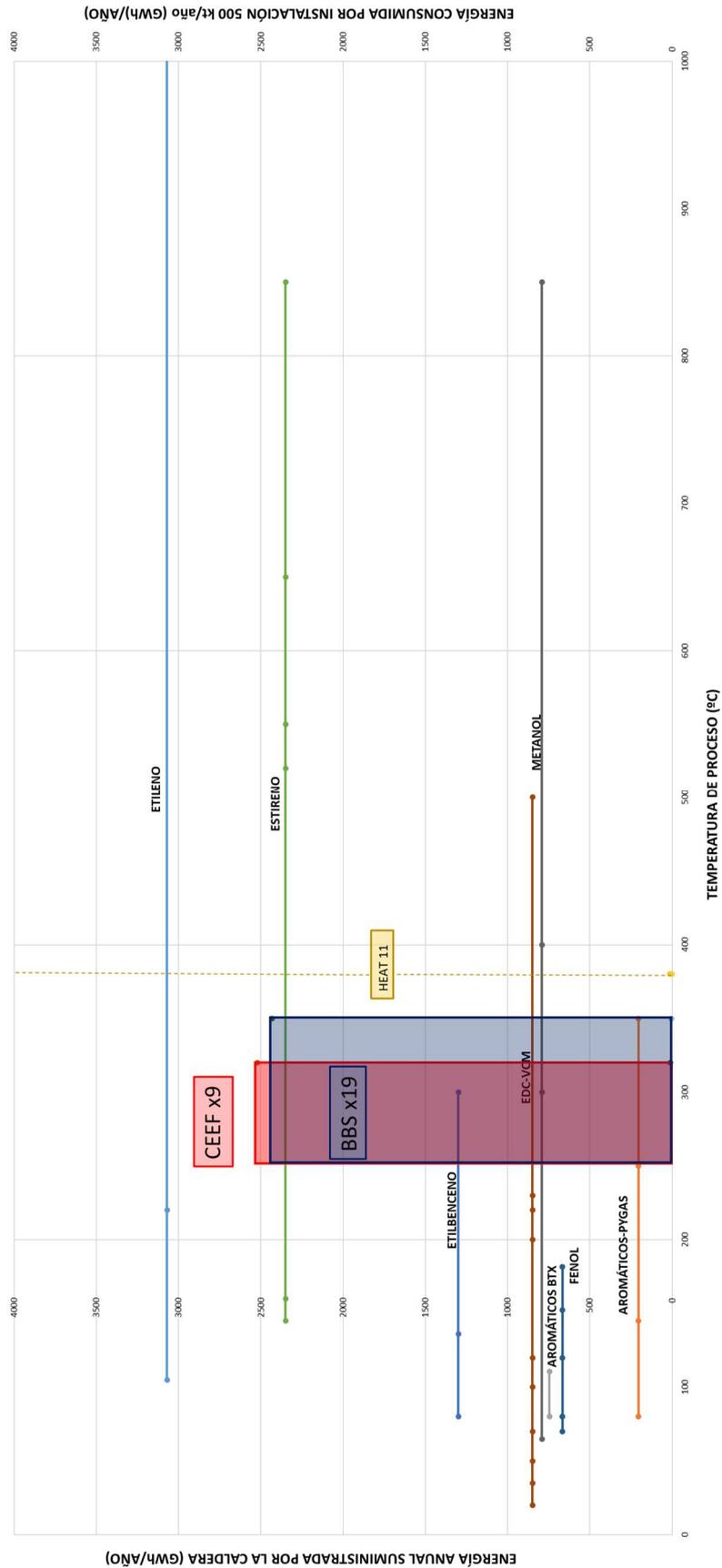


Figura 5-2 Cobertura demanda química orgánica por caldera de aceite térmico [Elaboración propia desde el BREF y datos de equipos]

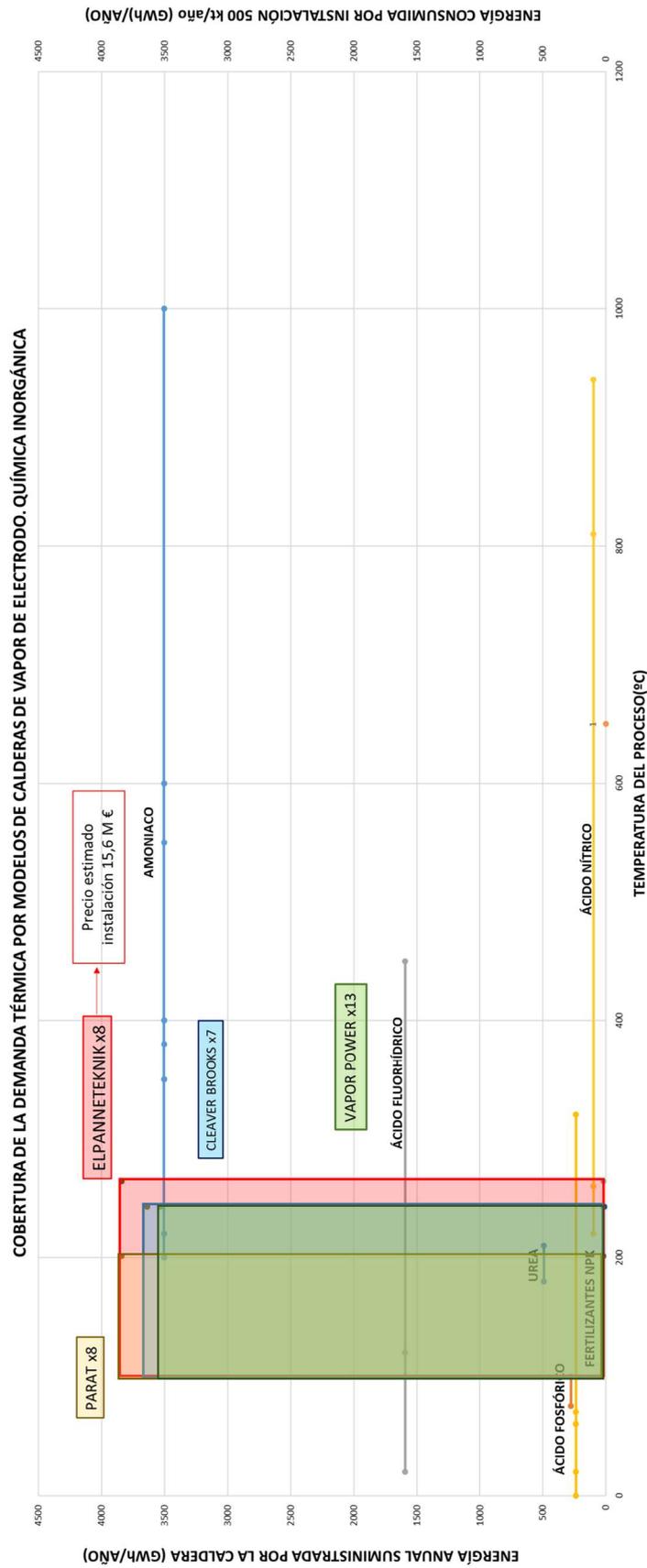


Figura 5-3 Cobertura demanda química inorgánica por caldera de vapor [Elaboración propia desde el BREF y datos de equipos]

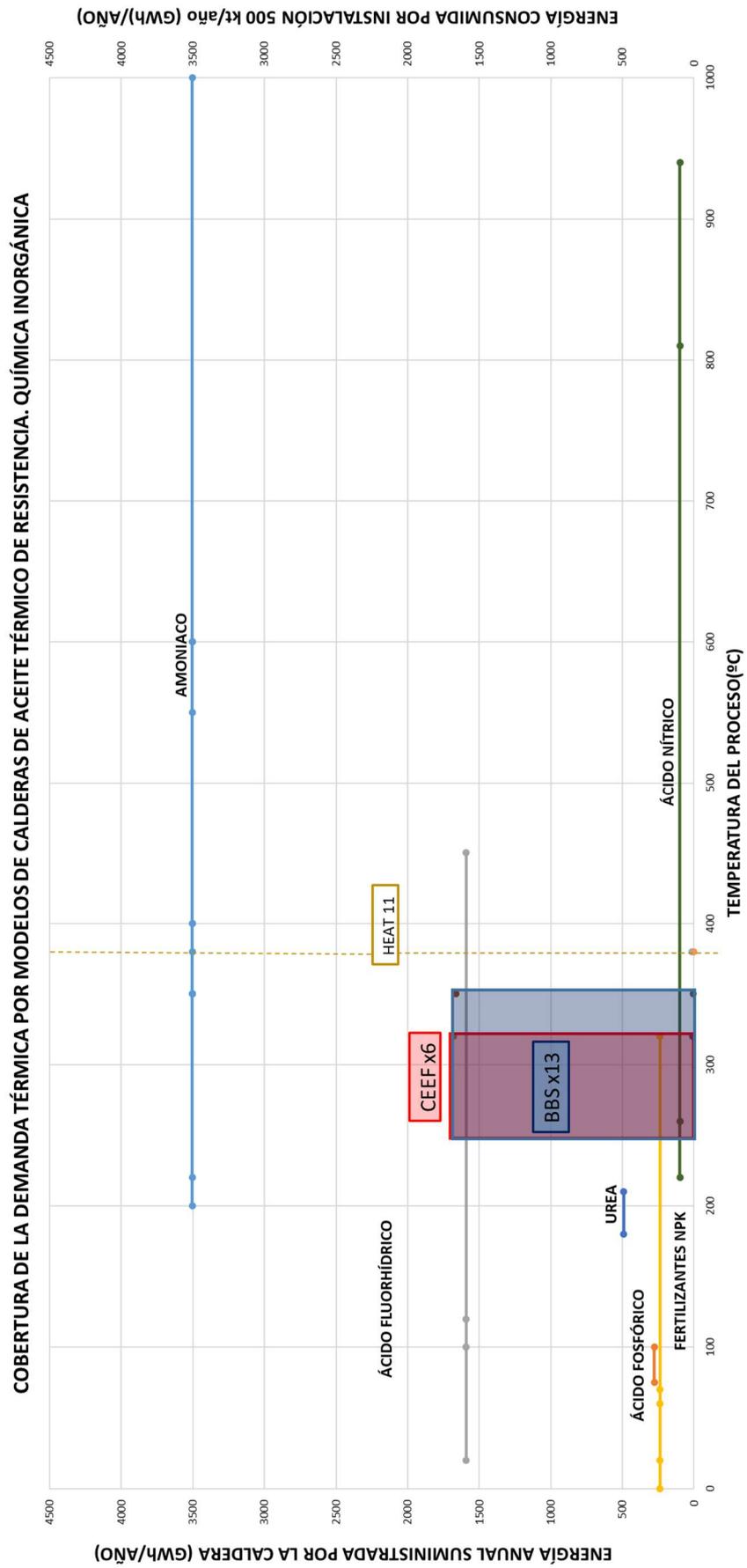


Figura 5-4 Cobertura demanda química inorgánica por caldera de aceite térmico [Elaboración propia desde el

BREF y datos de equipos]

5.1.2 Cobertura de la demanda sobre el total de la industria.

Una vez elaborados y estudiados los ya mencionados mapas, es posible concluir que por parte de las tecnologías de calderas eléctricas es posible cubrir con seguridad el calor hasta 250°C, pudiendo llegar a los 380°C con el empleo del aceite térmico. En base a esta premisa y partiendo de las divisiones de temperatura presentadas por la Comisión y descritas previamente, es posible cuantificar qué cantidad de energía térmica se queda cubierta y cuál sin cubrir.

	EU-27	ESPAÑA
Demanda de calor cubierta (TWh/año)	147,5	8,8
Porcentaje	60,5%	47,3%
Demanda de calor no cubierta (TWh/año)	96,1	9,8
Porcentaje	39,5%	52,7%

Tabla 5-4 Cobertura demanda de calor por equipos eléctricos [Fuente: Elaboración propia]

De este modo, se toma como calor susceptible de ser cubierto aquel que anteriormente fue encuadrado en los dos primeros tramos, llegando hasta 400 grados. Por otra parte, se considera que con las tecnologías descritas es imposible cubrir el rango de temperatura superior, quedando la distribución del calor en la industria química europea de la siguiente forma:

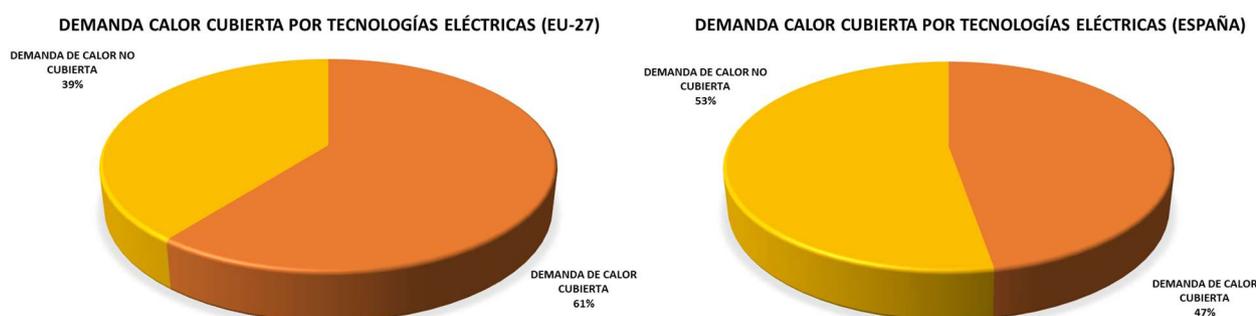


Figura 5-5 Cobertura de la demanda de calor en la industria química europea(izqda.) y española(drcha.) [Fuente: Elaboración propia desde datos de la comisión]

Del lado de Europa, pese a que queda garantizada gran parte de la demanda total, el 39% de la misma se queda sin cubrir. Para la industria Española el problema es mayor aún si cabe pues más de la mitad de su demanda térmica queda fuera del rango de las tecnologías eléctricas.

5.2 Impacto sobre la industria química.

Como previamente se ha mostrado, el calor sobre 400°C no es susceptible de ser suministrado vía eléctrica; este calor corresponde principalmente a los grandes procesos de síntesis endotérmica como son el Steam Cracking y Reforming. De electrificar estos procesos deberían de continuar basados en combustibles fósiles al menos por el momento.

Los productos más afectados por la electrificación serían justamente los tres mayoritarios: olefinas de cadena corta, amoníaco y metanol.

El primero se produce de forma directa en hornos de cracking a temperaturas que oscilan entre los 850 y los 1.100 °C a partir de diversos hidrocarburos por lo que electrificar su producción queda descartada dadas las altas temperaturas del proceso clave. Del lado del metanol y el amoníaco, al partir de Syngas para su síntesis, es necesario un reformado de gas natural (dado que el alto coste de las vías alternativas de producción de hidrógeno las elimina al menos actualmente) que también se lleva a cabo a temperaturas que pueden llegar a los 1000°C por lo que al igual que con las olefinas, queda descartada su electrificación al menos a corto plazo.

Por otra parte, de los subprocesos anteriormente mencionados y como ocurre también en las refinerías, se genera como subproducto un gas inflamable de composición variable denominado "fuel gas" que dichas industrias

aprovechan para alimentar sus calderas y hornos. Dicho gas podría únicamente pasar a emplearse en los hornos subsanando así las carencias de las tecnologías eléctricas a altas temperaturas (emitiendo CO₂ no obstante) pero se generaría un excedente que debería ser gestionado.

5.3 Impacto sobre el refino.

Ya descrito previamente, en el refino hablamos de instalaciones muy particulares que obtienen su energía de consumir su propia materia prima:

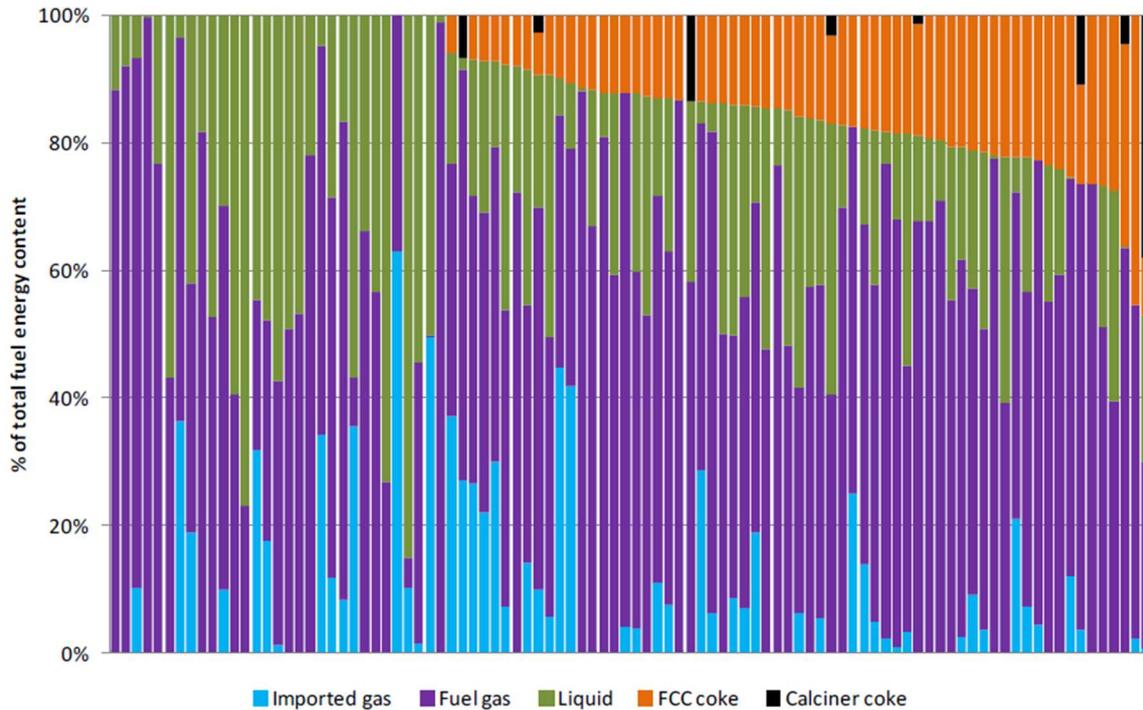


Figura 5-6 Fuel mix de las mayores 96 refinerías europeas, años 2007-2008 [Fuente: Report 3/12 CONCAWE]

Predomina el empleo del fuel gas para producir vapor y electricidad vía cogeneración (dos *utilities* que posteriormente son importados) y la quema del coque de FCC para calentar el propio reactor.

Para aplicar las tecnologías descritas sería necesario el abandono del fuel gas y el coque en todas las aplicaciones que, al igual que ocurría en la industria química, no esten cubiertas por las mismas. Esto obligaría a continuar empleando combustibles fósiles en los hidrotamientos, donde la necesidad de hidrógeno unido al propio proceso hacen imposible la electrificación y el cracking catalítico pues, para seguir operando dichas unidades, es necesario regenerar el catalizador eliminando el coque por combustión.

Asimismo como se expondrá a continuación, la pérdida de la cogeneración resulta en la pérdida de esa exportación de *utilities* ya mencionada pues se pasa a importar todo el consumo que no sea estrictamente necesario para la operación de las unidades descritas.

Por último, al igual que ocurría con la industria química, se presenta un excedente de fuel gas que antes se usaba para la producción de vapor vía cogeneración y que deberá ser gestionado.

5.4 Impacto sobre la cogeneración.

Al ser un actor tan importante para el sistema energético y en particular la industria como se concluye de lo expuesto en el punto 3 del presente Proyecto, la cogeneración debe ser tratada aparte y de forma específica.

En primer lugar, es necesario describir de forma breve como funciona una instalación de cogeneración genérica.

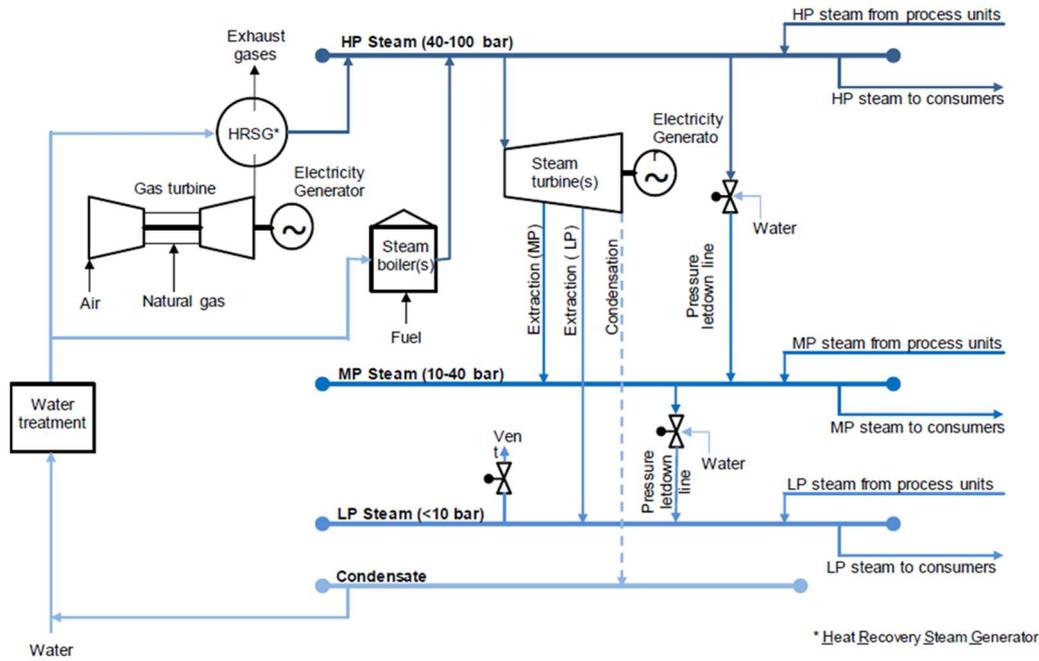


Figura 5-7 Diagrama de instalación genérica de cogeneración [Fuente: Report 3/12 CONCAWE]

Normalmente, en estas estas instalaciones se genera vapor sobrecalentado y a muy alta presión, entre 40 y 100 bar, mediante por un lado calderas convencionales que producen directamente el vapor, y del otro lado una o varias calderas de recuperación que aprovechan los gases de cola de una o varias turbinas de gas para producción de electricidad. Este vapor a muy alta presión y temperatura se hace pasar por turbinas de potencia con extracciones intermedias a media presión (10-40 bar) y baja presión (menos de 10 bar) con lo que ya sería vapor a proceso.

Como ya fue señalado al presentar las distintas calderas eléctricas, el principal problema de las mismas es la carencia de vapor sobrecalentado por encima de 40 bar, afectando sobre todo a la cogeneración pues de desaparecer el vapor a muy alta presión no podrían usarse las grandes turbinas de potencia. Una posible solución podría ser el uso del superheater de ACME, capaz de suministrar aproximadamente 12 t/h de vapor a 40 bar sobrecalentado a 650°C. Sin embargo a la luz de la Ilustración 5-4:

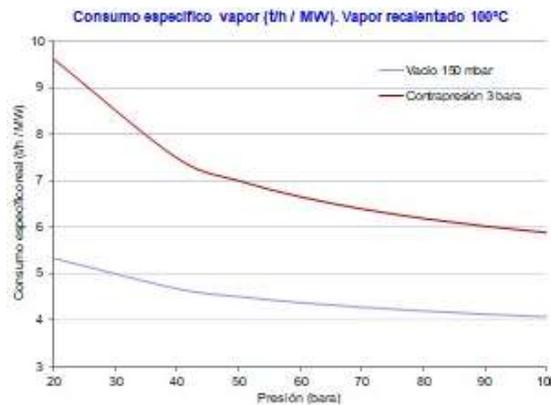


Figura 5-8 Consumo de vapor por MWh producido en instalación de cogeneración [Fuente: Apuntes asignatura INSTALACIONES TÉRMICAS. Universidad de Sevilla]

Para un vapor recalentado a 40 bar, se necesitan en torno a 7,5 toneladas de vapor por cada MWh producido por lo que rápidamente queda descartado el empleo del *superheater*, al suministrar el mismo un caudal muy pequeño para su aplicación en cogeneración. Con esto concluimos que al electrificar, dada la incapacidad de suministrar vapor en cantidad a presión y temperatura lo suficientemente altas, las grandes turbinas de potencia no pueden operar y por tanto desaparece la cogeneración, repercutiendo esto en el Sistema energético en dos aspectos:

- **Pérdida de eficiencia:** Al ser la cogeneración un sistema muy eficiente de aportar el calor al proceso (bastante superior a cualquier térmica), su desaparición implicaría una caída en la misma

incluso si comparamos con la eficiencia media de producción energética europea:

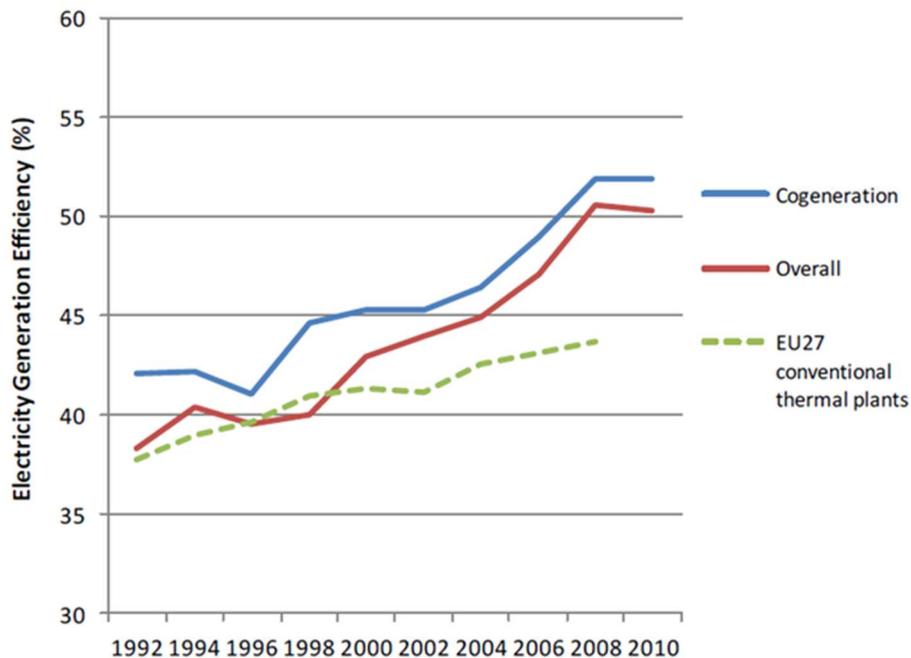


Figura 5-9 Eficiencia de la cogeneración en comparación con otras formas de generación eléctrica. [Fuente: Report 3/12 CONCAWE]

A la caída de eficiencia producto de abandonar el propio sistema, hay que añadir el hecho de que las industrias productoras de fuel gas antes mencionadas mueven su cogeneración con el mismo, añadiendo un plus de eficiencia que igualmente se perdería.

Además, un aspecto importante es el hecho de que la cogeneración aporta la energía *in situ*, con lo que las pérdidas por transporte son nulas. En caso de pasar a suplir el calor con energía eléctrica, la misma deberá ser importada desde sus centros de cogeneración con lo que se produce una caída adicional en la eficiencia, pues aproximadamente el 6% de la energía corresponde a pérdidas de transporte.

- **Sobrecarga en el sistema eléctrico:** El mismo deberá absorber toda la energía tanto eléctrica como térmica que deja de producir la cogeneración, que partiendo de los datos presentados en el punto 3:

	2017	
	Europa	España
Generación eléctrica (TWh)	372	29
Generación térmica (TWh)	800	39
Energía extra a suministrar (TWh)	1.172	67
Total energía extra a suministrar con transporte (TWh)	1.242	71
Porcentaje sobre producción eléctrica anual	38%	26%

Tabla 5-5 Energía a suministrar en caso de desaparición de la cogeneración. [Fuente: Elaboración propia con datos del *CHP data 2017*]

Incluyendo las pérdidas de transporte, la desaparición de la cogeneración implicaría una sobredemanda del 38% sobre el sistema eléctrico europeo y un 26% sobre el de España. De esta energía, en torno al 35 % sería de origen exclusivamente industrial.

5.5 Impacto Ambiental

Para obtener una estimación del impacto ambiental de la electrificación, en primer lugar es necesario calcular un mix medio ponderado partiendo de la distribución de combustibles fósiles que emplea la industria (los mismos son responsables del 65% de la energía final consumida por el sector industrial) pues presumiblemente el calor hasta 400 grados es generado en su amplia mayoría en calderas bien de vapor, bien de aceite térmico

empleando diversos combustibles:

COMBUSTIBLES FÓSILES INDUSTRIA EUROPEA

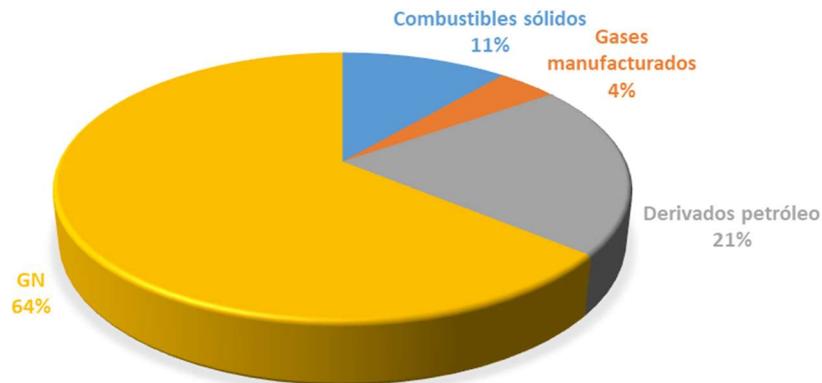


Figura 5-10 Distribución del uso de combustibles fósiles en 2017 [Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat]

Con la distribución porcentual mostrada, acudiendo al *CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union* publicado por la Comisión, serán obtenidos los factores de emisión lo más actualizados posible de cada uno de los anteriores combustibles.

2008-2015	IPCC denomination	t CO ₂ -eq/MWh
Natural Gas	Natural Gas	0,24
Liquid Gas	Liquified Petroleum Gases	0,281
	Natural Gas Liquids	0,272
Heating Oil	Diesel oil	0,306
Diesel	Diesel oil	0,306
Gasoline	Motor gasoline	0,314
Lignite	Lignite	0,375
Coal	Anthracite	0,37
	Other Bituminous Coal	0,358
	Sub-Bituminous Coal	0,363

Tabla 5-6 Factores de emisión por defecto para combustibles fósiles [Fuente: CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union]

Partiendo de dichos factores, para poder emplearlos será necesario asignarlos a las categorías en las que se encuentra dividido el consumo de la industria: de este modo el factor de Combustibles Sólidos será la media aritmética de los factores del lignito y los tres tipos de carbón, igualmente el factor de los Derivados del Petróleo lo será de los gases líquidos, diesel en sus dos variantes y gasolina; para los gases manufacturados se ha tomado el factor del Gas Natural. De este modo ya sería posible establecer los factores definitivos que serán usados en el análisis:

	FACTOR EMISION
Combustibles solidos	0,367
Gases manufacturados	0,240
Derivados petroleo	0,2958
Gas Natural	0,240
Factor Emisión Combustibles Industria Europea	0,2657

Tabla 5-7 Factores de emisión medios para una de las categorías de combustibles fósiles empleados en la industria [Fuente: Elaboración Propia]

Una vez ya fijados los factores a usar, se deben calcular las emisiones consecuencia de la demanda de calor susceptible de ser cubierta por las tecnologías eléctricas (manteniendo la premisa previa en la que asumíamos que esta demanda de calor era satisfecha en su totalidad vía combustibles fósiles), siendo esto aquella hasta 400°C.

$$Emisiones\ calor\ industrial(tCO_{2-eq}) = Factor\ emisión(tCO_{2-eq}) * Demanda\ calor(PJ) * 277778\left(\frac{MWh}{PJ}\right) \times \frac{1}{rendimiento\ caldera}$$

Ecuación 5-6 Cálculo de emisiones consecuencia de calor industrial.

Suponiendo un rendimiento medio del 90% para las calderas:

Sector	Demanda Calor hasta 400°C (PJ)	Emisiones (Mill t CO2-eq)
HIERRO Y ACERO	103	8,4
QUÍMICA Y PETROQUÍMICA	531	44
METALES NO FERROSOS	15	1
MINERALES NO METÁLICOS	110	9
EQUIPAMIENTO TRANSPORTE	39	3
MAQUINARIA	89	7,3
MINAS Y CANTERAS	12	1
ALIMENTACION Y TABACO	418	34
PULPA PAPEL	421	35
MADERERA	-	-
CONSTRUCCION	-	-
CUEROS Y TEXTILES	59	4,8
OTRAS	177	14,5
TOTAL	1974	162

Tabla 5-8 Emisiones de CO₂ correspondientes a calor hasta 400°C para cada uno de los subsectores de la industria europea [Fuente: Elaboración Propia]

Por otra parte, para el posterior balance a fin de obtener las emisiones netas consecuencia de electrificar, es necesario establecer un mix eléctrico para la energía que cubrirá la demanda de calor. En lugar de uno, serán estudiados 4 escenarios diferentes para evaluar como incide la electrificación sobre diferentes sistemas energéticos:

- **MIX UE:** Tomaremos el valor más reciente publicado por la Comisión, correspondiente a 2013 y con un valor de 0.391 t CO₂-eq/MWh. Resulta un sistema energético dependiente del carbono a causa de los países del este. Dichos países aún basan sistemas energéticos en el empleo de carbón al igual que ocurre con Alemania, que emplea el mismo para cubrir su brecha en las renovables.
- **MIX Suecia:** Ejemplo de mix eléctrico basado en renovables (hidroeléctrica principalmente) y nuclear con empleo de cogeneración de alta eficiencia de forma puntual para cubrir picos de potencia. El valor de su factor de emisión es de 0.015 t CO₂-eq/MWh.
- **MIX Francia:** Mix eléctrico basado en el empleo masivo de energía nuclear unida a turbinas de gas. Además del segundo mayor productor eléctrico europeo, lo es con una intensidad en carbono muy alejada del primero (Alemania, FE: 0,587 t CO₂-eq/MWh). Este sistema presenta los inconvenientes clásicos aparejados a la energía nuclear pero consigue un mix de 0.082 t CO₂-eq/MWh.
- **MIX Verde:** Asume un mix como pretende la Comisión de 0 t CO₂-eq/MWh. Se supone que el sistema energético europeo se encuentra totalmente descarbonizado y obtiene toda su energía de renovables.

Por último, una vez reunidos los datos de factores de emisión y calculada la cantidad de emisiones de la que es responsable el calor hasta 400°C; es posible calcular las emisiones netas para cada uno de los escenarios descritos.

5.5.1 Escenario 1: MIX actual de la UE

Al hablar del MIX de la UE, se hace referido a un sistema eléctrico muy heterogéneo. Los países nórdicos y Francia (y en menor medida España), son los principales productores con factores de emisión por debajo de la media y con emisiones muy bajas en caso de Suecia y Francia, alcanzadas por vías muy diferentes como se verá posteriormente. Por otro lado, los países del este de Europa presentan sistemas energéticos muy dependientes de las emisiones de carbono, siendo además productores con relativa importancia dentro del conjunto europeo (Polonia, con un factor de emisión de 1.013 t CO₂-eq/ MWh genera el 5% del total eléctrico europeo). Por ultimo, Alemania y Reino Unido (primer y tercer productor del la UE respectivamente) presentan factores de

emisión que, sin alcanzar la intensividad en carbono de los países del este, sí se encuentran bastante por encima de la media (0.587 y 0.515 t CO₂-eq/ MWh respectivamente). En el caso de Alemania esto viene de cubrir su hueco térmico con carbón. Debido a ello se observa que la electrificación en estas condiciones emitiría más de lo que ahorra; casi 53 Mill de t CO₂-eq extras.

	Emisiones evitadas (Mill t CO ₂ -eq)	Nuevas emisiones eléctricas (Mill t CO ₂ -eq)	Emisiones Netas (Mill t CO ₂ -eq)
HIERRO Y ACERO	8,4	11	-2,7
QUÍMICA Y PETROQUÍMICA	44	58	-14,1
METALES NO FERROSOS	1	1,6	-0,4
MINERALES NO METALICOS	9	12	-3
EQUIPAMIENTO TRANSPORTE	3	4,2	-1,0
MAQUINARIA	7,3	9,7	-2
MINAS Y CANTERAS	1	1,3	-0,3
ALIMENTACION Y TABACO	34	45,4	-11
PULPA PAPEL	35	46	-11
MADERERA	-	-	-
CONSTRUCCION	-	-	-
CUEROS Y TEXTILES	4,8	6,4	-2
OTRAS	15	19,2	-4,7
TOTAL	161,9	214,4	-52,5

Tabla 5-9 Emisiones netas resultado de electrificar con el mix actual medio del conjunto de la UE [Fuente: Elaboración Propia]

5.5.2 Escenario 2: MIX sueco

El país escandinavo es el país que más energía renovable usa de toda la UE según EUROSTAT. Según dicha agencia europea, el 50% de su consumo queda satisfecho con energía renovable (hidroeléctrica y eólica en su mayor parte), el resto se encuentra cubierto por energía nuclear (40%) y por el apoyo de diversas térmicas (10% restante). Sin embargo, pese a presentar un mix modelo para la transición y preparado para el salto a 100% renovable, esto es posible gracias a las particulares del propio país nórdico entre las que podemos contar un alto PIB per cápita (más de un 300% el de un país típicamente dependiente del CO₂ como Polonia), la amplia disponibilidad de costa que facilita la implantación de energía eólica y la existencia previa de un tejido hidroeléctrico como punto de partida. Es un modelo de mix que ahorra casi todas las emisiones al electrificar, en concreto un 95% de las mismas correspondiente a 154 Mill de t CO₂-eq.

	Emisiones evitadas (Mill t CO ₂ -eq)	Nuevas emisiones eléctricas (Mill t CO ₂ -eq)	Emisiones Netas (Mill t CO ₂ -eq)
HIERRO Y ACERO	8,4	0,43	8,0
QUÍMICA Y PETROQUÍMICA	44	2,2	41,3
METALES NO FERROSOS	1	0,06	1,2
MINERALES NO METALICOS	9	0,5	9
EQUIPAMIENTO TRANSPORTE	3	0,16	3,0
MAQUINARIA	7,3	0,37	7
MINAS Y CANTERAS	1	0,05	0,9
ALIMENTACION Y TABACO	34	1,74	33
PULPA PAPEL	35	1,75	33
MADERERA	-	-	-
CONSTRUCCION	-	-	-
CUEROS Y TEXTILES	4,8	0,2	5
OTRAS	15	0,7	13,8
TOTAL	161,9	8,2	154

Tabla 5-10 Emisiones netas resultado de electrificar con un mix derivado de un sistema eléctrico como el sueco [Fuente: Elaboración Propia]

5.5.3 Escenario 3: MIX francés

En cuanto al francés, se trata de un mix eléctrico único en el mundo; gracias a sus 57 centrales nucleares en activo cubre el 80% de su demanda con energía nuclear, suminsitrando el resto con ciclos combinados de gas con una gran flexibilidad en ambas vías de producción. Además, el ser un país tan fundamentalmente nuclear, le permite ser un gran exportador (el segundo tras Alemania, exportando una energía más limpia que esta, que como se vió anteriormente pese a basarse en renovables el país germano cubre sus picos de demanda con

carbón). El francés podría ser un escenario modelo para la transición más realista que el sueco al no depender tanto de las características del país, añadiendo la producción nuclear de hidrógeno en la cual se profundizará en los desarrollos futuros. El modelo francés ahorra gran parte de las emisiones al electrificar el calor industrial bajo 400°C, en concreto 117 Mill de t CO₂-eq que corresponden a un 72% de las emisiones.

	Emisiones evitadas (Mill t CO ₂ -eq)	Nuevas emisiones eléctricas (Mill t CO ₂ -eq)	Emisiones Netas (Mill t CO ₂ -eq)
HIERRO Y ACERO	8,4	2	6,1
QUÍMICA Y PETROQUÍMICA	44	12	31,5
METALES NO FERROSOS	1	0,3	0,9
MINERALES NO METÁLICOS	9	3	7
EQUIPAMIENTO TRANSPORTE	3	0,9	2,3
MAQUINARIA	7,3	2,0	5
MINAS Y CANTERAS	1	0,3	0,7
ALIMENTACION Y TABACO	34	9,5	25
PULPA PAPEL	35	10	25
MADERERA	-	-	-
CONSTRUCCION	-	-	-
CUEROS Y TEXTILES	4,8	1,3	3
OTRAS	15	4,0	10,5
TOTAL	161,9	45,0	117

Tabla 5-11 Emisiones netas resultado de electrificar con un mix derivado de un sistema eléctrico como el francés [Fuente: Elaboración Propia]

5.5.4 Escenario 4: MIX verde

Por último, es necesario comprobar el escenario en un mix 100% verde. Lógicamente son ahorradas la totalidad de las emisiones al tratarse de energía de origen totalmente renovable.

	Emisiones evitadas (Mill t CO ₂ -eq)	Nuevas emisiones eléctricas (Mill t CO ₂ -eq)	Emisiones Netas (Mill t CO ₂ -eq)
HIERRO Y ACERO	8,4	0	8,4
QUÍMICA Y PETROQUÍMICA	44	0	43,6
METALES NO FERROSOS	1	0	1,2
MINERALES NO METÁLICOS	9	0	9
EQUIPAMIENTO TRANSPORTE	3	0	3,2
MAQUINARIA	7,3	0	7
MINAS Y CANTERAS	1	0	1,0
ALIMENTACION Y TABACO	34	0	34
PULPA PAPEL	35	0	35
MADERERA	-	-	-
CONSTRUCCION	-	-	-
CUEROS Y TEXTILES	4,8	0	5
OTRAS	15	0	14,5
TOTAL	161,9	0	162

Tabla 5-12 Emisiones netas resultado de electrificar con un mix derivado de un sistema eléctrico basado 100% en renovables [Fuente: Elaboración Propia]

6 CONCLUSIONES

No podemos resolver problemas pensando de la misma manera que cuando los creamos.

- Albert Einstein -

Con objeto de clarificar el análisis dada la amplia cantidad de datos recopilados y derivados de su manipulación junto a las figuras generadas, las conclusiones serán divididas en tres campos: técnico, económico y ambiental. En ellos se sintetizará de forma correspondiente cada uno de los aspectos e implicaciones derivadas de la aplicación a gran escala de la tecnología mostrada, de modo que se cubra de forma correspondiente todas las consecuencias de la electrificación y lo que ello conlleva.

6.1 Conclusiones técnicas.

A la luz de los Mapas energéticos, tanto en su forma destinada a caracterizar la industria como en su forma destinada a mostrar la aplicabilidad de los equipos, es posible concluir que la demanda de calor hasta los 250°C se encuentra completamente cubierta por las calderas eléctricas a nivel tecnológico y que con el empleo de los equipos de aceite térmico como complemento a los de vapor; sería posible cubrir toda la demanda térmica hasta 400 °C. Esto es 548 TWh anuales en la totalidad de la industria europea (siendo el equivalente a la producción eléctrica anual francesa). Para la industria química serían suministrables 148 TWh, aproximadamente un tercio del total de la UE en dicho tramo.

Por otra parte, queda sin cubrir la energía térmica necesaria por encima de los 400°C que, en el caso del total de la industria, corresponde a una demanda térmica de 685 TWh anuales (equivalente a más que a producción eléctrica de Alemania, el mayor productor europeo). Con respecto a la industria química, quedan 96 TWh sin cubrir, este calor corresponde principalmente a procesos de Steam Cracking, Cracking Catalítico y Steam Reforming, los cuales si se quisiera electrificar la industria a día de hoy con la tecnología actual, no podrían llevarse a cabo; por tanto habría que seguir operando con hornos de combustión.

Del lado de la cogeneración, su pérdida acarrea una caída de en torno al 25% en eficiencia únicamente por el hecho de no cogenerar; sin tener en cuenta las pérdidas de integración consecuencia de desvincular la producción eléctrica de la de calor. Asimismo, la cogeneración produce energía in situ en la propia planta con las ventajas que ello conlleva, siendo la más relevante el hecho de que no es necesario asumir pérdidas por transporte de energía. De electrificar y desaparecer la cogeneración, sería necesario importar todo el consumo destinado a producir calor por debajo de 400 °C, por lo que, a la potencia necesaria habría que sumarle un 6% más en concepto de pérdidas. El sistema se vería sobrecargado con toda la energía tanto térmica como eléctrica que, en la actualidad, aporta la cogeneración la cual únicamente en la industria química española, de desaparecer la misma, serían necesarios 15 TWh extras entre calor y electricidad, que unido a 1 TWh adicional en concepto de pérdidas, demandarían al sistema español un equivalente a la producción eléctrica anual de Eslovenia.

Por último, la pérdida de integración se acrecenta en aquellas industrias generadoras de fuel gas como pueden ser el amoniaco o la producción de olefinas de cadena corta. Estas, pese a la posibilidad de emplear parte en sus propios hornos, presentarán un excedente que gestionar o almacenar y tratar para su venta.

En resumen, sería posible sintetizar las implicaciones técnicas de electrificar:

- Queda completamente cubierta la demanda hasta 250°C, y es posible llegar a satisfacer la misma hasta 400°C empleando aceite térmico.
- El calor empleado a alta temperatura queda sin cubrir, habría que seguir operando con fósiles en procesos como Steam Cracking o Reforming
- Al perder completamente la cogeneración, se pierde eficiencia tanto del punto de vista de proceso como de transporte. La necesidad de transportar la energía desde centros de transporte origina unas pérdidas del 6%, sobrecargando al sistema.

6.2 Conclusiones económicas.

Del lado financiero, lo que llama la atención en primer lugar es la fuerte inversión necesaria para electrificar únicamente el calor hasta 400°C. Si atendemos a los precios estimativos calculados anteriormente en cuanto a la caldera ELPANNETEKNIK por ser el equipo más aplicable dada su presión, serían necesarios entre 13 y 15 Mill € para electrificar una planta de tamaño medio, a lo que habría que añadir costes extra de inversión, formación y adaptación del proceso (en torno a un 50% más) lo que permite hacernos una idea de la magnitud de la inversión necesaria.

A esto se le añade el hecho de que el sector industrial y en especial el químico continúa haciendo importantes inversiones en sus sistemas de calor y consumo de combustibles fósiles en pos de la eficiencia, dado que la misma es la que habilita un margen de beneficio suficiente que permite seguir operando a estas industrias. La pérdida de esta inversión para electrificar, lo cual a su vez acarrea también importantes gastos en forma de CAPEX para los nuevos equipos como ya se señaló previamente, ocasionaría fuertes pérdidas a un sector que opera en un estrecho margen.



El sector químico europeo ha reducido desde 1990:

- La intensidad energética en 54%.
- El consumo de gas en un 37%.

Figura 6-1 Evolución de la eficiencia y consumo energético en la industria química europea [Fuente: CEFIC]

Añadido al enorme coste de inversión y la pérdida de inversiones ya ejecutadas, hay que añadir la imposibilidad de electrificar el calor en su conjunto con lo cual, dicha electrificación parcial implica que los procesos demandantes de calor a alta T como son el Steam Cracking y el Steam Reforming deberán seguir operando a base de combustibles fósiles. Sería una forma, por ejemplo, de emplear el fuel gas excedente, con las emisiones que ello conlleva y que obligan a pagar por unos derechos de emisión diseñados para hacer inviable los procesos que los requieran a medio plazo.

A todo lo anterior se une la desaparición de la cogeneración, la cual mantiene la rentabilidad en muchos sectores:

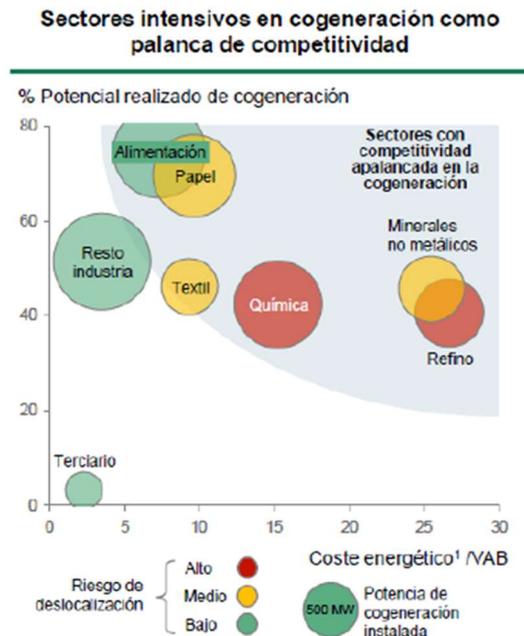


Figura 6-2 Influencia de la cogeneración sobre la competitividad de distintos sectores industriales [Fuente: Cogeneración en la Industria Química, ACOGEN (2011)]

A la luz de la figura, junto a toda la problemática descrita en materia de inversiones, pérdida de eficiencia e integración; podemos concluir que

- Son necesarias grandes inversiones desechando equipos aún amortizables, perdiendo eficiencia e integración por el camino y por tanto competitividad como resultado.
- Necesidad de operar de forma tradicional en procesos a alta temperatura, lo que provoca un sobrecoste de combustible y pago de derechos de emisión.
- Obligar a las industrias del sector químico y del refino a electrificar en las condiciones actuales, prescindiendo como resultado de cogeneración y por tanto de eficiencia (donde tienen instalado su margen de beneficios) y con un fuerte aumento de las inversiones, unido a las presiones fiscales y ambientales existentes y a la gran masa salarial, se produce un riesgo real de deslocalización masiva del sector.

6.3 Conclusiones ambientales

A la luz del impacto observado sobre el medio ambiente anteriormente, es posible concluir en primer lugar que efectuar la electrificación a día de hoy sería más perjudicial aún que seguir empleando combustibles fósiles dado que dentro de la propia UE, existe una gran heterogeneidad entre los diferentes sistemas eléctricos. Los países mediterráneos presentan mix ligeramente por debajo de la media como consecuencia de la creciente inversión en renovables, dinámica especialmente acentuada en los países nórdicos, que presentan sistemas razonablemente descarbonizados. El problema se encuentra en el hecho de que de los 3 grandes consumidores, solamente Francia presenta un mix razonablemente limpio, consecuencia del uso masivo de nuclear a diferencia de los dos restantes, Alemania y Reino Unido, que dependen aún del carbón; al igual que los países del este de Europa (Polonia, República Checa, Bulgaria, Estonia).

De los resultados arrojados por la aplicación del mix sueco, es extraíble el hecho de que es un mix modélico para electrificar no solo por su descarbonización, sino porque la mitad de su energía es de fuente renovable y el resto nuclear. Un sistema de estas características además de aportar energía limpia en el presente puede transitar a 100% renovable con mayor facilidad. Sin embargo, al ser un sistema íntimamente relacionado con las características del propio territorio, lo hace poco extensible a otros países radicalmente diferentes (especialmente los países de este).

En cuanto al sistema eléctrico francés, es el segundo mayor exportador de energía de la UE siendo el más limpio

de los grandes productores. Esto, al deberse al empleo masivo de energía nuclear, lo hace un mix ideal de transición para electrificar evitando emisiones a la vez que se transforma el sistema hasta uno 100% renovable que sí ahorraría todas las emisiones al electrificar.

Por ello, para electrificar de forma beneficiosa para el medio ambiente ahorrando emisiones, son necesarios mix muy limpios debido fundamentalmente a que las presiones ambientales previas obligaron a la industria a abandonar el carbón pasando a emplear gas natural como principal combustible e incrementando su eficiencia por el camino. Por ello, para reducir las emisiones de forma efectiva, la forma más lógica de acción sería electrificar cuando el precio de los derechos de emisión y las distintas legislaciones y planes de financiación consigan descarbonizar los sistemas energéticos.

En resumen:

- Los distintos mix europeos se encuentran en mayor o menor medida fuertemente influenciados por su independencia del carbón, especialmente los grandes consumidores (exceptuando Francia).
- De entre los mix limpios europeos, el francés presenta una menor dependencia de las características políticas o sociales del país al basarse en la nuclear de forma masiva, siendo un modelo exportable. Por otro lado, el sueco encarna en modelo más limpio y basado en renovables; sin embargo, su gran dependencia de las características intrínsecas del país no lo hace exportable de forma realista.
- La gran eficiencia exigida a la propia industria, unida al empleo masivo del gas natural, hacen que ésta sea generalmente más limpia que el propio mix eléctrico. De esta forma, la vía de acción lógica sería electrificar la industria una vez que se haya producido la descarbonización de los sistemas de generación.

7 EJEMPLOS PRÁCTICOS DE APLICACIÓN SOBRE INSTALACIONES REALES

Es perfectamente obvio que el mundo entero se va al infierno. La única oportunidad posible es que procuremos que no sea así.

- Robert Oppenheimer -

A continuación, con objeto de comprobar la aplicabilidad real de los equipos eléctricos al tiempo que se verifican las conclusiones extraídas previamente, será planteado un ejemplo práctico de cómo cubrir la demanda térmica electrificando (con las limitaciones ya presentadas) sobre dos instalaciones diferentes.

7.1 Fenol vía cumeno (Planta Química de Palos).

Acudiendo de nuevo a lo mostrado en los Mapas Energéticos y especialmente sobre aquellos que recogían la cobertura de demanda de los diversos procesos por parte de los equipos, es claramente visible que la demanda térmica por parte del fenol es suministrable por parte de los equipos presentados. Con esto, comenzando por caracterizar la planta:



Figura 7-1 Producción de la planta de Palos de la Frontera en el año 2018 [Fuente: Declaración Medioambiental, CEPESA (2018)]

PQ Palos	Consumo		
	2016	2017	2018
Energía calorífica (MWh)	1.344.808	1.492.682	1.477.425*
Gas natural (Nm ³)	84.832.641	90.862.017	92.561.487
Vapor (t)	720.043	880.577	832.057*

Tabla 7-1 Consumo térmico de la planta de Palos de la Frontera en el año 2018 [Fuente: Declaración Medioambiental, CEPSA (2018)]

Gepesa	Consumo		
	2016	2017	2018
Gas natural (Nm ³)	54.987.568	59.945.318	58.873.955*

Tabla 7-2 Consumo cogeneración de la planta de Palos de la Frontera en el año 2018 [Fuente: Declaración Medioambiental, CEPSA (2018)]

Con estos datos y la energía anual aportada por cada caldera calculada previamente, es posible calcular el número de equipos necesarios, así como el gas natural ahorrado (que sería el que se deja de consumir en planta junto con el que se deja consumir en cogeneración por la desaparición) y la electricidad extra consumida (la necesaria para aportar el calor junto con la que no se aporta desde cogeneración).

Coste electricidad	0,09	€/kWh
Coste GN	0,035	€/kWh
Densidad GN	0,743	kg/m ³
PCI	10,83	kWh/Nm ³

Tabla 7-3 Datos de electricidad y GN tomados para la aplicación de electrificación [Fuente: Apuntes Tecnología Energética, ETSI (PCI y densidad) y ENDESA (precios energía)]

	VAPOR POWER	PARAT	CLEAVER BROOKS	ELPANNETEKNIK
Energía máxima suministrada (GWh/año)	272	480	520	480
Nº equipos	10	6	6	6

Tabla 7-4 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar la planta de Palos de la Frontera. Número de equipos [Fuente: Elaboración propia]

	Palos de la Frontera
Ahorro GN (Mill. Nm ³ gas natural/año)	151,4
Ahorro GN (Mill. €/año)	57
Gasto extra electricidad (Mill €/año)	262
Saldo neto (Mill. €/año)	-204

Tabla 7-5 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar la planta de Palos de la Frontera. Electricidad y Gas Natural. Balance económico [Fuente: Elaboración propia]

Se observa un gasto extra de 204 Mill € anuales como consecuencia de electrificar perdiendo la cogeneración por el camino. Además, se deben tener también en cuenta los costes extras de la nueva instalación de calderas, que en el caso de usar la caldera ELPANNETEKNIK (acción más lógica al suministrar el vapor a mayor presión) ascienden a 11 millones de euros solo en concepto de adquisición e instalación.

Del lado de las emisiones, se mantiene lo extraído del análisis ambiental, pues el mix eléctrico español (0.241 t CO₂-eq/MWh) es superior al del gas natural (0.240 t CO₂-eq/MWh) emitiendo 2500 t CO₂-eq extras.

7.2 Cracker de etileno.

Al contrario que ocurría con la instalación de fenol, en un cracker de etileno la mayoría de la demanda queda fuera del alcance de los equipos descritos, incluido el por el propio cracker que además produce vapor a muy alta presión que tampoco es suministrable vía eléctrica. Comenzando por caracterizar la instalación:

	Cracker etileno
Demanda de vapor hasta 40 bar (GWh)	75
Demanda de vapor desde 40 bar (GWh)	72
Electricidad cogeneración (GWh)	78
Electricidad importada (GWh)	66
Consumo GN (GWh)	201

Tabla 7-6 Consumo energético cracker etileno [Fuente: Elaboración propia]

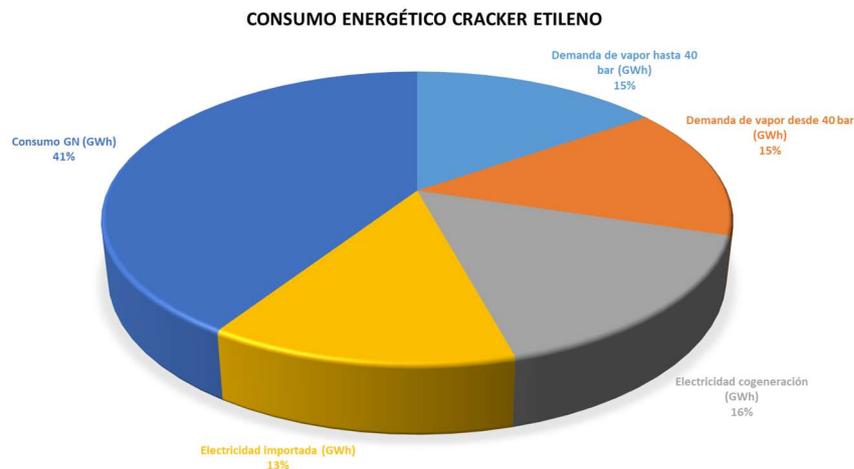


Figura 7-2 Distribución de formas de consumo energético en cracker de etileno [Fuente: Elaboración Propia]

Para con la demanda de vapor a muy alta presión, no es posible suministrarla. Sin embargo, el mismo será generado presumiblemente en el horno de cracking, que para seguir operando, debe seguir haciéndolo con combustibles fósiles y por tanto ese vapor se encuentra cubierto. Por otra parte, solo podrá ser electrificado la parte del gas natural que va a caldera (en torno al 30 %), pues el resto es consumido por el propio cracker (que recordemos para seguir operando en la actualidad, debe hacerlo como hasta ahora). Por otra parte, la electricidad que aporta la cogeneración debe pasar a ser importada. Con ello, queda el calor susceptible de aportar de la siguiente forma:

Calor suministrable (GWh/año)	75
Calor no suministrable (GWh/año)	213
Consumo eléctrico extra (GWh/año)	154
Gas natural ahorrado (GWh/año)	60,3

Tabla 7-7 Situación energética frente a electrificación [Fuente: Elaboración propia]

En realidad, el calor no suministrable sería de mucha mayor magnitud, pues debería incluir el consumo del propio cracker. Sin embargo, por alimentarse usualmente con fuel gas, las distintas empresas no lo publican por asuntos legales de confidencialidad y competitividad; con lo que se hace imposible conseguir parámetros de consumo interno.

Continuando con el análisis de electrificación, será realizado un balance para evaluar el impacto económico del sobrecoste eléctrico y el número de equipos necesario. Los datos de energía y precios sobre GN y electricidad serán iguales a los empleados en Palos. Solo será evaluada la aplicación de la caldera de ELPANNETEKNIK al ser la única que suministra el vapor a los requeridos 40 bar.

	ELPANNETEKNIK
Energía máxima suministrada (GWh/año)	480
Nº equipos	1

Tabla 7-8 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar un cracker de etileno. Número de equipos [Fuente: Elaboración propia]

	Cracker Etileno
Ahorro GN (Mill. m ³ gas natural/año)	4,7
Ahorro GN (Mill. €/año)	2
Gasto extra electricidad (Mill €/año)	15,2
saldo neto (Mill. €/año)	-13,2

Tabla 7-9 Resultados de aplicar calderas de vapor de electrodo para electrificar un cracker de etileno. Electricidad y Gas Natural. Balance económico [Fuente: Elaboración propia]

El coste de electrificar de forma parcial conllevaría un gasto extra de más de 13 Mill € anualmente sólo para el calor, a ello habría que añadir la instalación de la caldera ELPANNETEKNIK; si bien es cierto que al electrificar solo una pequeña parte del calor total únicamente es necesaria una caldera, con una inversión aproximada de 2 Mill de € en adquisición y montaje. Esto se debe a que el cracker sigue operando de forma normal por no poder hacerlo de otra forma, con lo que el calor electrificable resulta insignificante frente al consumo del horno. Esta operación del horno con combustible fósil, requeriría de unos derechos de emisión que constituyen un coste extra.

Por último, al igual que ocurría en Palos, en materia de emisiones se siguen generando mayor cantidad de GEI al electrificar. Como se expuso previamente el mix eléctrico español (0.241 t CO₂-eq/MWh), es superior al del gas natural (0.240 t CO₂-eq/MWh) que emplean los crackers (también emplean fuel gas de forma masiva, pero el mismo es mayormente metano e hidrógeno con lo que se asume el mix del GN). Los crackers emitirían ligeramente más en el caso de operar en España, los instalados en países del este o Alemania, con un mix bastante más intensivo en carbono, generarían bastantes mas GEI.

7.3 Conclusiones.

Comenzando con la planta de fenol, pese a poder electrificarse en su mayor parte, lo hace a un alto precio de instalación y sobre todo de operación, debido al nuevo empleo masivo de electricidad. Además, la pérdida de su cogeneración se traduce en una pérdida adicional de eficiencia que se ve reflejado en el saldo final, con más de 200 Mill. € de sobrecoste anual. Este sobrecoste, unido a la inversión, haría inviable continuar con la operación.

Por otro lado, en el cracker de etileno el problema es doble al tratarse de una electrificación parcial. Debido a ello, se concluye que se deben afrontar sobrecostes de más de 13 Mill. € anuales resultado de operar en la medida de lo posible con calderas eléctricas. Además, se ha de seguir operando el cracker con combustibles fósiles, añadiendo sobrecoste de derechos de emisión y pérdidas de un fuel gas antes empleado en su totalidad y de una cogeneración que incrementaba la eficiencia. Sería otra instalación que, de electrificar, se vería probablemente abocada al cierre o deslocalización.

Como conclusión, se refuerzan las ideas extraídas previamente a lo largo del proyecto desde todos los aspectos tratados resultando que, en una aplicación real, los sobrecostes calculados empujarían las instalaciones al cese de actividad.

8 DESARROLLOS FUTUROS

Solo se progresa cuando se piensa que se puede hacer algo más.

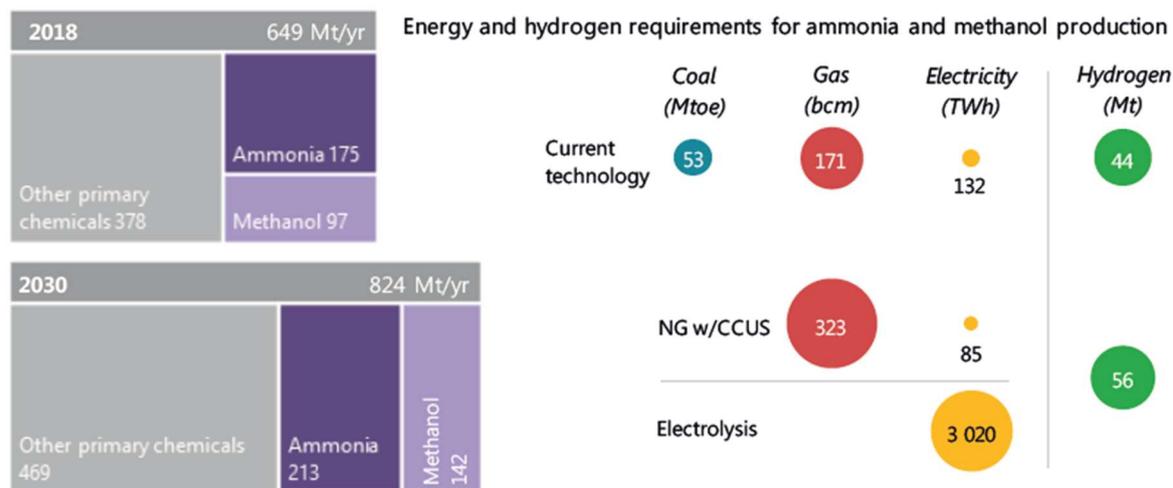
- Guillermo Marconi -

Dada la carencia de calor a alta temperatura que, como se extrae del estudio de los diferentes impactos y se concluye posteriormente, afecta de forma muy negativa a todos los aspectos de la industria y a los resultados potenciales de la electrificación; es necesario un desarrollo de aquellas tecnologías destinadas a cubrir o complementar los equipos descritos. De este modo, la investigación deberá ir en línea a satisfacer la demanda térmica incapaz de ser suministrada actualmente sin depender de combustibles fósiles o mix eléctricos, aún dependientes de los mismos.

8.1 Desarrollos futuros en la Industria Química.

De entre todos los productos de la industria química, resulta interesante centrarse más detalladamente sobre aquellos que por un lado, además de ser los más producidos y utilizados, son los más intensivos en energía como son las olefinas o el amoníaco o bien aquellos que, además de lo anterior, poseen un gran potencial dentro de los combustibles alternativos y papel clave en la transición como base de procesos de síntesis como es el metanol.

- Comenzando por la síntesis de olefinas de cadena corta, actualmente se estudia su futuro virando el proceso de síntesis hacia producciones basadas en etanol y metanol. Esto sería llevado a cabo sustituyendo los hornos de cracking por reactores catalíticos de reducción de metanol que operan en torno a 350°C. Por otro lado la reacción es exotérmica, con lo que se elimina el alto consumo del horno de craqueo y la necesidad de vapor sobrecalentado, a pesar de ello habría que tener en cuenta el sobrecoste añadido al CAPEX resultado del cambio en el proceso productivo. Asimismo, la reducción de metanol es un proceso catalítico, con lo que se incrementan los gastos de OPEX por gasto o regeneración del mismo.
- Por otro lado, el metanol es otro de los productos más importantes de la industria química europea; es principalmente empleado como materia prima para síntesis de formaldehído, ácido acético y MTBE. Además se está estudiando su empleo como futuro combustible limpio y base de la producción de metanol y olefinas. Actualmente se encuentran bajo estudio dos vías para su producción: una primera en la que se continua reformando complementando el proceso con un sistema de CAC y vendiendo el CO₂ para procesos de EOR, y una segunda en la que se emplea hidrógeno limpio junto con CO₂ capturado de otras aplicaciones (producción de urea por ejemplo) para sintetizarlo.
- De igual forma, el amoníaco también se produce desde gas de síntesis obtenido vía reformado. Su uso como combustible limpio y alternativo también está siendo estudiado junto con el metanol. Las rutas limpias de síntesis que se presentan para el amoníaco son iguales a las descritas para el metanol, reformado con CAC y empleo de hidrógeno de electrolisis y CO₂ capturado.



Notes: NG = natural gas; w/ = with. Best practice energy performance used for 2030 natural gas estimates. 2030 electrolyser efficiency = 69% on an LHV basis. Demand figures for 2030 are consistent with those of the Clean Technology Scenario (IEA, 2018a), a scenario in which the goals of the Paris Agreement are achieved, including the implementation of materials efficiency strategies. Bubbles denoting energy and hydrogen requirements are sized on an LHV energy content basis. The hydrogen and energy quantities are equivalent, and *not* additive.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Satisfying the entire demand for ammonia and methanol through low-carbon production would require 323 bcm of natural gas paired with CCUS, or 3 020 TWh/yr of renewable electricity by 2030.

Figura 8-1 Implicaciones de la aplicación de rutas limpias de síntesis de metanol y amoniaco [Fuente: The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan]

8.2 Desarrollos futuros en el Refino de Petróleo.

En cuanto a transición, resulta llamativo lo que le ocurre a las instalaciones de refino pues se ven fuertemente afectadas por la falta de calor a más de 400 °C. Esto es especialmente preocupante en materia de hidrotratamientos pues, al ser los mismos los que retiran del combustible los compuestos de azufre, resulta una unidad clave del lado medioambiental. Además son unos grandes consumidores de hidrógeno (un tercio del mundial).

Por otra parte, se estima una caída en la demanda de productos de refinería de entre 60 y 90% para 2050 en todos los escenarios debido al aumento de la eficiencia, electrificación y uso de hidrógeno. Este escenario unido al largo tiempo de vida útil de una refinería, resultan en que con las actuales sería suficientes para abastecer la demanda decreciente por lo que, se descarta la ampliación de la capacidad de refino. Se estudia la adaptación de las refinerías restantes como suministradoras de hidrógeno, pues al disminuir su demanda de combustible lo hace también la de H₂, por lo que si se recupera el que contiene el fuel gas; se presentaría un excedente susceptible de ser vendido.

8.3 Desarrollos futuros en el suministro de calor.

Además de las calderas descritas, el calor limpio es suministrado también por las denominadas bombas de calor. Este equipo trabaja empleando el calor residual para suministrar calor a mayor temperatura de forma muy eficiente pues, al tener el mecanismo termodinámico a su favor (transferencia de foco caliente a frío), alcanzan eficiencias un 400% mayores a las de quemadores de gas convencionales.

Su principal inconveniente es la temperatura de servicio, pues raramente superan los 100°C con lo que su aplicación a nivel industrial se ve seriamente limitada. Por ello en la actualidad se estudia el empleo de diversos refrigerantes para incrementar los rangos de temperatura incluso pudiendo producir vapor.

Refrigerant	Chemical formula	GWP	Flammability	T _c °C	p _c M Pa	NBP °C
R-290	CH ₃ CH ₂ CH ₃	~20	yes	96.7	4.25	-42.1
R-601	CH ₃ CH ₂ CH ₂ CH ₂ CH ₃	~20	yes	196.6	3.37	36.1
R-717	NH ₃	0	yes	132.25	11.33	-33.33
R-744	CO ₂	1	none	30.98	7.3773	-78.40
R-1234yf	CF ₃ CF=CH ₂	<1	weak	94.7	3.382	-29,48
R-134a	CF ₃ CH ₂ F	1,430	none	101.06	4.0593	-26.07
R-1234ze(E)	CFH=CHCF ₃	6	weak	109.37	3.636	-18.96
R-1234ze(Z)	CFH=CHCF ₃	<10	weak	153.7	3.97	9.76
R-245fa	CF ₃ CH ₂ CHF ₂	1,030	none	154.01	3.651	15.14
R-1233zd		6	none	165.6	3.5709	n. a.
R-1336mzz		9	none	171	n. a.	n. a.
R-365mfc	CF ₃ CH ₂ CF ₂ CH ₃	794	weak	186,85	3.266	40.19

Tabla 8-1 Características y temperaturas alcanzables por diversos refrigerantes actuales y futuros para bombas de calor [Fuente: Application of Industrial Heat Pumps, IEA]

Como se observa en la tabla, uno de los principales inconvenientes son el potencial de efecto invernadero y la inflamabilidad. Aún así de entre los más prometedores cabe destacar el R-1234ze como sustituto del R-245fa (por el gran poder de efecto invernadero de este último) y el R-365mfc por su capacidad para producir calor. De este último se está investigando actualmente un sustituto por su gran impacto sobre el efecto invernadero.

8.4 Desarrollos futuros en la producción de Hidrógeno

Dada la importancia del hidrógeno en las aplicaciones en desarrollo ya descritas, resulta interesante centrarse sobre su producción explorando las opciones futuras de la misma.

Actualmente, la forma más económica de producir hidrógeno es vía reformado de gas natural con unos costes de producción que oscilan entre los 1.3 y los 1.5 \$/kg H₂. La primera opción para sinetizar hidrógeno limpio es añadir a las instalaciones de reformado existentes una planta de CAC o electrificar el catalizador del reformer para aportar el calor de reformado por efecto Joule y producir con ello Syngas “limpio”. Ensayos preliminares sobre este último muestran dinámicas del calor superiores al de los hornos tradicionales.

Otra tecnología de entre las ya consolidadas es la electrólisis desde energía renovable, con unos costes actuales de 5\$/kg H₂. Para abaratar los precios de esta vía, se estudia el emplear las horas de baja demanda para producir hidrógeno desde electricidad renovable de la propia red, o en su lugar, dedicar instalaciones enteras de generación de energía renovable exclusivamente para producir hidrógeno.

De entre las tecnologías emergentes, resultan especialmente interesantes dos de ellas:

- **Cracking de metano:** Tomando metano como materia prima y electricidad como fuente de energía. Este proceso se basa en exponer al CH₄ a plasma a altas temperaturas (en torno a los 750°C) para conseguir su descomposición en H₂ y carbon black (el conocido como negro de carbón). Pese a presentar grandes pérdidas de calor, consume entre 3 y 5 veces menos electricidad que la electrólisis con el añadido de, en lugar de CO₂, generar negro de carbón como subproducto; el cual puede ser vendido para la fabricación de neumáticos, gomas o tinta.
- **Cracking termoquímico del agua:** Consiste en, usando calor a muy alta temperatura (en torno a 1000-2000°C) llevar a cabo una cadena de reacciones químicas con el resultado de obtener hidrógeno, reutilizando el resto de compuestos en cada ciclo de reacciones consumiendo únicamente agua. Aunque existen más de 300 ciclos, de entre los más importantes son el de azufre-yodo (General Atomics, años 70), bromo y azufre (Bowman-Westinghouse), UT-3 que usa bromuros y óxidos de hierro y calcio (Kameyama y Yoshida, 1978), el ciclo de dos pasos de óxido de cerio y el híbrido cobre-clorhídrico.

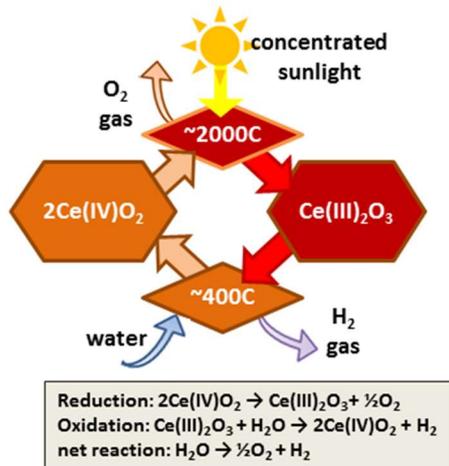
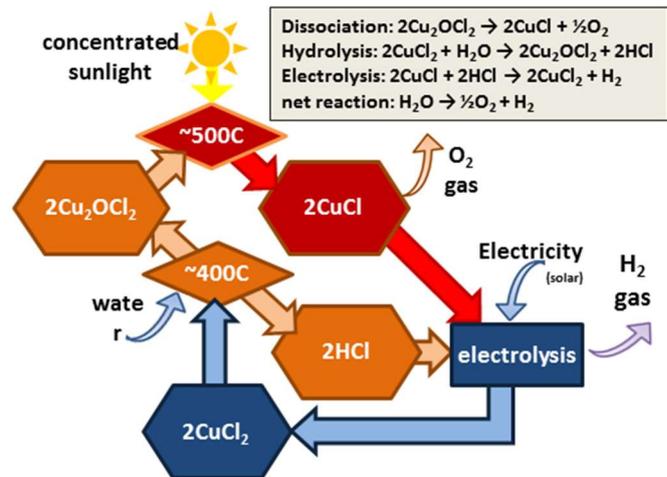
cerium oxide two step cycle**copper chloride hybrid cycle**

Figura 8-2 Ciclos termoquímicos de óxido de cerio y clorhídrico-cobre [Fuente: OFFICE of ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY(USA)]

La necesidad de altas temperaturas para llevar a cabo estos ciclos los ha hecho inviables tradicionalmente. Sin embargo, dichas temperaturas son alcanzables por la energía solar usando la adecuada concentración de espejos (la clave está en reducir el coste de los mismos) y en la energía nuclear basada en reactores de tipo IV; que presumiblemente empezarán a ser instalados en 2030 y operan a temperaturas entre 750 y 1000°C (frente a los reactores actuales que operan entre 300 y 400°C). Otro punto a desarrollar para la aplicación de esta vía serían los materiales y diseño con los que construir un reactor para trabajar en el rango de temperatura requerido por los ciclos termoquímicos.

9 BIBLIOGRAFÍA

[1] European Commission.(2015). *Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva*.

[2]<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

[3] European Commission.(2018).*COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE*

INVERSIONES. Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra.

[4] European Commission.(2018). *IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773 A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.*

[5]<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/marco-legislativo-2030-el-paquete-de-invierno>

[6] European Council. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo*

[7] European Commission.(2018). *The revised renewable energy directive factsheet.*

[8] European Council.(2018). *Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo*

[9] European Commission.(2018). *The revised energy efficiency directive factsheet.*

[10] Ministerio para la Transición Ecológica.(2019). *Borrador del Plan Integrado de Energía y Clima 2021-2030*

[11] European Commission.(2019).*COM(2019) 640 COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS: The European Green Deal*

[12] https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/12/11/economia/1576093018_518034.html

[13] Navarrete Rubia, Benito (2019). *Tecnología de Combustibles. Tema 9. Captura, transporte y almacenamiento de CO2.*

- [14] Chan, Yeen; Petithuguenin, Laurent; Fleiter, Tobias; Herbst, Andrea; Arens, Marlene; Stevenson, Paul.(2019). *Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 1: Technology analysis.*
- [15] Fleiter, Tobias; Herbst, Andrea; Rehfeldt, Matthias; Arens, Marlene.(2019). *Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation.*
- [16] Science magazine by American Association for the Advancement of Science.(2018). *Net-zero emissions energy systems.*
- [17] http://www.diquima.upm.es/old_diquima/docencia/tqindustrial/docs/cap2_hidrogeno
- [18] Marina Gallego Fernández.(2019). *Tecnología de Combustibles. Tema 8.Hidrógeno y pilas de combustible.*
- [19] <https://www.ceew.in/publications/clean-energy-investment-trends>
- [20] <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-european-emission-allowances>
- [21] Thomson Reuters.(2014). *The MSR: Impact on market balance and prices.*
- [22] Global CCS institute.(2019).*Global Status of CCS*
- [23] Global CCS institute.(2017).*Global costs of Carbon Capture and Storage.*
- [24] Xavier Elías Castell.(2012). *Tratamiento y valorización energética de residuos.*
- [26] EUROSTAT (2019). *Energy balance sheets. 2017 DATA* <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-statistical-books/-/KS-EN-19-001>
- [27] N. Pardo; K. Vatopoulos; A. Krook-Riekkola; J.A. Moya; A. Perez (2012). *Heat and cooling demand and market perspective.*
- [28]V.O. Haynes (1976). *Energy use in Petroleum Refineries*
- [29] European Commission (2017). *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Large Volume Organic Chemicals*
- [30] European Commsision (2007). *Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals- Ammonia, Acids and Fertilisers.*
- [31] European Commsision (2015). *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of*

[32] Ministerio de Medio Ambiente, España. *Guía mejores técnicas disponibles en España del sector refino de petróleo.*

[33] CONCAWE (2012). *EU refinery energy systems and efficiency*

[34] EUROSTAT (2019). *CHP data 2005-2017*

[35] ACOGEN (2011). *Informe: Cogeneración en la Industria Química*

[36] Ab de Buck; Sebastiaan Hers; Maarten Afman; Harry Croezen; Frans Rooijers; Wim van der Veen; Pieter van der Wijk; Thijs Slot (2014). *The Future of Cogeneration and Heat Supply to Industry and Greenhouse Horticulture*

[37] Manual de calderas. *Calderas eléctricas y de aplicaciones especiales.*
http://recursosbiblio.url.edu.gt/publicjlg/biblio_sin_paredes/fac_ing/Manu_cald/I/cap/04.pdf

[38] Malin Kerttu (2019). *Evaluation of Electric and Hybrid Steam Generation for a Chemical Plant under Future Energy Market Scenarios*

[39] <https://www.vaporpower.com/products/steam-boilers/electrode-steam-boilers/>

[40] <http://cleaverbrooks.com/products-and-solutions/boilers/electric/electrode/index.html>

[41] <http://cleaverbrooks.com/docs/boiler-books/cb-Electrode.pdf>

[42] <https://www.parat.no/en/products/industry/parat-ieh-high-voltage-electrode-boiler/>

[43] <https://elpanneteknik.com/products/steam-boilers/>

[44] <https://docplayer.net/29109584-Electrode-boiler-technology-analysis-prepared-for-new-china-laundry-swedish-trading-company.html>

[45] <http://ceef.com/hot-oil-heaters/#electric-thermal-oil-heaters>

[46] <https://www.bay-boiler.com/electric-hot-oil-boilers/?lang=en>

[47] <https://www.pirobloc.com/en/products/thermal-fluid-electric-heater/>

- [48] PIROBLOC. *Calderas eléctricas de fluido térmico. LINEA CE. Calderas eléctricas*
- [49] <https://www.heat11.com/hot-oil-heaters/electric-heaters/?lang=en>
- [50] <https://acmeprod.com/wp-content/uploads/2017/03/Large-Electric-Superheaters.pdf>
- [51] David Velázquez Alonso. *Apuntes de la asignatura INSTALACIONES TÉRMICAS*
- [52] <https://www.europapress.es/sociedad/medio-ambiente-00647/noticia-emisiones-co2-industria-electricidad-redujeron-ciento-2018-20190403150336.html>
- [53] <https://evolution.skf.com/es/una-perla-hidroelectrica/>
- [54] <https://datosmacro.expansion.com/paises/comparar/polonia/suecia>
- [55] <https://energia-nuclear.net/centrales-nucleares/francia>
- [56] <https://elperiodicodelaenergia.com/alemania-lider-europeo-en-renovables-pero-tambien-en-carbon/>
- [57] <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/plena-transicion-renovable-suecia-teme-quedarse-electricidad-para-sus-grandes-ciudades>
- [58] <https://elperiodicodelaenergia.com/el-faraonico-reto-de-francia-sustituir-la-nuclear-con-renovables/>
- [59] European Commission (2017). *CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union. Dataset 2017*
- [26] CEFIC (2014). *Caracterización del sector químico europeo.*
- [60] IEA (2019). *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan.*
- [61] https://www.researchgate.net/figure/Composition-of-refinery-fuel-gas_tb11_273194083
- [62] Wismann, Sebastian Thor; Engbæk, Jakob S.; Vendelbo, Søren Bastholm; Bendixen, Flemming B.; Eriksen, Winnie L.; Aasberg-Petersen, Kim; Frandsen, Cathrine; Chorkendorff, Ib; Mortensen, Peter Mølgaard (2019). *Electrified methane reforming: A compact approach to greener industrial hydrogen production*

[63] IETS (2019). *Application of Industrial Heat Pumps*

[64] <https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2010/11/15/131033>

[65] CEPSA (2018). Declaración medioambiental.
https://www.cepsa.com/stfls/corporativo/FICHEROS/Declaraciones_medioambientales/AFDM19_QUIMICA_PALOS_V4_Web.pdf

