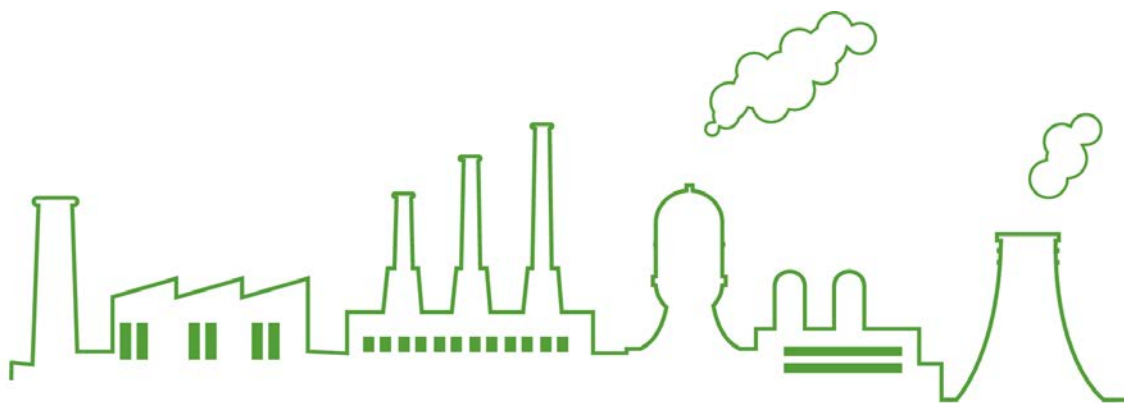




IMPACTO DE LA DIRECTIVA EUROPEA PARA EL COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN INDUSTRIAS INTENSIVAS EN ENERGÍA: APLICACIÓN A LA INDUSTRIA CLORO-ÁLCALI



IMPACT OF EUROPEAN GREENHOUSE GASES EMISSION TRADE DIRECTIVE ON ENERGY-INTENSIVE INDUSTRIES: APPLICATION ON CHLOR-ALKALI INDUSTRY

Trabajo Fin de Grado para la obtención del título de
Graduado en Ingeniería de los Recursos Energéticos

Junio 2016

Autor: Razvan Pascal

Directores: Rubén Aldaco García, Raquel Onandía de Dios

Coordinador: Raúl Husillos Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar me gustaría agradecer a mis padres la oportunidad que me han brindado de realizar este Grado, por su apoyo y ayuda durante todos estos años, incluso en los momentos más difíciles.

En segundo lugar, a los directores Rubén Aldaco García y Raquel Onandía de Dios, y al coordinador Raúl Husillos Rodríguez, por su tiempo y dedicación en la supervisión de este trabajo. Sin vuestra ayuda no hubiera sido posible realizar esta investigación.

Por último, y no por ello menos importante, quiero agradecer a mi amigo y compañero, Luis Ángel Echevarría, por su ayuda siempre que lo he necesitado y su apoyo cuando mi moral estaba baja. También a los demás compañeros y amigos de la Escuela, con los que tan buenos momentos he vivido. A Adrián, David, Esteban, Gonzalo, Jesús, Julián, Luis O., Miguel, Pablo, Raúl, Román, Sergio y Vicente; a todos muchas gracias.

DIFUSIÓN Y TRANSFERENCIA DE RESULTADOS

La temática de actualidad del presente Trabajo Fin de Grado ha hecho posible que este estudio se pueda presentar en la decimosegunda edición de la Conferencia Internacional Bienal de EcoBalance que tendrá lugar a principios del mes de octubre de 2016 en Kioto, Japón. Esta conferencia se celebra en Japón desde 1994 cada dos años y es considerada como una de las conferencias más importantes del mundo para los profesionales académicos, de la industria y del gobierno. EcoBalance sirve como un foro de debate sobre la evaluación ambiental, la divulgación de información sobre los resultados de dicha evaluación, y para el desarrollo e implementación de nuevos métodos de evaluación.

El tema principal de la conferencia EcoBalance 2016 es “Cadenas de Valor Responsables para la Sostenibilidad”, pudiéndose presentar estudios relacionados con aspectos sobre inversiones comprometidas con la sostenibilidad, contabilidad ambiental y divulgación de la información sobre sostenibilidad o sostenibilidad de la energía en la cadena de suministro.

En el Anexo del presente documento se encuentra el resumen de la comunicación bajo el título ***“Toward an economy of sustainable energy in the chlor-alkali industry: impact of European Union carbon emission trade directive”***.

CONTENIDOS

DIFUSIÓN Y TRANSFERENCIA DE RESULTADOS	II
RESUMEN	VIII
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. INDUSTRIAS INTENSIVAS EN ENERGÍA	3
1.1.1. <i>Industria Siderúrgica</i>	9
1.1.2. <i>Industria del cemento</i>	10
1.1.3. <i>Industria de la pulpa y el papel</i>	12
2. OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO	15
3. ESTADO DEL ARTE DE LA INDUSTRIA CLORO-ÁLCALI	17
3.1. INDUSTRIA DEL CLORO-ÁLCALI	17
3.2. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	25
4. MARCO DE LAS POLÍTICAS CLIMÁTICAS Y ENERGÉTICAS	28
4.1. PROTOCOLO DE KIOTO	29
4.2. DIRECTIVA EUROPEA DEL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ..	31
4.3. DIRECTIVAS EUROPEAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES	35
4.4. PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN	38
4.5. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE COSTES DE EMISIONES INDIRECTAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	39
4.6. INTERACCIÓN ENTRE POLÍTICAS CLIMÁTICAS Y ENERGÉTICAS	41
5. ANÁLISIS DEL PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN Y DE LA ELECTRICIDAD	44
5.1. PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN	44
5.2. PRECIO DE LA ENERGÍA	46
6. CASO DE ESTUDIO: LA INDUSTRIA CLORO-ÁLCALI	51
6.1. ESTIMACIÓN DE COSTES DEL EU RCDE EN LA INDUSTRIA CLORO-ÁLCALI	51
6.1.1. <i>Método de estimación Lund</i>	51
6.1.2. <i>Método de estimación CEPS</i>	55
6.1.3. <i>Estimación de la compensación del RCDE</i>	56
6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS	58
7. CONCLUSIONES	62
8. BIBLIOGRAFÍA	65
ANEXO	70

Listado de figuras:

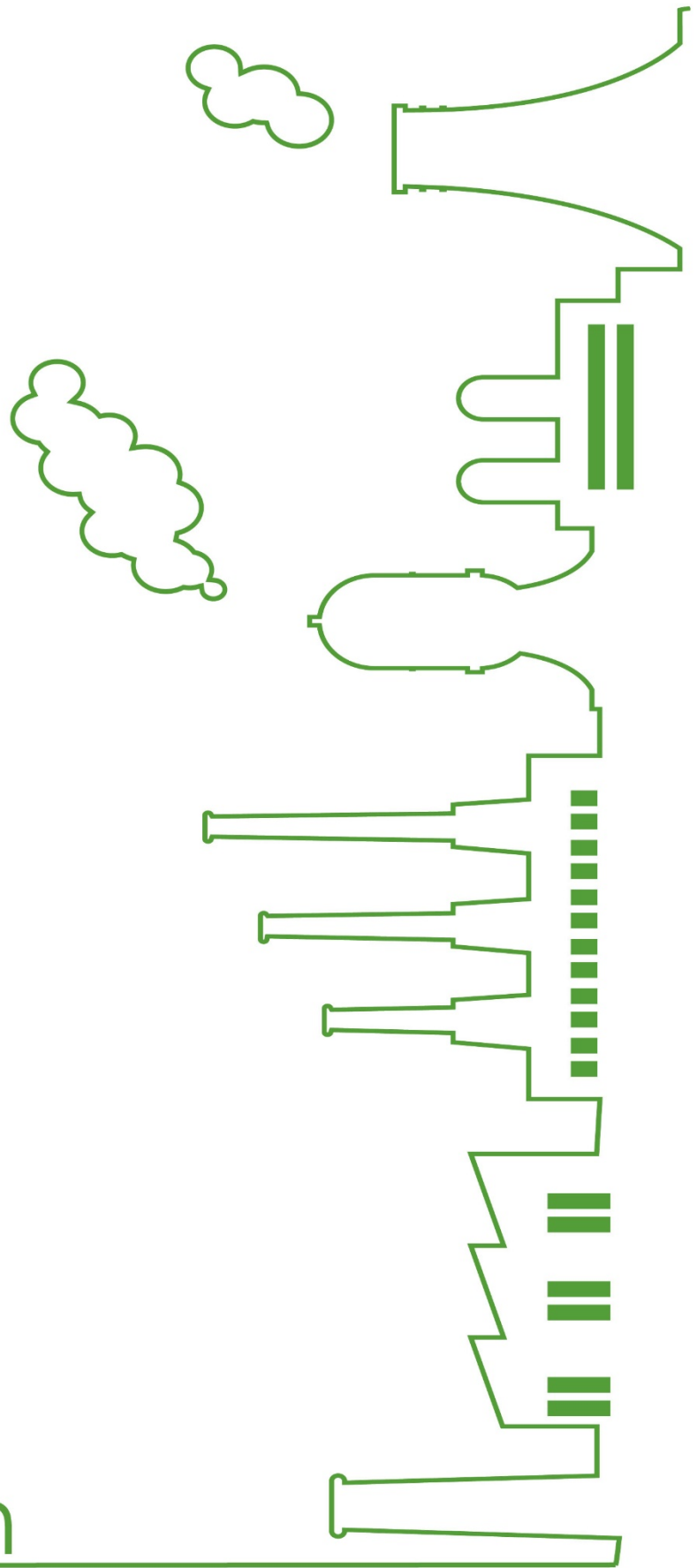
FIGURA 1.1-PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL ACERO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A SANTAMARÍA, ET AL. (2014).	10
FIGURA 1.2-PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL CEMENTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A SANTAMARÍA, ET AL. (2014).	11
FIGURA 1.3-PROCESO DE FABRICACIÓN DE LA PULPA Y EL PAPEL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	13
FIGURA 3.1-CADENA DE VALOR DEL CLORO. FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	19
FIGURA 3.2-PROCESO QUÍMICO DE LA CELDA DE MERCURIO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A IHS.	20
FIGURA 3.3-PROCESO QUÍMICO DE LA CELDA DE DIAFRAGMA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A IHS.	21
FIGURA 3.4-PROCESO QUÍMICO DE LA CELDA DE MEMBRANA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A IHS.	21
FIGURA 4.1-CLASIFICACIÓN DE LAS PARTES DE LA CMNUCC Y SUS COMPROMISOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	28
FIGURA 4.2-DESCRIPCIÓN DE LOS MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD DEL PROTOCOLO DE KIOTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	30
FIGURA 5.1-ELEMENTOS QUE FORMAN EL PRECIO DE LA ENERGÍA. FUENTE: CE (2014A).	46

Listado de gráficos:

GRÁFICO 1.1-EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN LA UE (1995-2010). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A KÁDÁR HORVÁTH (2014).	4
GRÁFICO 1.2-EVOLUCIÓN DEL VALOR AÑADIDO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN LA UE (1995-2010). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A KÁDÁR HORVÁTH (2014).	4
GRÁFICO 1.3-INTENSIDAD ENERGÉTICA EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA Y EN ALGUNOS DE SUS SECTORES EN LA UE (1995- 2010). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A KÁDÁR HORVÁTH (2014).	5
GRÁFICO 1.4-PROPORCIÓN DE LOS COSTES ENERGÉTICOS RESPECTO A LOS COSTES DE PRODUCCIÓN EN LAS INDUSTRIAS INTENSIVAS EN ENERGÍA EN LA UE (2010). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A KÁDÁR HORVÁTH (2014).	8
GRÁFICO 1.5-PRINCIPALES APLICACIONES DEL ACERO. FUENTE: WORLD STEEL ASSOCIATION (2015).	9
GRÁFICO 3.1-APLICACIONES DEL CLORO POR SECTOR (2012). FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	17
GRÁFICO 3.2-DEMANDA MUNDIAL DE CLORO Y COSTES DE FABRICACIÓN (1990-2013). FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	19
GRÁFICO 3.3-COSTE DE PRODUCCIÓN MUNDIAL DEL CLORO (CELDA DE MEMBRANA) SEGÚN ÁREAS GEOGRÁFICAS (2012). FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	22
GRÁFICO 3.4-CAPACIDAD MUNDIAL DE CLORO SEGÚN TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN (2013). FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	22
GRÁFICO 3.5-NÚMERO DE PLANTAS Y CAPACIDAD USANDO LA TECNOLOGÍA DE CELDA DE MERCURIO EN EL MUNDO (2002- 2012). FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	23
GRÁFICO 3.6-EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE QUÍMICOS, CONSUMO ENERGÉTICO E INTENSIDAD ENERGÉTICA EN LA INDUSTRIA QUÍMICA EUROPEA (1990-2012). FUENTE: CEFIC (2014).	23
GRÁFICO 3.7-EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GEI POR UNIDAD DE CONSUMO ENERGÉTICO Y POR UNIDAD DE PRODUCCIÓN EN LA INDUSTRIA QUÍMICA EUROPEA (1990-2012). FUENTE: CEFIC (2014).	24
GRÁFICO 3.8-EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR CLORO-ÁLCALI, TOMANDO COMO REFERENCIA EL VALOR DE 2011. FUENTE: EURO CHLOR (2014).	25
GRÁFICO 5.1-EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS EUA Y CER (2005-2015). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE SENDECO2	45
GRÁFICO 5.2-PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA LA INDUSTRIA DE ALTO CONSUMO EN LA UE (2014). FUENTE: EUROSTAT (2015).	47
GRÁFICO 5.3-VARIACIONES DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD POR COMPONENTE (2008-2012). FUENTE: COMISIÓN EUROPEA (2014A).	48
GRÁFICO 5.4-EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES EN LA UE Y EEUU. FUENTE: COMISIÓN EUROPEA (2014B).	49
GRÁFICO 6.1-EFECTO DEL INCREMENTO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD DEBIDO A LOS COSTES DE EMISIÓN DE CO ₂ EN LAS INDUSTRIAS INTENSIVAS EN ENERGÍA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	53
GRÁFICO 6.2-EFECTO DEL INCREMENTO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD DEBIDO A LOS COSTES DE EMISIÓN DE CO ₂ EN LA INDUSTRIA DEL CLORO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	54
GRÁFICO 6.3-INFLUENCIA DE LA COMPENSACIÓN DE LOS COSTES INDIRECTOS EN EL PORCENTAJE DEL VALOR DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	58
GRÁFICO 6.4-COMPARATIVA DE LOS COSTES INDIRECTOS - CLORO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	59
GRÁFICO 6.5-COMPARATIVA DE LOS COSTES INDIRECTOS - CLORO-MERCURIO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	59
GRÁFICO 6.6-COMPARATIVA DE LOS COSTES INDIRECTOS - CLORO-DIAFRAGMA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	60
GRÁFICO 6.7-COMPARATIVA DE LOS COSTES INDIRECTOS - CLORO-MEMBRANA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	60

Listado de tablas:

TABLA 1.1-VARIACIONES EN LA INTENSIDAD ENERGÉTICA POR SUBSECTORES EN LA UE (1995-2010). FUENTE: KÁDÁR HORVÁTH (2014).	6
TABLA 1.2-PORCENTAJE DE LAS FUENTES DE ENERGÍA EN LOS SECTORES INDUSTRIALES INTENSIVOS EN ENERGÍA EN LA UE (2010). FUENTE: KÁDÁR HORVÁTH (2014).	7
TABLA 1.3-CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS HORNOS DE CEMENTO. FUENTE: SANJUÁN BARBUDO Y CHINCHÓN YEPES (2007).	12
TABLA 3.1-APLICACIONES DEL CLORO. FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	17
TABLA 3.2-NÚMERO DE PLANTAS Y CAPACIDAD EN LA UE-27 POR PAÍS (2013). FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	18
TABLA 3.3-CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE CLORO EN LA UE-27 SEGÚN TECNOLOGÍAS DISPONIBLES (2013). FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2014).	21
TABLA 3.4-COSTE DE LA ENERGÍA EN PORCENTAJE DEL VALOR DE PRODUCCIÓN. FUENTE: CE (2005).	24
TABLA 4.1-GASES DE EFECTO INVERNADERO CONTEMPLADOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	29
TABLA 4.2-CATEGORÍAS DE LAS ACTIVIDADES CONTEMPLADAS. FUENTE: COMISIÓN EUROPEA (2009)	33
TABLA 4.3-DATOS PRESUPUESTARIOS PARA COMPENSACIONES A LOS SECTORES EXPUESTOS A "FUGAS DE CARBONO". FUENTE: COMISIÓN EUROPEA (2013).	40
TABLA 6.1-NECESIDADES DE ELECTRICIDAD Y VALOR DEL PRODUCTO EN VARIOS SECTORES DE LA INDUSTRIA INTENSIVA EN ELECTRICIDAD. FUENTE: LUND (2007).	53
TABLA 6.2-EFECTO DEL INCREMENTO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA EL SECTOR DEL CLORO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	54
TABLA 6.3-NECESIDADES DE ELECTRICIDAD Y VALOR DEL PRODUCTO EN LA INDUSTRIA DEL CLORO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	54
TABLA 6.4-IMPACTO DE LOS COSTES INDIRECTOS SOBRE EL PRECIO DEL PRODUCTO, SEGÚN TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	55
TABLA 6.5-VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS COSTES INDIRECTOS DEL RCDE. FUENTE: EGENHOFER Y SCHREFLER (2012).	56
TABLA 6.6-COSTES INDIRECTOS DEL RCDE PARA LA INDUSTRIA DEL CLORO EN EL SUROESTE DE EUROPA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	56
TABLA 6.7-COSTES INDIRECTOS DEL RCDE PARA LA INDUSTRIA DEL CLORO EN ESPAÑA Y PORTUGAL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	56
TABLA 6.8-FACTORES REGIONALES MÁXIMOS DE EMISIÓN DE CO ₂ EN DIFERENTES ZONAS GEOGRÁFICAS (TCO ₂ /MWh). FUENTE: COMUNICACIÓN 2012/C158/04.	57
TABLA 6.9-IMPACTO DE LOS COSTES INDIRECTOS SOBRE EL PRECIO DEL PRODUCTO, SEGÚN TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN (II). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	59



Resumen

RESUMEN

El sector industrial es un pilar clave de la economía, que además se encuentra en un mercado global muy competitivo. El papel de la energía en la competitividad es cada vez más importante, tanto por el aumento de los precios de la energía como por las normas cada vez más estrictas de protección climática y medioambiental. Medidas como el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) de la Unión Europea, conllevan una serie de costes, tanto directos como indirectos, que los productores de energía y las industrias energéticamente intensivas deben asumir repercutiendo de forma negativa en su competitividad. Para determinar los sectores intensivos en energía se utilizan criterios como el consumo de energía; el indicador de intensidad energética, siendo éste la relación entre el consumo de energía final y el valor añadido; y la proporción de los costes energéticos respecto a los costes de producción. Teniendo en cuenta estos criterios destacan cuatro sectores: metales primarios (con el hierro y el acero, y las industrias no ferrosos); productos químicos; minerales no metálicos (cemento y vidrio); y la industria del papel.

Mediante este estudio se pretende determinar el impacto que el RCDE genera en una industria intensiva en electricidad como lo es la industria cloro-álcali, que se ve afectada de forma indirecta, debido al aumento de los precios de la electricidad. La metodología que se ha utilizado para lograr dicho objetivo consiste en un análisis de aspectos como el *Estado del arte de la industria cloro-álcali*, *Marco de las políticas climáticas y energéticas*, *Precio de los derechos de emisión y de la electricidad*; que hace posible la posterior *Estimación de los costes indirectos del RCDE* en la industria cloro-álcali.

La producción de cloro a nivel industrial se realiza mediante el proceso de electrólisis, haciendo pasar electricidad a través de una solución de salmuera, sal común disuelta en agua. Los productos se obtienen en una relación fija de 1 tonelada de cloro, 1,1 toneladas de sosa cáustica y 0,03 toneladas de hidrógeno; denominándose la combinación de productos Unidad Electroquímica (ECU, por sus siglas en inglés Electrochemical Unit). Actualmente existen tres tecnologías disponibles para la producción industrial: celda de mercurio, celda de diafragma y celda de membrana; siendo la última la más eficiente y con menores costes de operación. Se trata de una actividad intensiva en energía debido a que prácticamente el 90% de la electricidad total se utiliza en la electrólisis como materia prima. Esta importancia de la electricidad en los costes de producción ha hecho posible que la industria química europea esté a la vanguardia mundial en lo que respecta a la eficiencia energética, reduciéndose el consumo en un 20% mientras que la producción ha aumentado un 70% durante el periodo 1990-2012. Sin embargo los gastos en electricidad han aumentado, generando una brecha en su competitividad internacional. La industria cloro-álcali suministra productos básicos a más del 55% del sector químico de la UE-27 y la AELC, y a otros sectores como la industria del papel, por lo que el impacto generado en esta industria puede afectar a otras.

El principal instrumento en la lucha contra el cambio climático y la reducción de emisiones de la Unión Europea es el RCDE, surgiendo como medida interna para lograr los objetivos contraídos en el Protocolo de Kioto. Su objetivo es la limitación y reducción colectiva de las emisiones ciertos sectores industriales y productores de energía (cubre aproximadamente un 45% del total de emisiones de GEI de la UE-28), creando incentivos o sanciones económicas mediante la imposición de un precio a los derechos de emisión. La inexperience junto con la falta de información real y fiable, ha provocado que los objetivos no se logren plenamente. Algunas de las fallas y deficiencias que se encontraron en los dos primeros periodos 2005-2007 y 2008-2012, se resolvieron con la modificación de la Directiva 2009/29/CE, que conlleva una limitación a nivel comunitario, subasta como método de asignación, y más sectores y gases contemplados. También destaca la incorporación del Mecanismo de compensación de costes indirectos debido al RCDE para evitar posibles “fugas de carbono”, medida acertada aunque insuficiente dadas las diferencias presupuestarias. La aplicación conjunta del RCDE con otras medidas energéticas, como las Directivas de Eficiencia Energética y Energía Renovable que acompañan al Paquete Clima y Energía 2020, que persiguen el mismo objetivo ambiental, puede

tener impactos tanto positivos como negativos en el RCDE. Aumentando la eficiencia energética se reduce el consumo de energía y por tanto las emisiones, disminuyendo la demanda de derechos de emisión. De igual forma, una mayor cuota de energía proveniente de fuentes renovables da lugar a menos necesidad de derechos de emisión en los productores de energía, reduciéndose así los precios de la electricidad. Se deben realizar análisis dinámicos para encontrar la mejor combinación de los diferentes instrumentos y poder lograr los objetivos ambientales de forma eficaz y eficiente.

El precio de los derechos de emisión es un factor importante en el funcionamiento del RCDE, es por ello que su volatilidad en los dos primeros periodos lo debilitaran. Con un comienzo de 8€/tCO₂ aumentó hasta aproximadamente 30€/tCO₂, desplomándose posteriormente a valores por debajo de 1€/tCO₂. En el segundo periodo pareció recuperarse con valores superior a 20€/tCO₂, sin embargo la crisis económica y la lenta recuperación hicieron que volviera a bajar a valores por debajo de 10€/tCO₂. En el tercer periodo se sigue una tendencia de crecimiento, aunque los precios siguen siendo bajos, pero se espera una intervención política que imponga un precio mínimo que fortalezca el mercado. Los sobrecostes generados por el RCDE se traspasan a los consumidores finales, sin embargo, no todos los sectores tienen la misma capacidad de transferir estos costes. Factores como la elasticidad de la demanda, la estructura y dinámica del mercado, o el alcance internacional de la competencia afectan a dicha capacidad. Los generadores de energía son el sector que mayor facilidad tienen para traspasar dichos costes. Si a eso se le añade otros costes como la descarbonización del sector, costes de red, y los impuestos y gravámenes, se tiene un aumento de los precios de la energía en la UE. La brecha existente en los precios energéticos de la UE respecto a sus principales socios económicos como EEUU es cada vez mayor, por lo que su competitividad internacional se ve mermada.

Para la estimación de los costes indirectos se han utilizado dos métodos distintos, obteniéndose como resultado el sobrecoste en euros por cada tonelada de producto. Las ecuaciones 1 y 2 muestran la forma en la que se ha determinado el impacto económico en el producto.

$$C_{Ind}(1) = \frac{r \cdot c_{CO_2} \cdot I_{MWh}}{100} \cdot c_{prod} \quad (1)$$

donde r =reducción de emisiones de CO₂ necesaria como fracción desde el nivel actual (0=0%, 1=100%), c_{CO_2} =coste marginal de la reducción de emisiones de CO₂ (€/tCO₂ o el precio de una EUA), I_{MWh} =intensidad de la electricidad de la producción (MWh/1.000 €) y c_{prod} =coste de una tonelada de producto.

$$C_{Ind}(2) = I_{MWh} \cdot I_{CO_2} \cdot c_{CO_2} \cdot Pass - on rate \quad (2)$$

siendo: I_{MWh} : cantidad de electricidad utilizada para producir una tonelada de producto. Esta cantidad es específica del sector, planta y proceso; I_{CO_2} : cantidad de toneladas de CO₂ emitida por las empresas eléctricas para generar un MWh; c_{CO_2} precio medio anual de CO₂ del mercado. $Pass - on rate$: proporción de los costes directos a los que se enfrentan las empresas eléctricas (sin tener en cuenta los efectos atenuantes de asignación gratuita) que se transmiten a los consumidores de electricidad.

La estimación se ha realizado para diferentes rangos de precios de los derechos de emisión, dada su volatilidad histórica, siendo estos de 5, 10, 25, 40 y 100 €/tCO₂; obteniéndose así un impacto en el precio del producto de 3.76-4.28, 7.53-8.55, 18.06-21.38, 30.10-34.20 y 75.25-85.50 €/tCl₂, respectivamente.

También se ha determinado la cuantía a recibir mediante el Mecanismo de compensación de costes indirectos debido al RCDE, que se calcula mediante la ecuación 3.

$$Amax_t = Ai_t \cdot C_t \cdot P_{t-1} \cdot E \cdot BO \quad (3)$$

siendo (Ai_t), la intensidad de la ayuda, que durante el periodo 2013-2015 corresponde al 85% de los costes subvencionables, 80% para 2016-2018 y 75% durante 2019 y 2020; C_t , el factor de emisión de CO₂ aplicable (tCO₂/MWh) en el año t ; P_{t-1} el precio a plazo de los derechos de emisión de la Unión Europea (DEUE) en el año $t-1$ (EUR/tCO₂); E el valor de referencia de la

eficiencia del consumo eléctrico ($\text{MWh}/t_{\text{prod}}$); y *BO* la producción para los años de referencia (t_{prod}).

Los resultados obtenidos muestran la poca influencia en el porcentaje del valor de producción de la electricidad, que en el caso de la industria del cloro-álcali es del 30%, y se reduciría hasta un 28.5% en el caso más favorable.

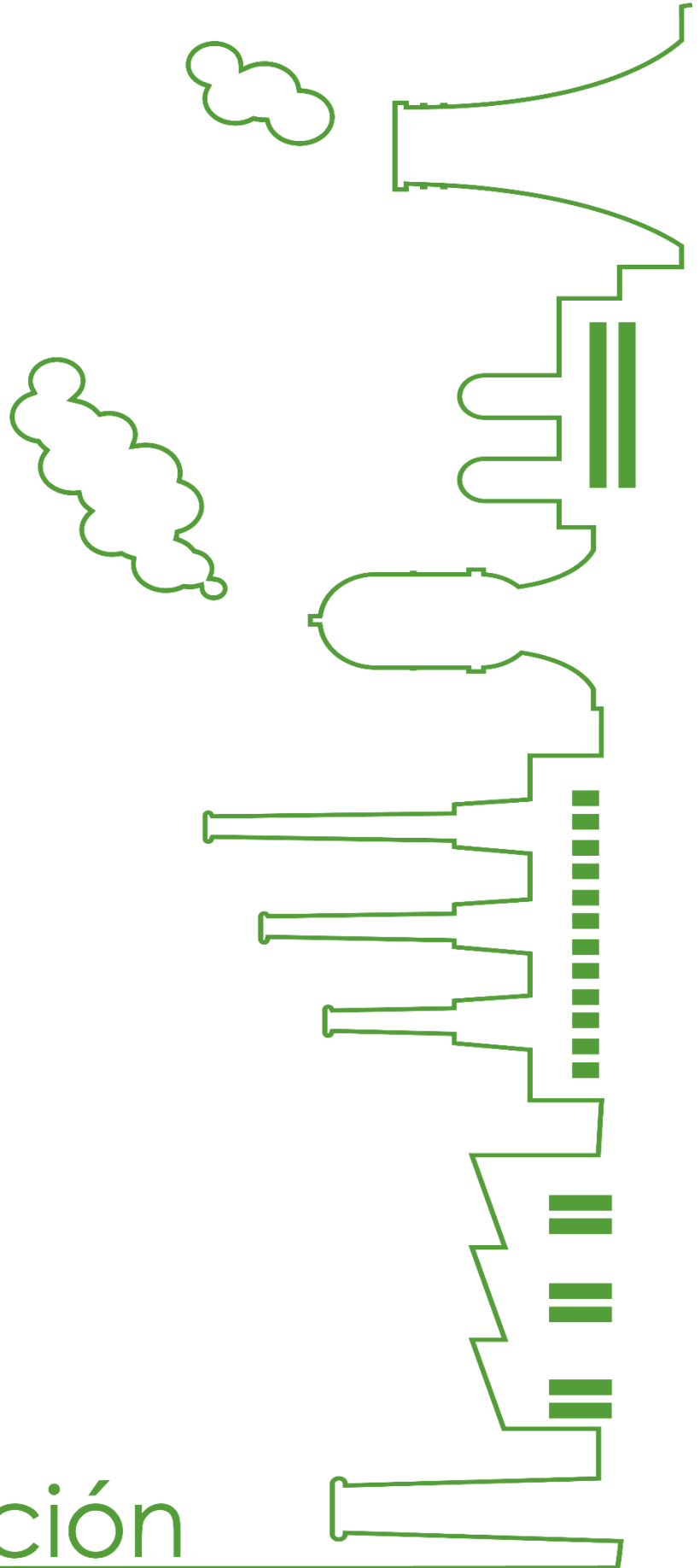
Las políticas climáticas y energéticas son herramientas necesarias para lograr los objetivos ambientales y climáticos que se han propuesto a nivel internacional. No obstante, es necesaria una mayor armonización que permita que dichos objetivos se consigan de forma que no afecte a la competitividad de los sectores industriales europeos. Aún con precios bajos de los derechos de emisión, su impacto en el valor de producción en la industria cloro-álcali resulta de aproximadamente 5%. Teniendo en cuenta la posibilidad de que el precio de los derechos de emisión aumente, dicho porcentaje podría ser superior al 10%. La incorporación del Mecanismo de compensación de costes indirectos es positiva, sin embargo, las ayudas recibidas son insuficientes.

Un correcto análisis de sostenibilidad de la industria cloro-álcali debe integrar la dimensión económica-energética, además de la medioambiental, contemplándose dichos aspectos en el modelo de toma de decisiones. Dada la fuerte intensidad energética del sector, su sostenibilidad económico-energética, estrechamente relacionada con sus consumos energéticos, trasciende a la supervivencia del sector en el marco europeo.

En la actualidad, la industria cloro-álcali está siendo objeto de una fuerte intensificación en términos energéticos. Los resultados de las políticas energéticas no van en paralelo con las necesidades de los sectores intensivos en energía, como es el caso del sector cloro-álcali, que están realizando grandes esfuerzos en materia de eficiencia energética. Esta discrepancia se traduce en una pérdida de la competitividad de éstos sectores.

La intensificación energética del proceso de fabricación, que supone un incremento de los costes de inversión, está íntimamente relacionado con los desarrollos tecnológicos de la industria cloro-álcali, siendo imprescindible considerar las dimensiones ambientales y económico-energéticas.

1



Introducción

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Industrias intensivas en energía

De los diferentes factores que afectan la competitividad de un sector industrial, tanto nacional como internacionalmente, el efecto de los precios de la energía es de vital importancia, sobre todo desde la perspectiva de los sectores industriales de alto consumo energético.

Cuando se consideran las actividades de explotación de una empresa, es importante asegurar tanto los recursos necesarios que impidan cualquier interrupción de la operación como que el impacto del coste sea el más bajo posible. La organización eficiente de la gestión de los recursos es uno de los factores clave de la competitividad. Entre los recursos necesarios -las materias primas, activos, recursos humanos, y otros-, la energía juega un papel cada vez más importante en el mundo actual. El aumento de los precios de la energía, así como normas cada vez más estrictas de protección del medio ambiente y del clima, tienen un impacto considerable en la competitividad internacional y la presencia internacional de ciertas industrias (Kádár Horváth, 2014).

Esto es especialmente cierto cuando los procesos difieren mucho en diferentes partes del mundo ya que, como dijo Lund (2004): “el peso de la energía puede variar dentro del mismo sector en función de las soluciones de los procesos utilizados y la eficacia de la energía”. El nivel de prioridad que las industrias asignan a las cuestiones energéticas también varía. La importancia de la gestión de la energía es diferente y depende de la clasificación de las empresas en sectores, la intensidad de sus actividades de producción y la proporción de los costes de energía en los costes operativos totales (Kádár Horváth, 2014).

Además de los materiales, mano de obra, maquinaria, equipos y otros recursos, la energía es también un insumo importante en las operaciones de la empresa. En términos generales, todas las empresas necesitan energía, independientemente de sus campos de actividad. Empresas de fabricación, comerciales o de servicios utilizan la energía para su funcionamiento, sin embargo, la cantidad de la energía requerida y sus formas varían. Aparte de los usos principales (producción, servicios y logística dentro de la empresa), los procesos de apoyo y auxiliares (TI, reparación, mantenimiento, limpieza y seguridad) y los procesos generales (la energética de edificios: iluminación, calefacción, refrigeración y ventilación) también juegan un importante papel en la gestión de la energía de la empresa. Cabe destacar el uso de energía en el transporte y el envío, a saber, el suministro y transporte de materias primas y productos terminados (consumo de combustible de los vehículos) (Kádár Horváth, 2014).

El mercado europeo de la electricidad está vinculado a un mercado de carbono con un límite fijo que restringe las emisiones de gases de efecto invernadero, al mismo tiempo que una serie de instrumentos de política de eficiencia energética apuntan a reducir el consumo de electricidad. Por ello, Thema, et al. (2013) realizan un análisis teórico que muestra como la reducción de la demanda de electricidad provocada por los instrumentos de la política de eficiencia energética afecta al régimen de comercio de emisiones.

Según Enerdata, el consumo de energía final en la Unión Europea (UE) representa casi 1.200 Mtep. El consumo total de energía final se redujo un 5,1% entre 1995 y 2010. El consumo industrial de energía se redujo aún más, hasta en un 11,6%. Por lo tanto, su participación en el consumo total se redujo al 25,9% (frente al 30,8% en 1995) y se clasificó tercero después de los sectores del transporte y de los hogares. En el estudio de Kádár Horváth (2014), se investiga el consumo de energía industrial, concretamente la energía utilizada en las actividades de los

sectores de la minería, fabricación y construcción; con un énfasis especial en la industria de fabricación con el fin de identificar los sectores en los que la energía o su gestión juegan un papel determinante en la gestión de los recursos y la competitividad. En los gráficos 1.1 y 1.2 se muestra la evolución del consumo de energía final en la industria manufacturera y del valor añadido por subsectores. Enerdata utiliza en su base de datos la Nomenclatura estadística de Actividades económicas de la Comunidad Europea (NACE) para clasificar los diferentes sectores.

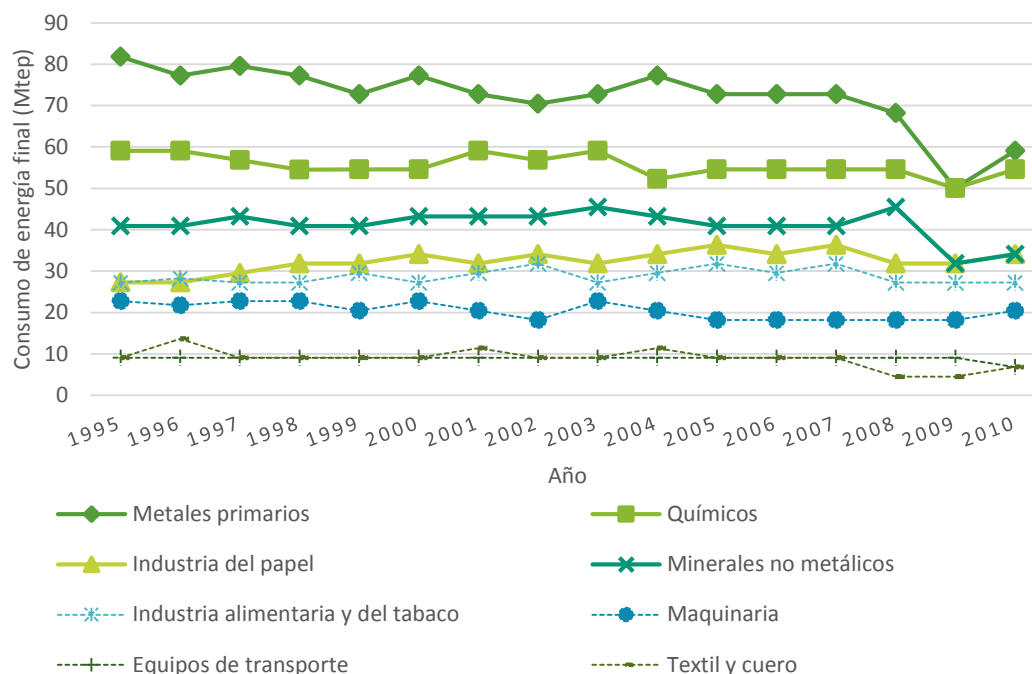


Gráfico 1.1-Evolución del consumo de energía final de la industria manufacturera en la UE (1995-2010). Fuente: Elaboración propia en base a Kádár Horváth (2014).

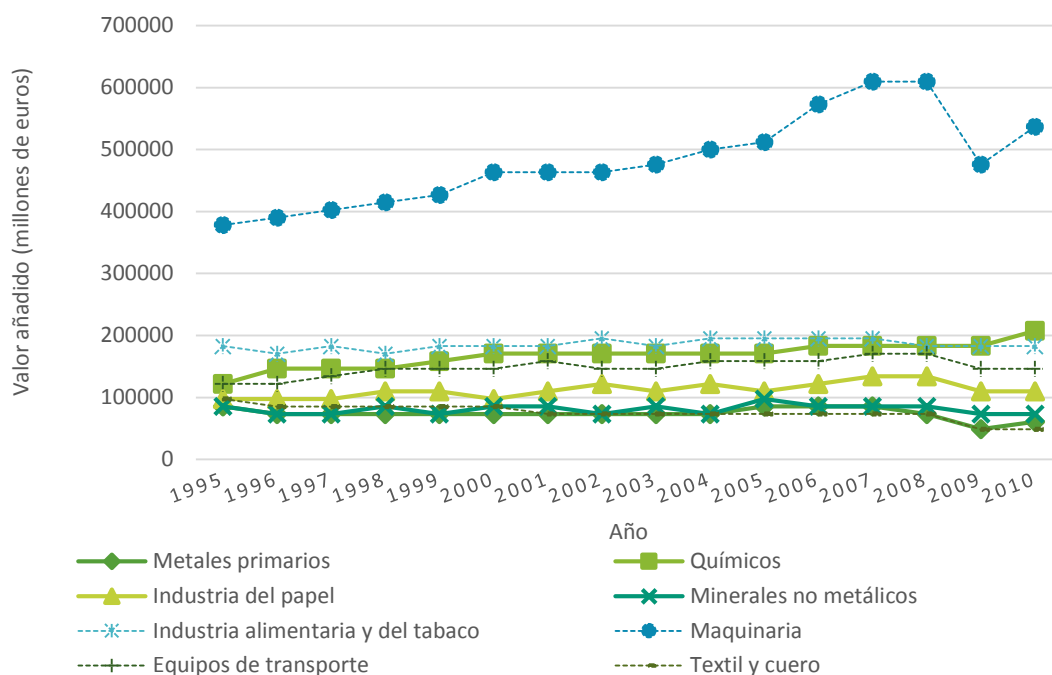


Gráfico 1.2-Evolución del valor añadido¹ de la industria manufacturera en la UE (1995-2010). Fuente: Elaboración propia en base a Kádár Horváth (2014).

¹ Valor añadido a precios constantes tomando como referencia el año 2000 (en millones de euros).

El consumo total de energía final de la industria manufacturera ascendió a alrededor de 250 Mtep en 2010. Los metales primarios tuvieron la mayor participación (22,14%) en el consumo total de energía de la industria manufacturera, con un 18% de la industria del hierro y el acero y un 4% para la industria de metales no ferrosos. Según los datos, el sector químico fue el segundo mayor consumidor de energía con su 19,1% en 2010. La industria del papel (13%) y la producción de minerales no metálicos (12,4%) también pertenecen a sectores intensivos en energía. Las industrias más importantes de minerales no metálicos, que requieren una gran cantidad de energía, son las industrias del cemento y vidrio. Durante el período de 1995 a 2010, el consumo de energía de la industria manufacturera se redujo en un 12%. La disminución más notable en el consumo de energía se produjo en la fabricación de metales básicos y productos metálicos.

En el gráfico 1.2 se muestra la evolución del valor añadido de los subsectores de la industria manufacturera, pudiéndose observar que el rendimiento de la industria manufacturera en realidad mejoró en un 19,6%. Los sectores se muestran por su valor añadido en base a datos de 2010. Se experimentó un aumento considerable en los sectores manufactureros de la industria química (52%), maquinaria (36%) y el material de transporte (23%), mientras que el valor añadido en la industria textil y de los productos metálicos disminuyó significativamente.

Cuando se comparan ambos gráficos, se hace evidente que los sectores con mayor proporción y crecimiento en cifras de valor añadido, maquinaria y material de transporte, realizan menos actividades de alto consumo energético en términos de consumo de energía suministrada. En contraste, los sectores intensivos en energía, que producen metales básicos y productos metálicos, productos químicos y minerales no metálicos, tienen un menor valor añadido.

El indicador de la intensidad energética se calcula dividiendo el consumo de energía final por el valor añadido. Este indicador mide la cantidad de energía que se requiere para generar una unidad de valor añadido. La disminución de este indicador expresa una tendencia favorable. En el gráfico 1.3 se muestra la intensidad energética de los sectores de fabricación de la UE entre 1995 y 2010.

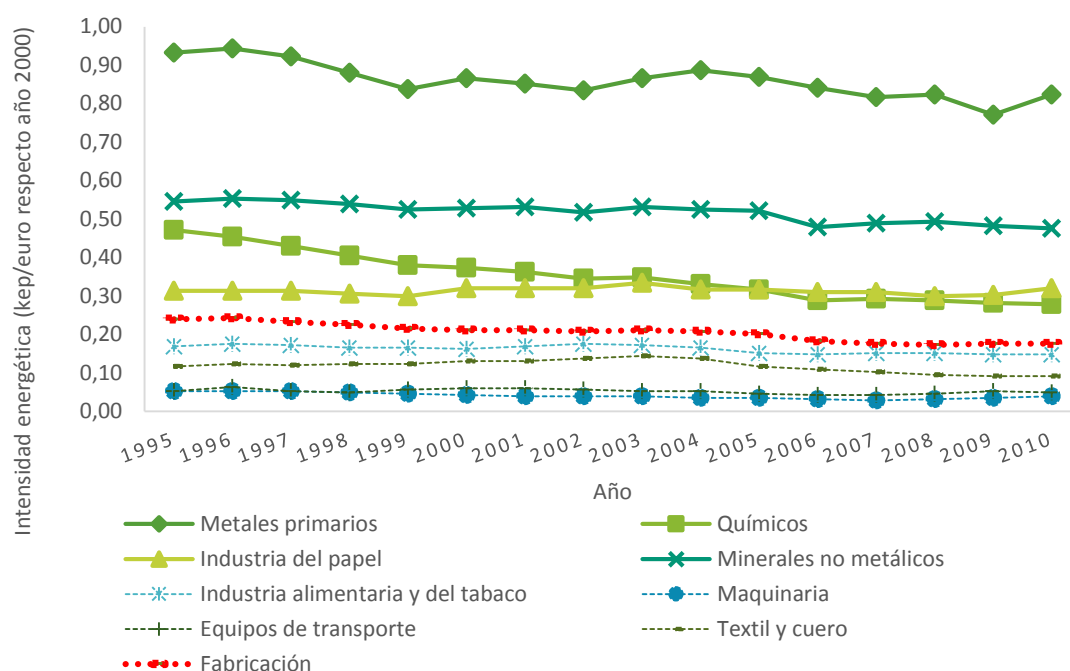


Gráfico 1.3-Intensidad energética en la industria manufacturera y en algunos de sus sectores en la UE (1995-2010). Fuente: Elaboración propia en base a Kádár Horváth (2014).

En el período 1995-2010 la intensidad energética en la industria manufacturera, o más específicamente, en la mayoría de sus sectores, experimentó una ligera recuperación con mayores o menores fluctuaciones. Hay dos sectores cuya intensidad energética difiere considerablemente de otros. La intensidad energética de la producción y transformación de metales (metales primarios) es muy superior a la de otros sectores (los sectores del hierro y el acero, así como las industrias no ferrosas realizan actividades altamente intensivas en energía). El otro sector de gran consumo de energía es el de los minerales no metálicos, que incluye el cemento y el vidrio. Respecto a la industria química hubo una caída significativa en términos de intensidad energética.

En la tabla 1.1 se muestran las variaciones en la intensidad energética en los distintos subsectores. Los sectores que lograron obtener a la vez un aumento del valor añadido y una disminución en el consumo de energía se resaltan.

Tabla 1.1-Variaciones en la intensidad energética por subsectores en la UE (1995-2010). Fuente: Kádár Horváth (2014).

Subsectores	Variaciones en el consumo de energía final (%)	Variaciones en el valor añadido (%)	Variaciones en la intensidad energética (%)
	desde 1995 hasta 2010		
Química	-9,6	52,2	-40,6
Metales primarios	-25	-14,9	-11,8
Minerales no metálicos	-17	-5,2	-12,4
Industria del papel	18,7	16,1	2,3
Industria alimentaria y del tabaco	-4,4	7,9	-11,4
Industria textil y del cuero	-48,7	-35	-21,2
Maquinaria industrial	-0,6	35,7	-26,7
Material de transporte	8,5	23	-11,8
Fabricación	-11,7	19,6	-26,2

Como se desprende de la tabla 1.1 existe una mejora significativa en la intensidad energética (más del 40%) en la industria química en el período bajo análisis. Esta mejora se debe a un aumento de más del 50% del valor añadido y una disminución del 10% en el consumo de energía. La intensidad energética se redujo un 26,2% en la industria manufacturera. Esto puede ser debido a la eficiencia energética de algunos subsectores, que incrementó entre 1995 y 2010. Los cálculos realizados confirman esta mejora, las variaciones en los porcentajes de valor añadido y la comparación de la intensidad energética se midieron para un escenario real y un escenario constante, no existiendo ninguna reforma estructural significativa en la industria manufacturera. El hecho de que pueda haber cambios estructurales en subsectores y clases específicos dentro de determinados sectores no debe ignorarse; sin embargo, el estudio de Kádár Horváth (2014) no investiga estos cambios estructurales debido a la falta de datos.

El objetivo de estos análisis fue identificar los sectores industriales en los que la energía juega un papel clave en la gestión energética. No existe una definición universalmente aceptada para determinar qué sectores son intensivos en energía. La proporción de consumo de energía y el indicador de intensidad energética ayudan a identificar el rango de sectores intensivos en energía. Sin embargo, otros criterios también deberían utilizarse para permitir identificar si el

sector es intensivo en energía. Un criterio adicional podría ser la proporción de los costes de energía en los costes de producción. Tanto los cálculos del estudio de Kádár (2014) como el informe de la Comisión Europea (2014a), identifican cuatro sectores intensivos en energía: metales primarios (con el hierro y el acero, y las industrias no ferrosos), productos químicos, minerales no metálicos (cemento y vidrio), y la industria del papel.

El gas y la energía eléctrica (más del 30%) dominan el consumo energético de la industria manufacturera. El carbón y el petróleo se utilizan en menor medida; sin embargo, su cuota asciende a más del 10%. Aunque no se tiene información sobre los medios de producción de energía eléctrica, puede afirmarse que los combustibles fósiles siguen siendo fuentes de energía muy dominantes. La distribución de las fuentes de energía por sectores varía, sin embargo, el gas y la energía eléctrica son las fuentes más dominantes. En la tabla 1.2 se muestra el porcentaje de las fuentes de energía en los sectores industriales intensivos en energía en la UE.

Tabla 1.2- Porcentaje de las fuentes de energía en los sectores industriales intensivos en energía en la UE (2010).
Fuente: Kádár Horváth (2014).

Subsectores (año 2010)	Carbón	Petróleo	Gas natural	Calor	Biomasa	Electricidad
Industria química	6,2	13,6	35,3	12,7	1,6	30,5
Metales primarios	38,1	5	30,3	1,1	0	25,6
<i>Industria del acero</i>	44,8	4,2	30,9	0,8	0	19,3
<i>Metales no ferrosos</i>	4,5	9	27	2,4	0,1	57
Minerales no metálicos	14,2	25,6	38,5	0,6	3,1	18
Industria de papel y pulpa	3,1	3,2	22,9	5,9	33,9	31
Fabricación	12,6	11,2	32,3	5,5	7,7	30,7

Los gastos de energía se componen tanto de los costes de los recursos como los productos energéticos adquiridos con fines de producción, que incluyen tarifas de la red, impuestos y gravámenes, así como relieves incidentales y exenciones. El total de los costes de producción son los costes necesarios para la adquisición de bienes para la producción, incluida la energía y los costes de mano de obra. En otras palabras, los costes totales de producción son “la diferencia entre el valor total de la producción (volumen de negocios anual bruto ajustado a los cambios en las existencias y otros elementos de corrección) y el margen bruto de explotación en una industria dada” (CE, 2014a).

En el gráfico 1.4 se muestra la proporción de los costes energéticos en los costes de producción de los sectores industriales de alto consumo de energía. Se remarcan en color rojo aquellos subsectores cuya proporción costes energéticos/costes de producción son los más altos de su división, véase *C171-Fabricación de pasta papelera, papel y cartón; C201- Fabricación de productos químicos básicos, compuestos nitrogenados y fertilizantes, plásticos y caucho sintético en formas primarias; C235- Fabricación de cemento, cal y yeso; y C241- Fabricación de productos básicos de hierro, acero y ferroaleaciones*. Estos subsectores se analizarán con posterioridad, centrándose en la investigación más a fondo del sector de la industria química, concretamente la industria del cloro-álcali.

Según un estudio de la Comisión Europea (CE), la proporción de los costes energéticos en los costes totales de producción oscila entre 4% y el 10% en los sectores industriales intensivos en energía de los Estados miembros de la UE (CE, 2014a). El hecho de que existen varias clases con diferente intensidad y demanda energética dentro de subsectores específicos también debe tenerse en cuenta. Se ve claramente que la parte de los costes de la energía en los costes de producción de ciertas clases específicas puede llegar al 40%, mientras que en otras clases estos costes son menores de 5%. Por lo tanto, la intensidad energética de algunos subsectores industriales puede ser influenciada por las estructuras del subsector. En el gráfico 1.4 se muestra la divergencia de los rangos de rendimiento de las distintas clases dentro de los subsectores.

En el gráfico 1.4 también se expresan los valores más bajos y más altos de los Estados miembros y las medias de la UE. Cabe destacar que el porcentaje de los costes relacionados con la energía en comparación con los costes de producción varía en gran medida según las clases. Esto puede ser debido a las diferentes estructuras del producto en los Estados miembros, y las diferencias en los precios de la energía, la eficiencia energética y procesos tecnológicos en los sectores.

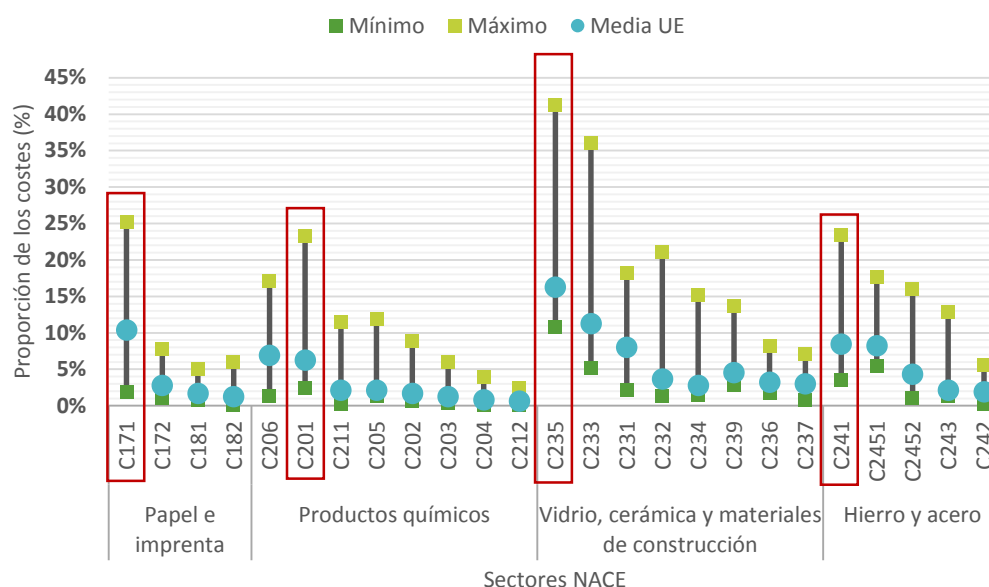


Gráfico 1.4-Proporción de los costes energéticos respecto a los costes de producción en las industrias intensivas en energía en la UE (2010). Fuente: Elaboración propia en base a Kádár Horváth (2014).

El estudio de la CE (2014a) también investiga la evolución de la intensificación de la electricidad y el gas en los sectores industriales entre 2008 y 2011. En él se analiza el valor añadido bruto, el uso de la electricidad y el gas, y las variaciones en los gastos de electricidad y gas de los sectores, así como su magnitud en comparación con las variaciones en el valor añadido bruto. En este documento solamente se presentan las principales conclusiones extraídas de dicho estudio. En general, la intensificación de la electricidad y el gas disminuyeron en los cuatro sectores durante el periodo 2008-2011, que es una tendencia favorable. Cuando se analizó la intensidad de la electricidad, se observó que los mayores descensos se experimentaron en la industria del papel y la imprenta (-7,6%), y la industria del hierro, acero (-5,6%). En el caso del gas natural, este descenso se observó en las industrias del hierro, acero (-8,9%), y la industria del vidrio, la cerámica y la construcción (-6,4%). Las variaciones en los indicadores de intensidad son resultado del hecho de que la disminución del valor añadido bruto de algunos subsectores fue menos significativa que la disminución del consumo de energía (el valor añadido bruto se

redujo en todos los sectores en el período bajo análisis). Sin embargo, los gastos anuales de electricidad y gas no reflejan esta tendencia positiva. Para la electricidad, la disminución del consumo de energía en todos los sectores ha sido mayor que la disminución de los gastos anuales de electricidad. Es más, a pesar de una disminución del 6-10% en el consumo de energía en los sectores químicos y del papel e imprenta, se produjo un aumento del 1,6-3% de los gastos anuales de electricidad. Para el gas natural, la situación es más favorable. La diferencia entre la disminución en el consumo de gas y los gastos de gas es menor que la de la electricidad. Por otra parte, la disminución de los gastos de gas en el sector químico fue más grande que la disminución en el consumo de gas. La gran diferencia entre las dos fuentes de energía se ve cuando se evalúan las diferencias entre los rangos divergentes de valor añadido bruto y las de los gastos de energía. La disminución del valor añadido bruto fue mayor que la disminución de los gastos de electricidad en todos los sectores, mientras que la disminución de los gastos de gas fue mayor que la disminución en el consumo de gas en todos los sectores (CE, 2014a).

1.1.1. INDUSTRIA SIDERÚRGICA

El acero es el más importante, multifuncional y adaptable de los materiales, jugando un papel esencial en infinidad de sectores de aplicación, contribuyendo notablemente en el desarrollo y progreso de la humanidad y manteniendo un papel prioritario en el futuro. Se trata de una aleación del hierro con otros elementos no metálicos (carbono, silicio, fósforo, azufre, etc.) y metálicos (manganeso, titanio, cromo, níquel, molibdeno, etc.) (UNESID, 2002, pág. 10).

La combinación de disponibilidad, coste, durabilidad, resistencia y ductilidad, hacen del acero un material único. Estas propiedades le permiten adaptarse a una variedad de aplicaciones de productos para los que no existen sustitutos energética y económicamente rentables (World Steel Association, 2015).

Existen miles de diferentes tipos de aceros. En el gráfico 1.5 se muestran los principales usos del acero producido en el mundo (1.665 Mt) durante el año 2014 según datos de la World Steel Association.

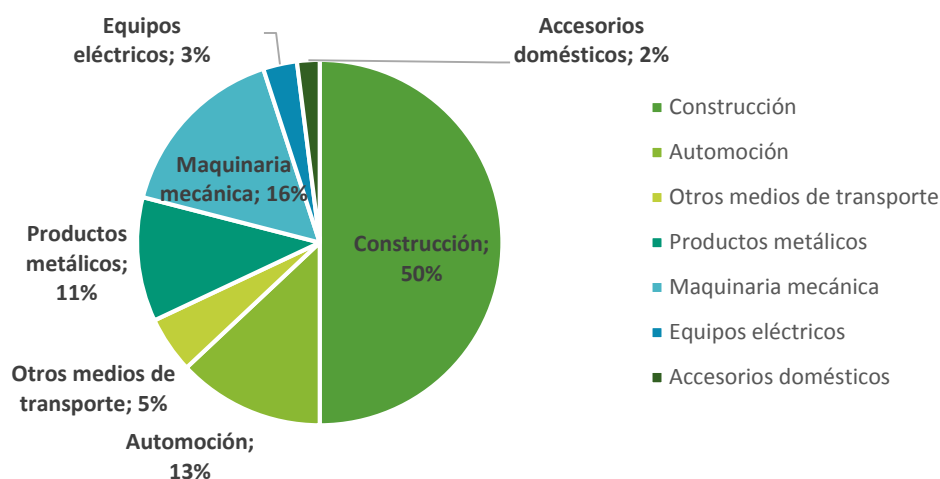


Gráfico 1.5-Principales aplicaciones del acero. Fuente: World Steel Association (2015).

La energía en la producción de acero representa un 5% del total de la energía primaria en la UE y en todo el mundo. Las necesidades energéticas por unidad de producción de acero dependen del proceso elegido. En el proceso siderúrgico integral se utiliza la ruta del Horno Alto y el Convertidor al Oxígeno (BF/BOF, según sus siglas en inglés Blast Furnace/Basic Oxygen Furnace), siendo el uso de energía específica es de 17,4 a 18,6 GJ/t de acero bruto, mientras que usando el horno de arco eléctrico (EAF, según sus siglas en inglés Electric Arc Furnace) la

demanda es de 8,3 a 9,8 GJ/t de acero bruto, respectivamente (Fruehan, et al., 2002; Koljonen, et al., 2004; Larsson, 2004; Worrel, 1995). Las emisiones de dióxido de carbono correspondientes son de aproximadamente 1,8 (HAI) y 0,5 tCO₂ (HAE) por tonelada de acero.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, existen dos maneras de producir acero bruto: a partir de mineral de hierro, por lo general se funde en altos hornos seguido de un decarburación en el Convertidor de Oxígeno (BOF), y a partir de chatarra, utilizándose sobre todo en hornos de arco eléctrico (EAF), pero también se puede utilizar en la ruta BOF (Santamaría, et al., 2014). Según Peter Lund (2007), el 63% del acero mundial se produce mediante la ruta BF/BOF mientras que el 33% mediante Horno de Arco Eléctrico.

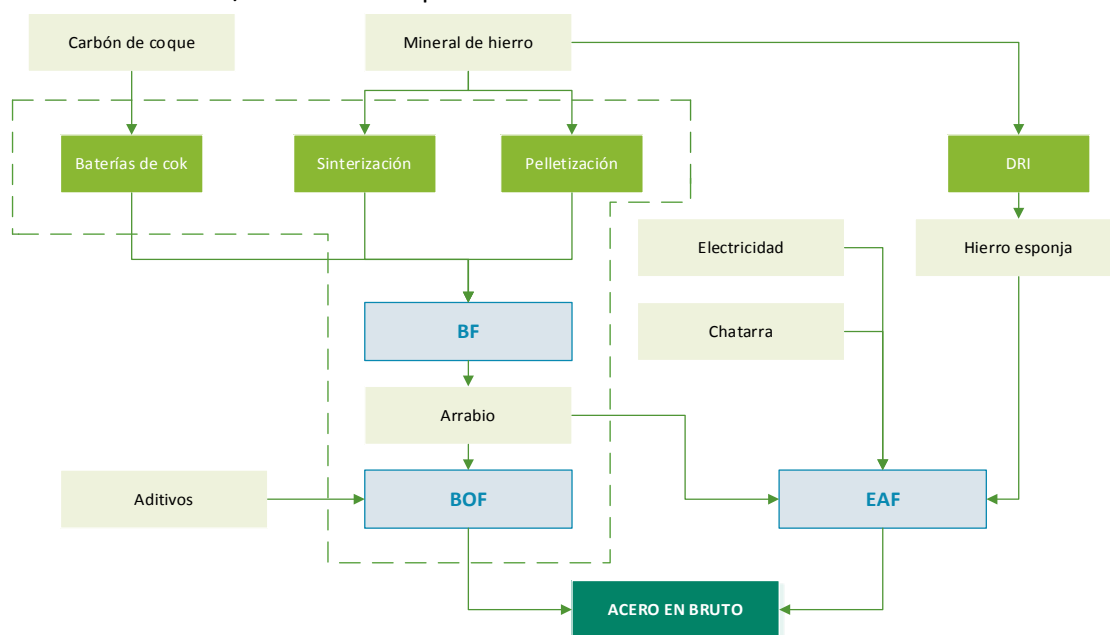


Figura 1.1-Proceso de producción del acero. Fuente: Elaboración propia en base a Santamaría, et al. (2014).

En la figura 1.1 se muestra el diagrama de flujo del proceso de producción de acero, y se puede observar como ambas rutas pueden utilizar arrabio y chatarra como materia prima. El arrabio se produce a partir de mineral de hierro (como sinterización o pellets), que se reduce con coque a partir del carbón. El proceso se lleva a cabo en un alto horno, y es el proceso intensivo de energía más importante en la fabricación de acero. El mineral de hierro también se puede reducir sin coque, en lo que se denomina hierro de reducción directa (DRI, según sus siglas en inglés Direct Reduced Iron), obteniéndose lo que se denomina hierro esponja.

El arrabio se transforma en acero al someterse a una corriente de oxígeno, en el Convertidor al Oxígeno, o a través de hornos de arco eléctrico. La ruta EAF está diseñada para utilizar chatarra en lugar de arrabio (aunque se pueden utilizar ambos), produciéndose la fusión de la carga por el calor producido por el arco eléctrico establecido entre los electrodos y la carga. Cada tecnología tiene diferentes eficiencias, debido a sus diferentes parámetros de diseño (Santamaría, et al., 2014).

1.1.2. INDUSTRIA DEL CEMENTO

La industria del cemento es el mayor emisor de CO₂ del sector industrial en España después del sector de la energía, con alrededor del 6% del total de las emisiones de CO₂ en España. Sus emisiones aumentaron hasta 2007, momento en el que la crisis de la vivienda primero, y la crisis financiera más tarde, se hicieron sentir. El RCDE al parecer no ha influido mucho en esto, según Cook (2011).

El proceso de fabricación del cemento empieza con la descomposición del carbonato cálcico (CaCO_3), previamente triturado, a unos 900°C dando óxido cálcico (CaO) y liberando dióxido de carbono (CO_2), denominándose este proceso calcinación o descarbonatación. Le sigue el proceso de clinkerización en el que el óxido de calcio reacciona a alta temperatura ($1.400\text{-}1.500^\circ\text{C}$) con sílice, alúmina y óxido de hierro formándose el clínker. El clínker se muele conjuntamente con yeso y otras adiciones para producir el cemento.

Los cuatro procesos para la fabricación del cemento son: procesos secos, semisecos, semihúmedos y húmedos. La elección del proceso tiene una gran importancia y viene determinada por el estado de las materias primas (secas o húmedas).

- *En el proceso seco*, las materias primas son trituradas y secadas para formar el crudo o harina. El crudo se alimenta a un horno con precalentador o con precalcinador, o más raramente, a un horno largo de vía seca.
- *En el proceso semisecho*, la harina seca se peletiza (granula) con agua y alimenta un precalentador de parrilla delante del horno o un horno largo equipado con cadenas.
- *En el proceso semihúmedo*, la pasta de crudo y agua, es escurrida en filtros prensa. Las tortas del filtro son extruídas en forma de gránulos que alimentan bien a un precalentador de parrilla, o bien directamente a un secador de tortas filtrado para la producción de crudo.
- *En el proceso húmedo*, las materias primas (a menudo con alto contenido en humedad) se muelen con agua para formar una pasta bombeable. La pasta es alimentada directamente al horno, o previamente se pasa por un secador de pasta.

En Europa, más del 75% de la producción es en vía seca. En España es del 93%: de los 58 hornos existentes 47 son de vía seca. Los procesos húmedos consumen más energía. Las plantas que emplean procesos húmedos lo suelen hacer porque tienen materias primas húmedas. En España, hay 5 hornos de vía húmeda (3% de la capacidad de producción) y 6 hornos de vía semiseca (4% de la capacidad de producción) (Sanjuán Barbudo y Chinchón Yepes, 2007).

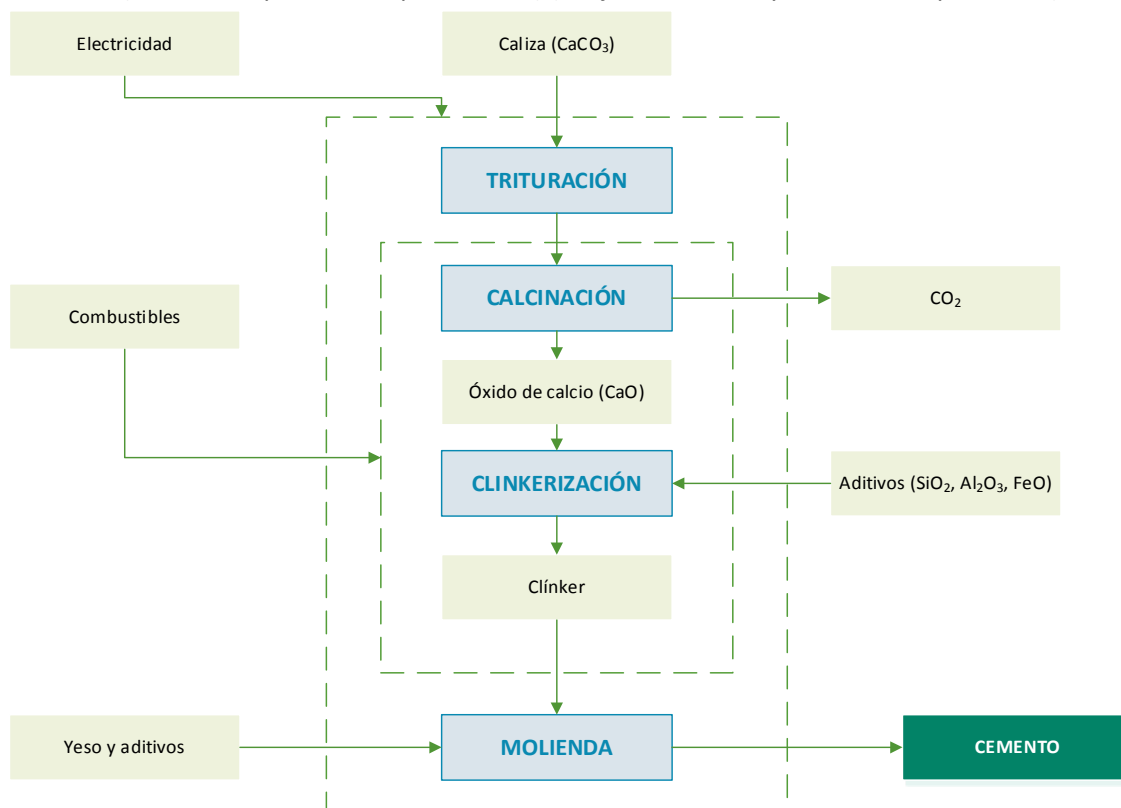


Figura 1.2-Proceso de producción del cemento. Fuente: Elaboración propia en base a Santamaría, et al. (2014).

La producción de clínker es la fase más intensiva en carbono de la producción de cemento. Mientras que la producción de clínker genera en promedio 0,8 tCO₂/t de clínker, la producción de cemento tiene cero emisiones directas. Las emisiones indirectas son causadas por los molinos eléctricos, que muelen el clínker y otras adiciones tales como escoria y cenizas volantes (Santamaría, et al., 2014).

La mayor parte del consumo de energía para la fabricación de cemento se da en la descarbonatación y la clinkerización de las materias primas (cerca del 90% de la energía total). La energía eléctrica se consume en la molienda (75% de la energía eléctrica total) y la impulsión de gases y el transporte de materiales (25%). Los costes energéticos -combustibles y electricidad- suponen un 30% de los costes de fabricación.

El consumo energético en la fabricación de clínker está relacionado con la humedad de las materias primas y las reacciones químicas de formación del clínker. El proceso de cocción de las materias primas requiere, teóricamente, de 1.700 a 1.800 MJ/tonelada de clínker. Sin embargo, los diferentes tipos de hornos consumen más (véase tabla 1.3).

Tabla 1.3-Consumo energético de los hornos de cemento. Fuente: Sanjuán Barbudo y Chinchón Yepes (2007).

Consumo energético (MJ/tonelada de clínker)	Tipos de hornos
2900-3200	Vía seca, con precalentador de ciclones y precalentador
3100-4200	Vías secas, con precalentador de ciclones
3300-4500	Vía semiseca o semihúmeda
Hasta 5000	Hornos largos vía seca
5000-6000	Vía húmeda

El consumo de electricidad varía entre 90 y 130 kWh/tonelada de cemento y depende de la molturación de los materiales, la eficiencia energética de los molinos y la finura (Sanjuán Barbudo y Chinchón Yepes, 2007).

1.1.3. INDUSTRIA DE LA PULPA Y EL PAPEL

La industria de pulpa y papel en Europa representa aproximadamente una cuarta parte de la producción mundial, más de 92 millones de toneladas de papel y cartón y más de 38 millones de toneladas de celulosa al año (CEPI, 2013), siendo los principales países productores Finlandia, Suecia y Alemania.

Las principales materias primas en la industria papelera son la pulpa mecánica y química (pulpa de celulosa), el papel reciclado y productos químicos que son mezclados en diferentes proporciones dependiendo de la calidad del papel (Lund, 2007).

Existen dos principales procesos para la obtención de la pulpa, de forma mecánica o de forma química.

- **Pulpa mecánica:** la madera es triturada mediante una piedra de molienda lubricada con agua. El calor generado por la molienda separa las fibras de celulosa de la madera, que están unidas por la lignina. Algunos métodos mecánicos precalientan las astillas de madera para ablandarlas (termo-mecánica), utilizan productos químicos (quimio-mecánica) o ambas cosas (quimio-termo-mecánica). Después de la molienda, la pulpa se clasifica mediante el cribado en diferentes grados de adecuación. Entonces puede ser blanqueada con peróxido para su uso en productos de mayor valor añadido.
- **Pulpa química:** los troncos se cortan primero en astillas de madera y posteriormente se cocinan con productos químicos (sosa cáustica y sulfato de sodio) a alta presión. Al cocerse se elimina la lignina y se separa la madera en fibras de celulosa. La sustancia

resultante contiene fibras sueltas pero intactas, que mantienen su fuerza. Durante el proceso, aproximadamente la mitad de la madera se disuelve en lo que se llama licor negro. La pulpa cocida se lava a continuación y se tamiza para lograr una calidad más uniforme. El licor negro se separa de la pulpa antes de que comience el proceso de blanqueo (Paper Online, s.f.).

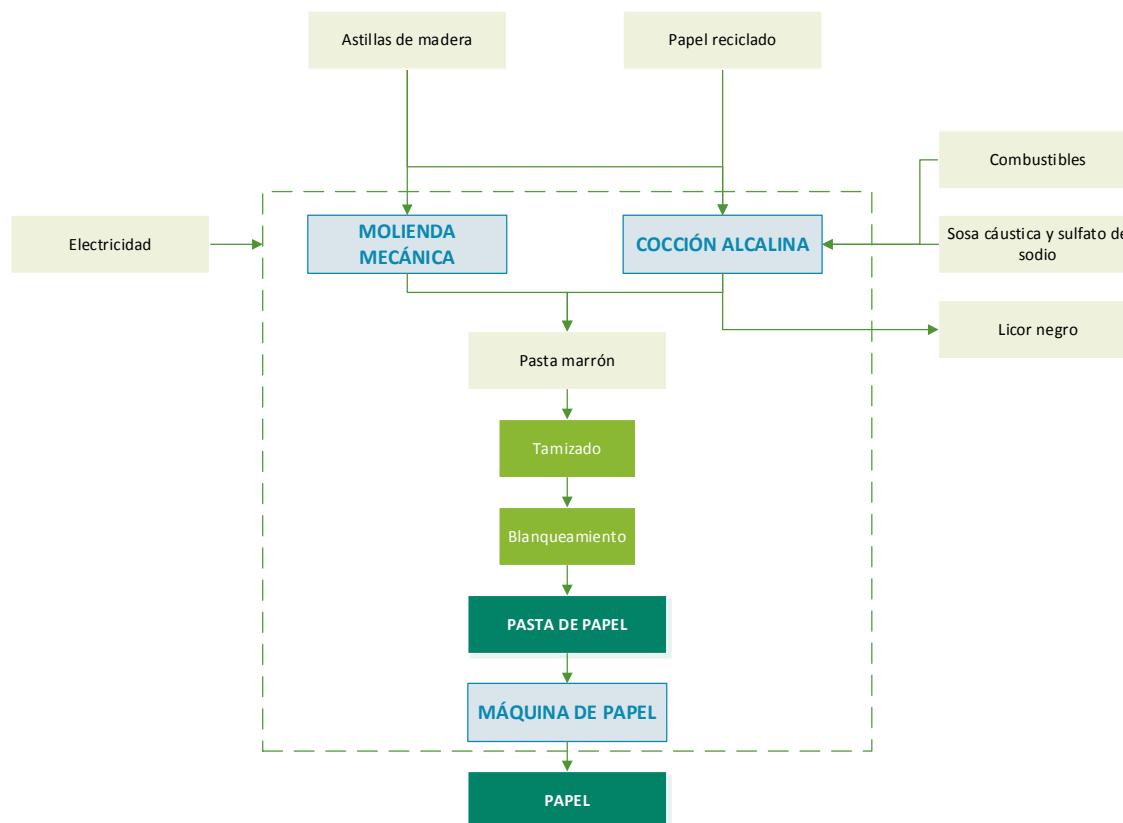
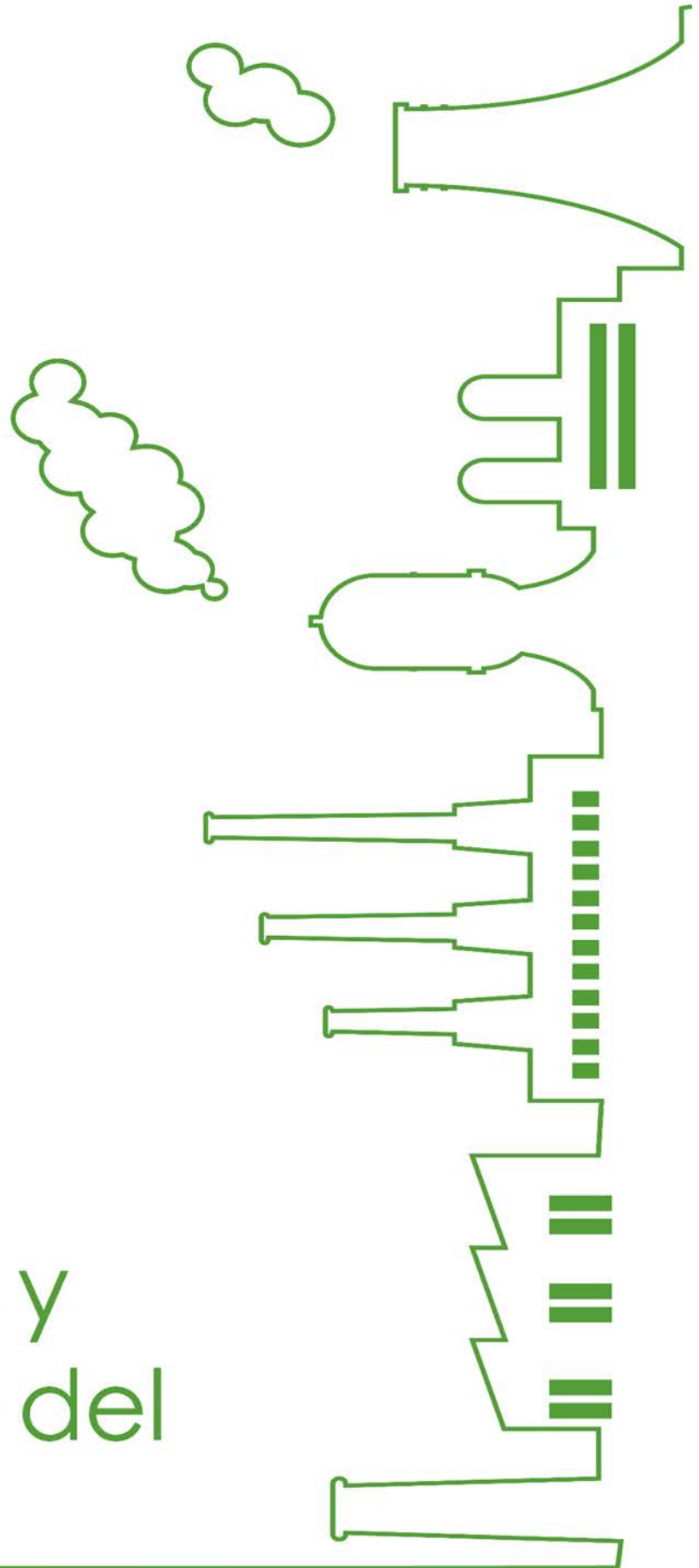


Figura 1.3-Proceso de fabricación de la pulpa y el papel. Fuente: Elaboración propia.

Para fabricar el papel, las fibras de celulosa -vírgenes o recicladas- se mezclan con agua en un gran recipiente llamado pulper, y esa mezcla pasa a la máquina papelera. En la máquina, la mezcla de agua y fibras se coloca sobre una larga banda conducida por rodillos. A continuación se va retirando el agua por varios procedimientos: gravedad, vacío, presión y secado. Y finalmente se obtiene una enorme hoja de papel, que se enrolla para formar una bobina (ASPAPPEL, s.f.).

El proceso mecánico de la pulpa es muy intensivo en electricidad, alcanzando de 2,1 a 3,3 MWh/tonelada, pero el rendimiento de la biomasa utilizada como materia prima logra que resulte mucho más eficiente. La pulpa química es más autosuficiente energéticamente ya que parte de la biomasa se utiliza en la producción interna de energía. El consumo específico de electricidad es de 0,6-0,7 MWh/tonelada y el de calor de 10-12 GJ/tonelada. La fabricación final del papel a partir de la pulpa requiere de 0,6-0,8 MWh/tonelada de electricidad dependiendo de la calidad de papel (VTT Processes, 2004).

2



Objetivo y
alcance del
estudio

2. OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

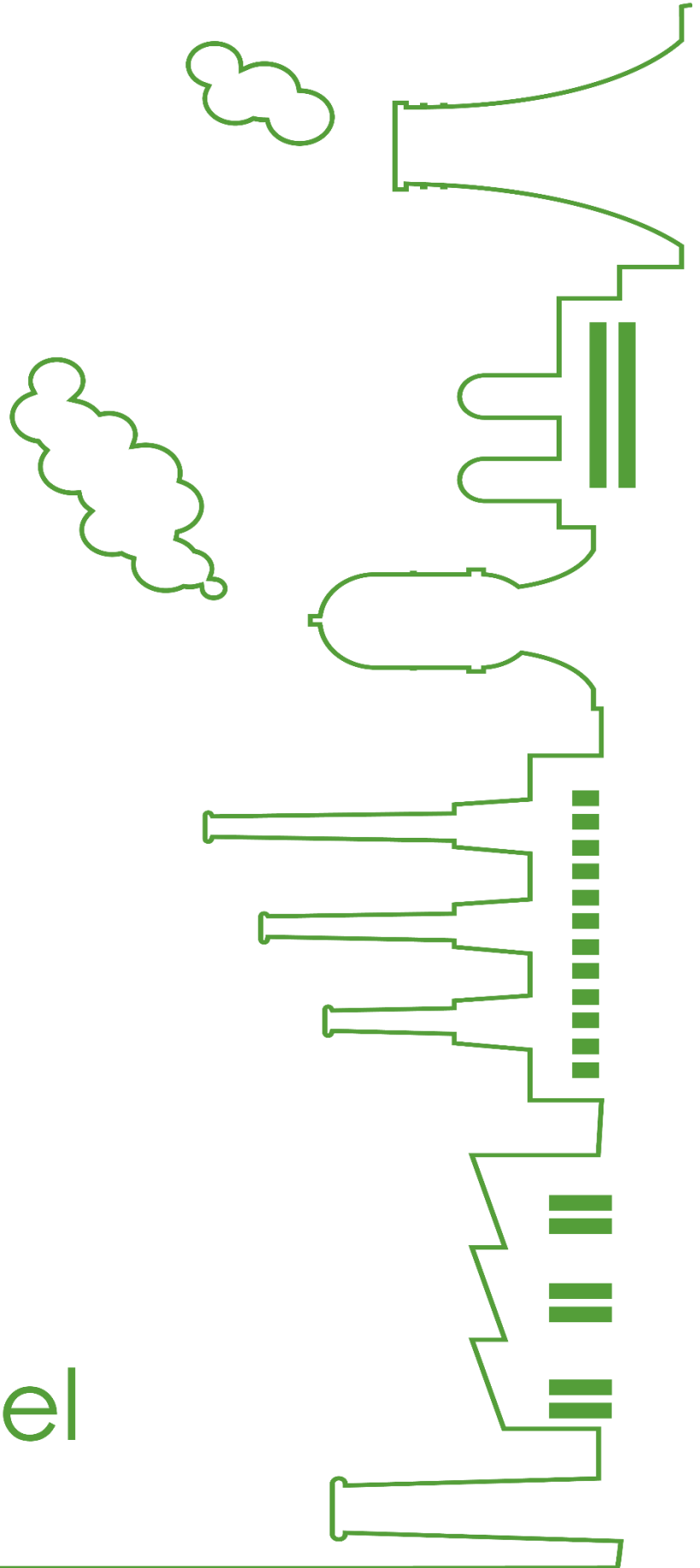
La competitividad a nivel nacional, y más aún a nivel internacional, de los sectores industriales es muy sensible a cualquier alteración en los costes productivos. La aparición de normas cada vez más estrictas en materia de protección de medio ambiente y clima, como puede ser el régimen de comercio de derechos de emisión europeo (RCDE), puede repercutir de forma negativa en su competitividad.

En las industrias de alto consumo energético se intensifican más aún los efectos negativos, pudiendo resultar críticos para la supervivencia de algunas de estas. Los costes asociados a los requisitos de reducción de CO₂ establecidos en la Directiva de la UE afectan directamente a los sectores contemplados en la misma. Sin embargo, las industrias intensivas en electricidad que no entran en el ámbito de aplicación del RCDE, como es el caso de la industria cloro-álcali, también se ven afectadas de manera indirecta dado el traspaso del sobre coste del RCDE en el sector eléctrico a los consumidores.

Las industrias intensivas en electricidad fuera de la RCDE pueden llegar a tener un impacto económico superior al 10% del valor de producción. El objetivo de este trabajo es estudiar las posibles consecuencias que tendría dicho impacto en el sector de la industria del cloro-álcali, de acuerdo con las premisas anteriores. Para lograr dicho objetivo, se abordarán de forma estructurada los diferentes aspectos involucrados en la competitividad de la industria del cloro-álcali desde el punto de vista energético, centrándose en el precio de la electricidad y de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Los aspectos abordados se organizan de acuerdo a los siguientes apartados:

- **Estado del arte de la industria del cloro-álcali**, incluyendo un análisis de la situación actual del sector analizando el contexto socioeconómico, técnico y energético; así como una investigación de la literatura científica relativa al objeto de este estudio.
- **Marco de las políticas climáticas y energéticas**, analizándose las diferentes normativas climáticas a niveles internacionales, comunitarios y nacionales; así como las políticas energéticas y su interacción con las climáticas dada la estrecha relación existente entre ellas.
- **Análisis del precio de los derechos de emisión y de la electricidad**, examinándose la determinación de los precios de los derechos de emisión y su evolución debido a los factores influyentes, además de su influencia en el precio de la electricidad.
- **Estimación de los costes del RCDE en la industria cloro-álcali**, analizándose los resultados obtenidos tras la previa estimación los costes asociados al RCDE en la industria cloro-álcali y la compensación recibida por tratarse un sector en peligro de “fuga de carbono”.

3



Estado del
arte

3. ESTADO DEL ARTE DE LA INDUSTRIA CLORO-ÁLCALI

3.1. Industria del cloro-álcali

La producción de cloro es uno de los principales sectores de la industria química mundial. Según el Consejo Mundial del Cloro (2012), la capacidad de producción anual de cloro en el mundo se estima en alrededor de 60 millones de toneladas métricas. Hoy en día, el cloro juega un papel clave en muchas industrias, como se indica en la tabla 3.1.

Tabla 3.1-Aplicaciones del cloro. Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

Industria	Aplicación
Industria de la pulpa y el papel	El cloro y sus compuestos se utilizan para blanquear la pasta de madera durante el proceso de producción del papel.
Producción de químicos orgánicos	El cloro se utiliza para la producción de dicloruro de etileno, glicerina, glicoles, disolventes clorados y metanos clorados.
Industria del plástico	El cloro se utiliza para la fabricación de plásticos, especialmente cloruro de polivinilo (PVC), que se utiliza ampliamente en la edificación y la construcción, envasado, y muchos otros artículos.
Pesticidas	El 95% de todos los pesticidas se producen usando cloro.
Disolventes industriales	Una variedad de compuestos clorados se utilizan como disolventes industriales, incluyendo el ingrediente principal utilizado en la limpieza en seco.
Tratamiento del agua	El cloro se utiliza en el 98% de todas las plantas de tratamiento de agua del mundo.
Farmacéutica	El 95% de todas las farmacéuticas usa cloro en algún punto de su proceso de producción
Otras aplicaciones relevantes	Blanqueadores domésticos, retardantes de llama, aditivos alimenticios, refrigerantes, aislamientos, fabricación de chips para ordenadores y desinfectantes hospitalarios entre otros.

El cloro tiene un conjunto muy amplio de aplicaciones, como se expone en la tabla 3.1 o el gráfico 3.1. La industria del PVC representa el 30% de la demanda total de cloro y, debido a sus múltiples usos dentro de sectores fundamentales, como la construcción, automoción, informática y embalajes, a menudo es visto como el principal motor de la demanda mundial de cloro.

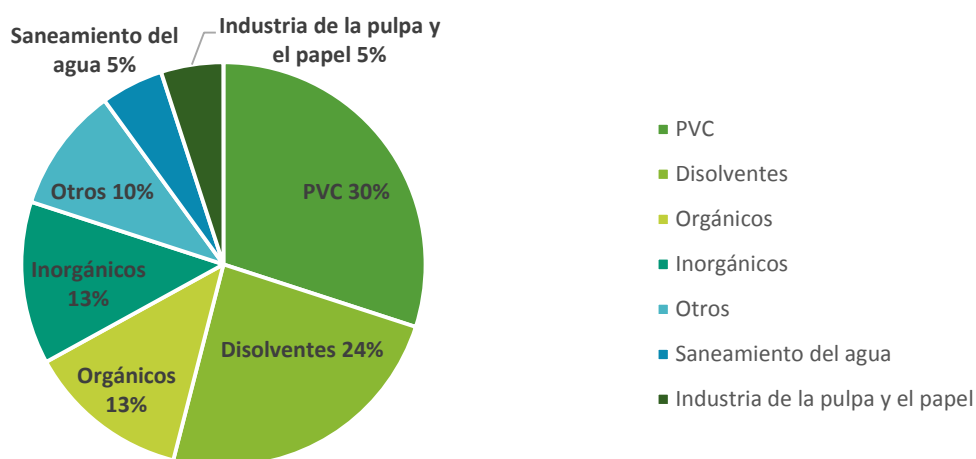


Gráfico 3.1-Aplicaciones del cloro por sector (2012). Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

Más del 55% del sector químico en los países de la UE-27 y la Asociación Europea de Libre Comercio (AELC) utiliza los productos de base de la industria cloro-álcali, por lo que tiene gran importancia en la cadena de suministro del sector. Según Brinkmann, et al. (2014), el empleo directo generado por esta industria es de 39.000 puestos de trabajo, ascendiendo a casi 2 millones si se consideran puestos directos e indirectos de las diferentes actividades aguas abajo. La capacidad total de producción de cloro y sus coproductos (hidróxido de sodio e hidrógeno) dentro de la UE-27 y la AELC durante 2012 fue de 12,2 Mt/año, repartida en 72 plantas de 19 estados miembros diferentes (véase tabla 3.2). El Estado miembro con la mayor capacidad de producción es, de lejos, Alemania, con una capacidad de 5,2 millones de toneladas (19 plantas, un 42,5% de la capacidad de la UE).

Tabla 3.2-Número de plantas y capacidad en la UE-27 por país (2013). Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

País	Capacidad (kt)	Nº de plantas	Porcentaje de la capacidad de la UE (%)
Alemania	5.187	19	42,49
Francia	1.419	10	11,62
Bélgica	1.034	3	8,47
Países Bajos	847	3	6,94
España	744	9	6,09
Reino Unido	729	2	5,97
Italia	426	6	3,15
Rumania	384	2	3,15
Polonia	339	3	2,78
Hungría	291	1	2,38
República Checa	196	2	1,61
Portugal	142	2	1,16
Suecia	120	1	0,98
Finlandia	115	2	0,94
Eslovaquia	76	1	0,62
Austria	70	1	0,57
Grecia	64	3	0,52
Eslovenia	16	1	0,13
Irlanda	9	1	0,07
Total UE-27	12.208	72	100

La cadena de valor del cloro presenta un alto grado de integración vertical entre los agentes aguas arriba y aguas abajo. Los factores clave que determinan el grado de integración vertical son los altos costes de transporte y la ausencia de un mercado adecuado para el cloro como tal. De hecho, el cloro se utiliza casi exclusivamente como un producto intermedio ya que las industrias aguas abajo en la cadena de valor (por ejemplo, los productores de PVC) producen ellos mismos la mayor parte del cloro que se requiere como insumo en el proceso de producción. Por tanto, el valor añadido a través de la cadena de valor se determina por las industrias de transformación, que procesan el cloro y lo utilizan como materia prima para la producción de diferentes productos de consumo (Egenhofer y Schrefler, 2014).

La industria cloro-álcali mediante su proceso de electrólisis produce en proporciones fijas cloro, hidróxido sódico e hidrógeno, lo que supone un problema debido a que cada uno de los productos tiene un uso final y unas dinámicas de mercado muy diferentes. Esto se traduce en fluctuaciones importantes de los precios en el mercado, por lo que el producto principal obtenido a partir de este proceso difiere en función de la demanda dominante. En lo que respecta al cloro, su demanda es altamente procíclica dada su dependencia de sectores cuya

expansión esta correlacionada con el nivel de actividad económica general. Por otra parte, la sosa cáustica es un producto base en otros procesos productivos, cuando su precio es bajo puede ser sustitutivo del carbonato sódico, aumentando su demanda. Esta elasticidad en su uso hace que se vea menos afectado por posibles recesiones.



Figura 3.1-Cadena de valor del cloro. Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

Además de diferencias en el precio y la demanda, los coproductos de la industria cloro-álcali también difieren en su transporte y comercialización, mientras que la sosa cáustica se comercializa a nivel mundial, prácticamente la totalidad del cloro producido se utiliza en el lugar donde se fabrica. Debido a sus propiedades peligrosas, la capacidad de importación y exportación del cloro se ve reducida por problemas de transporte (Parker y Blodgett, 2008). La forma en la se transporta y negocia a través de largas distancias es transformándolo en derivados clorados, como por ejemplo dicloroetano (EDC), cloruro de vinilo (VCM) y cloruro de polivinilo (PVC).

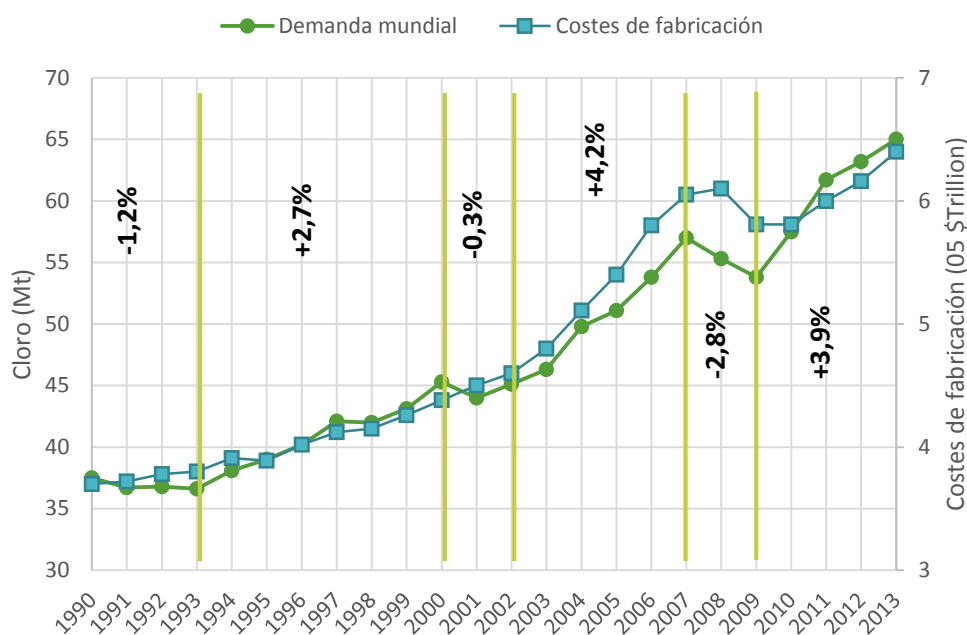


Gráfico 3.2-Demanda mundial de cloro y costes de fabricación (1990-2013). Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

El consumo final de cloro más importante se produce en la cadena de vinilo, responsable de aproximadamente 34% del consumo mundial en 2014. La denominada cadena del vinilo comienza con la utilización del cloro para la producción de EDC, éste a su vez se utiliza en la

fabricación de VCM, que posteriormente se transforma en PVC como producto final. Existiendo una estrecha relación entre la demanda de PVC y la construcción, se puede concluir que el consumo del cloro se impulsa por la industria de la construcción, que depende en gran medida del crecimiento económico mundial.

Los mercados globales y altamente competitivos de los derivados clorados hacen que producir en Europa tenga una rentabilidad reducida. Esto puede estimular inversiones en otras regiones como China y exportar a Europa los productos. La incorporación de medidas como el sistema de comercio de derechos de emisión y el aumento del precio de la electricidad pueden ralentizar, e incluso paralizar, las inversiones en la industria cloro-álcali europea, favoreciendo la deslocalización. Euro Chlor (2014) afirma que este impacto además de la industria cloro-álcali, afectará a las operaciones y empleo de otras industrias del sector químico, dada la importancia del cloro como materia prima o intermediario en gran número de procesos químicos.

En el gráfico 3.2 se puede observar la evolución de la demanda mundial y costes de fabricación del cloro durante el periodo 1990-2013. Se determina que la demanda ha aumentado de forma constante, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2,4%, salvo dos ocasiones puntuales correspondientes a fuertes recesiones económicas a nivel mundial.

A nivel industrial, prácticamente todo el cloro se produce haciendo pasar electricidad a través de una solución de salmuera, sal común disuelta en agua. Este proceso se denomina electrólisis. La reacción química generada por la electrólisis de las tres materias primas en la base de este proceso (es decir, sal, agua y electricidad) genera cloro y también otros dos subproductos: sosa cáustica (hidróxido de sodio o NaOH) e hidrógeno (H_2). Esta combinación de productos se obtiene en una relación fija de 1 tonelada de cloro, 1,1 toneladas de sosa cáustica y 0,03 toneladas de hidrógeno; que se denomina Unidad Electroquímica (ECU, por sus siglas en inglés *Electrochemical Unit*). Tanto la sosa cáustica como el hidrógeno tienen importantes aplicaciones en otros sectores industriales, ya que, a pesar de su alta reactividad, el desarrollo de tecnologías eficientes ha permitido la separación de estas tres sustancias permitiendo su uso en procesos industriales adicionales.

Existen tres principales tecnologías para la producción industrial de cloro:

- **Proceso de celda de mercurio:** en este caso, la salmuera pasa a través de una cámara que tiene un electrodo de carbono (el ánodo) suspendido desde la parte superior. El mercurio fluye a lo largo del suelo de esta cámara y actúa como cátodo. Cuando se aplica una corriente eléctrica al circuito, los iones de cloruro en el electrolito se oxidan para formar gas de cloro.

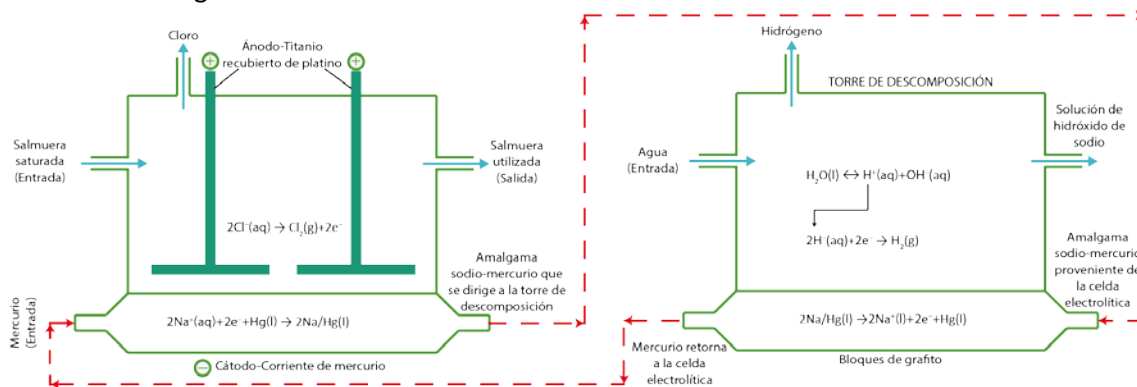


Figura 3.2-Proceso químico de la celda de mercurio. Fuente: Elaboración propia en base a IHS.

- **Proceso de celda de diafragma:** un diafragma poroso divide la celda electrolítica, que contiene salmuera, en un compartimiento anódico y un compartimiento de cátodo. La salmuera se introduce en el compartimiento del ánodo y fluye a través del diafragma en

el compartimiento del cátodo. Cuando una corriente eléctrica pasa a través de la salmuera, los iones de cloro de la sal y los iones de sodio se mueven a los electrodos y el gas cloro se produce en el ánodo.

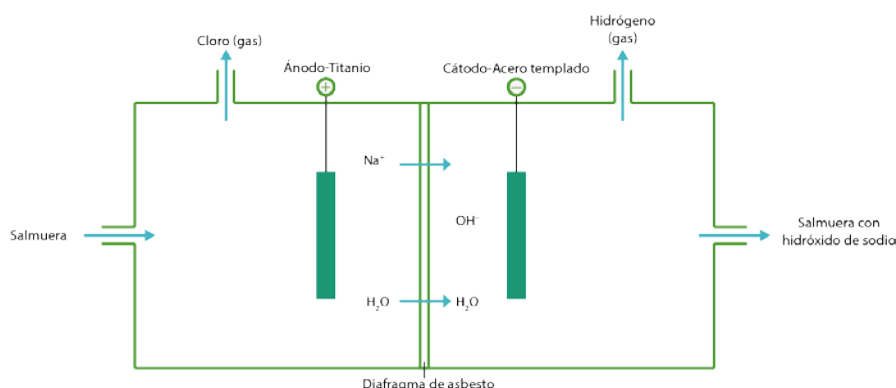


Figura 3.3-Proceso químico de la celda de diafragma. Fuente: Elaboración propia en base a IHS.

- Proceso de celda de membrana: la membrana celular es muy similar a la celda de diafragma, y ocurren las mismas reacciones. La principal diferencia con el proceso anterior es que los dos electrodos están separados por una membrana selectiva de iones, en lugar de un diafragma. Entre las tres tecnologías disponibles, esta es el más eficiente energéticamente y el que tiene los costes de operación más bajos.

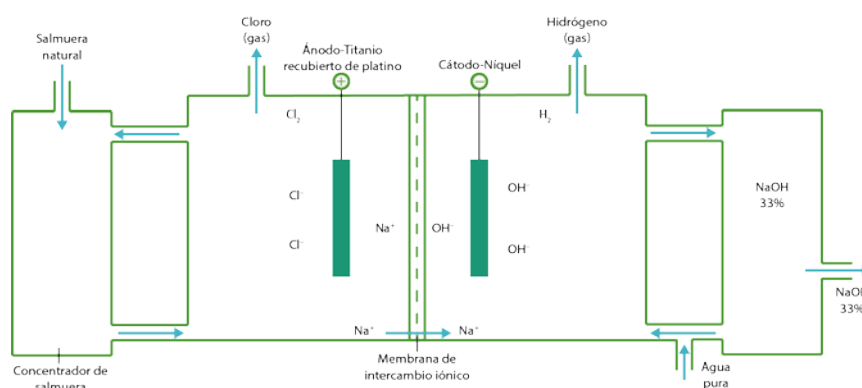


Figura 3.4-Proceso químico de la celda de membrana. Fuente: Elaboración propia en base a IHS.

En la tabla 3.3 se muestra la parte de la capacidad total instalada de cloro en Europa según las tres tecnologías de producción de cloro disponibles.

Tabla 3.3-Capacidad de producción de cloro en la UE-27 según tecnologías disponibles (2013). Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

Tecnología	Capacidad (kt)	Porcentaje del total de la UE (%)
Celda de diafragma	1.635	13
Celda de diafragma	3.484	29
Celda de diafragma	6.788	55
Otras	376	33
Total	12.283	100

La producción de cloro es una actividad intensiva en energía. El insumo clave para el proceso de producción, independientemente de la tecnología específica aplicada en cada planta, es la electricidad. Alrededor del 90% de la electricidad total utilizada para la electrolisis de cloro se utiliza como materia prima, mientras que el 10% restante se utiliza para las bombas de operación, iluminación, compresores y otros equipos necesarios. Como resultado, la electricidad es un factor clave en los costes para la industria del cloro, ya que representa aproximadamente el 50% del coste total de la caja de producción (Euro Chlor, 2010). Tanto física como

químicamente, la corriente eléctrica es esencial para la reacción de los cloruros alcalinos y prácticamente no existen opciones viables para producir cloro a escala industrial sin recurrir a la electricidad. En el gráfico 3.3 se pone de relieve el papel clave de los costes de la electricidad en el manejo del coste total de la producción de cloro y en última instancia, en la conformación de la competitividad internacional de diferentes áreas geográficas. Según IHS (2013), el diferencial de precios de la electricidad entre América del Norte y Europa Occidental, que está en el rango de 4,5 céntimos de dólar por kW/h, es un factor clave en la determinación de una diferencia de precios entre las dos regiones de aproximadamente 161 USD por tonelada de unidad electroquímica (ECU, por sus siglas en inglés Electrochemical Unit) (Egenhofer y Schrefler, 2014).

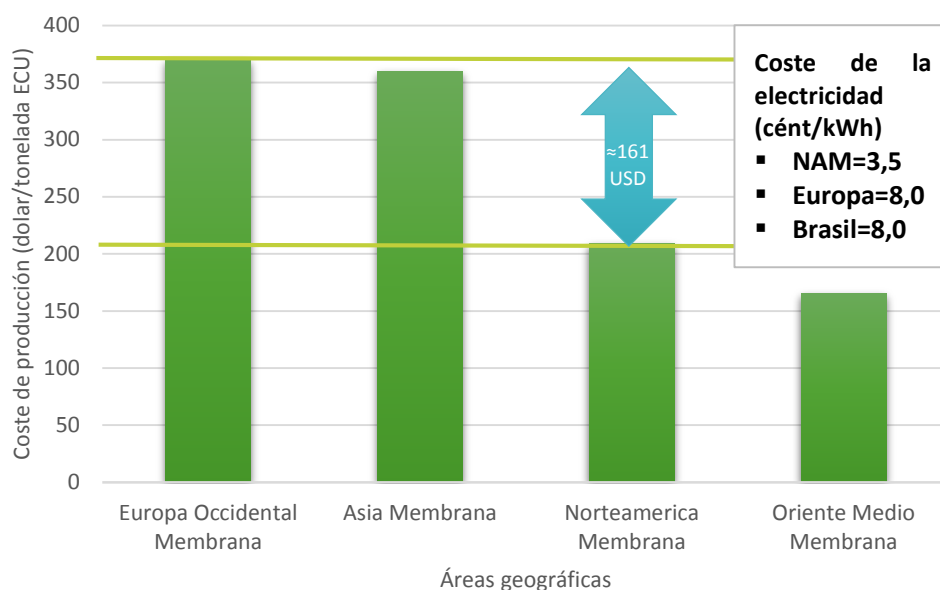


Gráfico 3.3-Coste de producción mundial del cloro (celda de membrana) según áreas geográficas (2012). Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

La celda de mercurio es la tecnología más antigua y representa casi el 5% de la capacidad mundial (véase el gráfico 3.4). De los tres procesos, el proceso de mercurio utiliza la mayor cantidad de electricidad y es la tecnología disponible menos eficiente para la producción de cloro. El uso de la tecnología de mercurio además requiere de medidas para prevenir la perjudicial liberación del mercurio en el medio ambiente. Los productores de cloro están cambiando cada vez más hacia la tecnología de celda de membrana (véase el gráfico 3.5), que tiene mucho menos impacto en el medio ambiente y es la más rentable en el largo plazo (PNUMA, 2012).

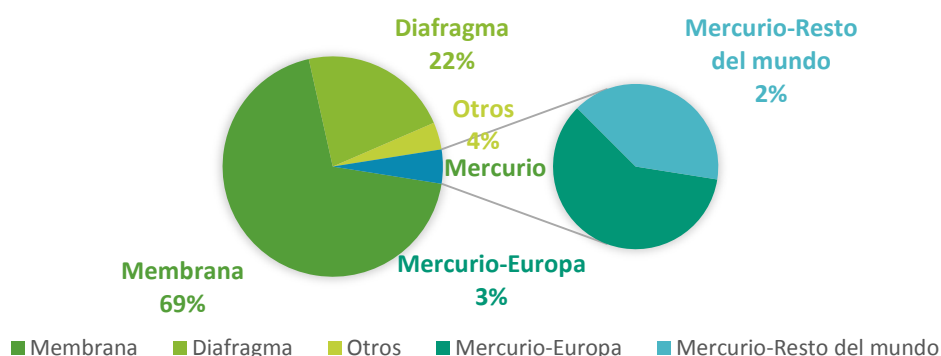


Gráfico 3.4-Capacidad mundial de cloro según tecnología de producción (2013). Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

El consumo de energía en la industria química europea es de alrededor de 130 Mtep, representando el 3% del consumo mundial de energía y 12% en el caso de la Unión Europea. Aunque esta industria ha aumentado su eficiencia energética, consiguiendo así un consumo energético por unidad de producción menor (Tomás, et al., 2010), sigue siendo un factor importante dentro de los costes operativos.

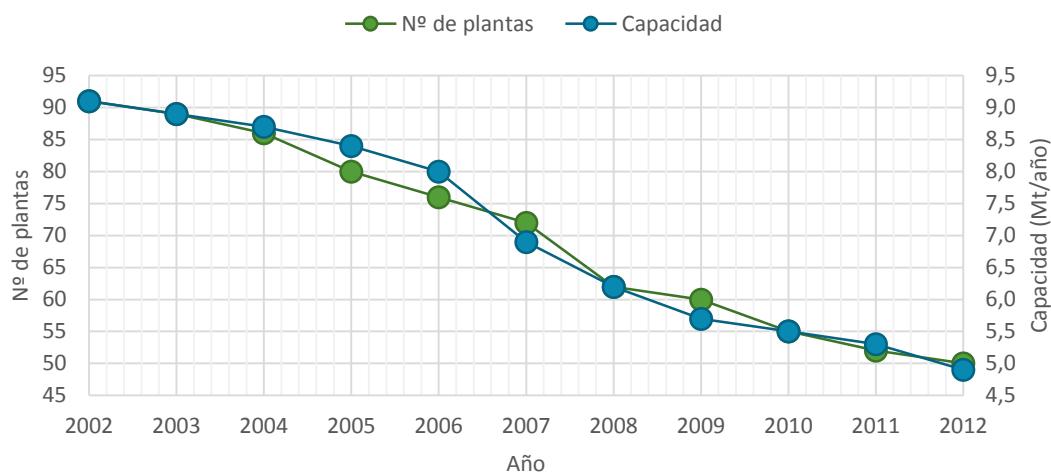


Gráfico 3.5-Número de plantas y capacidad usando la tecnología de celda de mercurio en el mundo (2002-2012).
Fuente: Egenhofer y Schrefler (2014).

En términos cuantitativos, la reducción en el consumo energético se ha reducido un 20%, a la vez que se ha experimentado un incremento de la producción de un 60% entre 1990 y 2012. Se puede apreciar esta evolución en el gráfico 3.6. Según Ecofys y Cefic (2013) las mejoras en la eficiencia energética y en los procesos continuos, junto con la aplicación de cogeneración para satisfacer en cierta medida la demanda de electricidad y calor, han hecho posible la reducción de la intensidad energética.

Entre 1990 y 2012 la producción de la industria química europea ha aumentado un 2,1%, mientras que el consumo de energía y la intensidad energética han disminuido un 0,8% y 2,9%, respectivamente (Cefic, 2014).

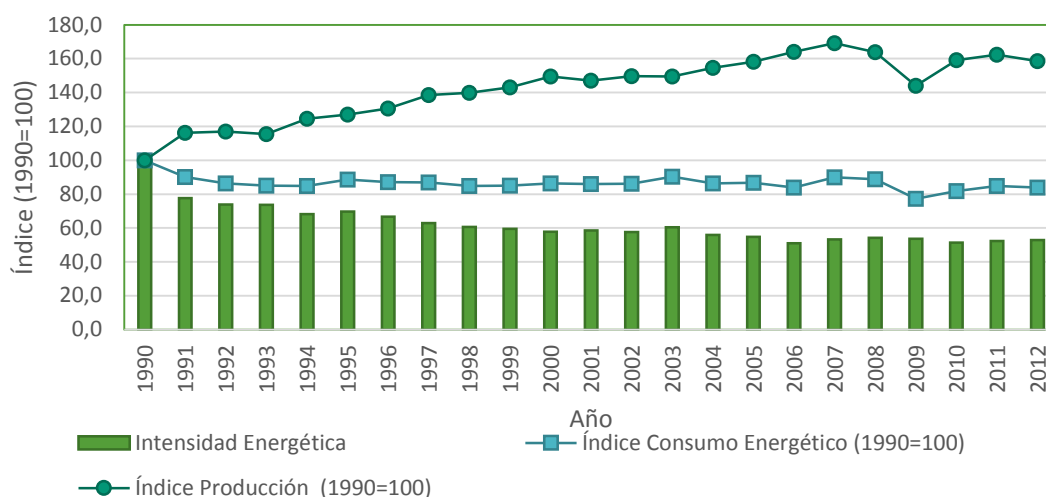


Gráfico 3.6-Evolución de la producción de químicos, consumo energético e intensidad energética en la industria química europea (1990-2012). Fuente: Cefic (2014).

La relación entre los costes energéticos y el valor de la producción, permite establecer que la electricidad constituye un gasto que varía entre 2,5 y más del 5% del valor de producción, llegando incluso a valores de 4,5-8% si se tiene en cuenta todo el aporte de energía. Respecto a

los demás sectores de la industria de fabricación de la UE-25, la proporción de la electricidad y la energía en el valor total de producción es de 2,5% y 4,5%, respectivamente.

En la tabla 3.4 se encuentra una comparación de la importancia relativa de la energía y la electricidad para algunos de los sectores intensivos en energía en Finlandia (industrias más intensivas en energía de la OCDE), UE-25 y EEUU. Hay que destacar que se trata de valores promedios dado que el peso de la energía, en función de los procesos utilizados, así como de la eficiencia energética, puede variar incluso en el mismo sector industrial.

Tabla 3.4-Coste de la energía en porcentaje del valor de producción. Fuente: CE (2005).

Sector	Finlandia		UE-25		EEUU
	Energía	Elec.	Energía	Elec.	Energía
Manufactura	3,8	1,4	4,5	2,5	n.a.
Papel	7,6	4,4	5,1	4,1	4,6
Químico	5,9	3,8	6,9	5,8	5,0
Metales básicos	4,5	2,7	8,0	5,1	7,7 (acero)

Durante las dos últimas décadas, la industria química, incluyendo los productos farmacéuticos, ha hecho un enorme esfuerzo por minimizar el impacto ambiental de su producción. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por unidad de consumo de energía cayeron un 46% entre 1990 y 2012, mientras que la intensidad de emisión de GEI (emisiones de GEI por unidad de producción) se redujo en un 71% para el mismo período.

Cefic (2014) expone que los objetivos de reducción de emisiones de GEI no deben afectar a la competitividad de la economía europea. Sin embargo, no se proporciona igualdad de condiciones para ciertos sectores intensivos en energía, como la industria química; que se ven penalizados por costes directos e indirectos de las políticas climáticas, aun siendo los más eficientes.

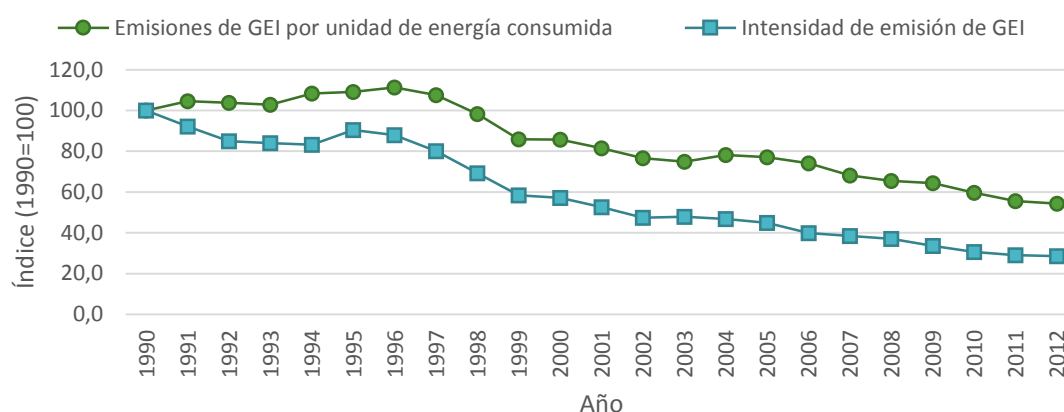


Gráfico 3.7-Evolución de las emisiones de GEI por unidad de consumo energético y por unidad de producción en la industria química europea (1990-2012). Fuente: Cefic (2014).

Ecofys y Cefic (2013) proporcionan en su informe unas estimaciones de las emisiones en el sector químico en 2010 en base a los consumos de energía finales. Se tiene así unas emisiones de 132 Mt de CO₂ para la generación de calor (combustión); 43 Mt de CO₂ provenientes de emisiones de proceso (como por ejemplo N₂O de ácido nítrico); y 59 Mt de CO₂e debido a emisiones indirectas (electricidad). El total supone 235 Mt de CO₂, equivalentes al 5% del total de emisiones de GEI de la UE en 2010.

Según O'Brien, et al. (2005) los tres principales factores que influyen en el crecimiento de la industria del cloro-álcali son la demanda del mercado, las preocupaciones y limitaciones ambientales, y los precios de la energía. La energía eléctrica es una materia prima para la

producción de cloro-álcali, y su precio tiene un impacto sustancial en el coste de producción, alrededor del 50%. Por lo tanto, es un factor crítico para la competitividad global de los productores europeos.

Euro Chlor expresa el consumo energético necesario para la producción de cloro como un porcentaje comparado con el valor 2011. En el gráfico 3.8 se muestra la tendencia decreciente en materia de consumo energético en la industria cloro-álcali.

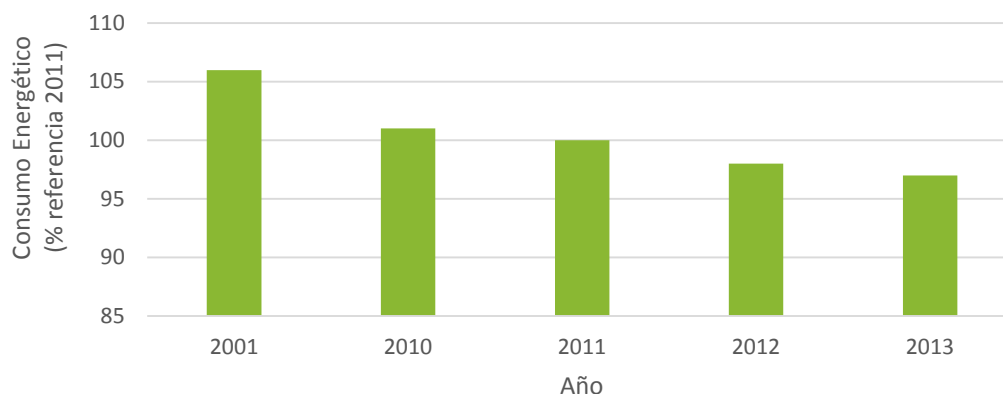


Gráfico 3.8-Evolución del consumo energético del sector cloro-álcali, tomando como referencia el valor de 2011.
Fuente: Euro Chlor (2014).

3.2. Análisis bibliográfico

La realización de este estudio no hubiera sido posible sin la revisión y estudio exhaustivo de bibliografía específica, artículos e investigaciones científicas en este ámbito. El análisis científico ha servido para conocer las líneas de investigación actuales, tomándolas de referencia para lograr los objetivos propuestos en este estudio.

Las interacciones entre los diferentes instrumentos políticos tanto en materia climática como energética se discuten en numerosos estudios de investigación como Oikonomou y Jepma (2007), del Río (2007), Dejonghe (2009), Matthes (2010), Oikonomou, et al. (2010). Un punto que destacan todos ellos es que las interacciones entre políticas pueden generar sinergias si cada instrumento se orienta a un determinado fallo del mercado. IEA (2011) concluye que el precio del carbono, aunque es un requisito previo a las estrategias de reducción de carbono, necesita de otras políticas para superar todas las barreras en el consumo final. Identifican además una serie de políticas de eficiencia energética que podrían ser complementarias a la tarificación del carbono. Esta conclusión también se encuentra en Mckinsey&Company (2009), y IEA (2010), que definen la eficiencia energética como la forma más rentable de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE. En lo que respecta a la combinación del sistema de límite máximo y comercio junto al apoyo a las energías renovables, Zachman et al. (2012) afirman que esto podría provocar una disminución del precio del carbono debido a una reducción de la demanda de derechos de emisión.

El desarrollo y evolución del mercado de derechos de emisión se tratan en Convery, et al. (2008) y posteriormente en Ellerman, et al. (2010). Ambos estudios analizan la determinación de los precios durante su comienzo y como diferentes factores internos y externos han influido en la variación de los precios. De Perthuis y Trotignon (2014) asocia la actual debilidad del RCDE a su débil regulación, superposición de otras políticas y la crisis económica y financiera que supuso un duro golpe para la producción industrial y el consumo energético, traduciéndose en una caída del precio de los derechos de emisión.

La base teórica del traspaso del coste del CO₂ a los precios de la electricidad se establece en Sijm, et al. (2006) y Bonacina y Gulli (2007), afirmando que el traspaso debería ser del 100% en condiciones de competencia perfecta, sin embargo la realidad es distinta. Fell et al. (2013) estudia la relación entre los precios de la electricidad y del carbono en varios países europeos, concluyendo que los resultados varían según los diferentes Estados y su mix energético, sin embargo en prácticamente todos se realiza un traspaso total del coste del CO₂, y en algunos casos más del 100%.

Horváth (2014) realiza un análisis del efecto que produce el precio de la energía en las industrias energéticamente intensivas dentro de la UE, determinando la proporción respecto a los costes de producción y el impacto que esto produce en la competitividad nacional e internacional. Comparando los precios de la energía a nivel mundial, destaca que los precios de la electricidad en EEUU son considerablemente inferiores a los precios europeos, lo que provoca una clara desventaja para la competitividad de la industria en la UE.

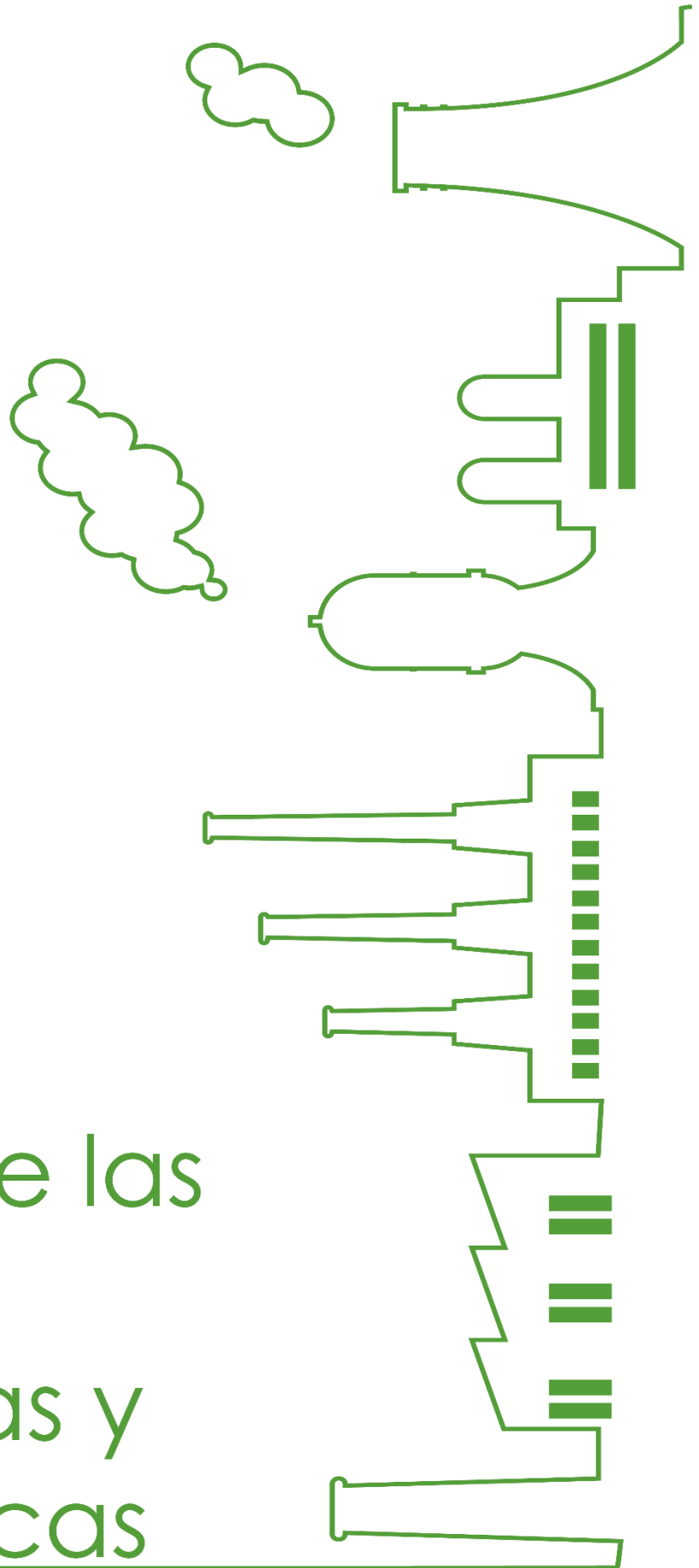
El estudio sobre la estimación del impacto del comercio de emisiones en los diferentes sectores que se ven afectados por la Directiva de comercio de derechos de emisiones empezó a desarrollarse con su entrada en vigor. Sectores como el aluminio y la electricidad fueron cubiertos por Reinaud (2004) o de Bruyn et al. (2008); también estudios detallados de los sectores del cemento y el acero se realizan en Droege et al. (2009) o Monjon y Quirion (2011).

Lund (2007) realiza una valoración microeconómica estimando los costes del RCDE tanto en los sectores cubiertos por la Directiva como en aquellos que lo están. Afirma que ciertos sectores, como la industria química (especialmente aquellas que incluyen procesos electroquímicos), se ven afectados por el incremento del precio de la electricidad. En su artículo concluye que la influencia del sistema de comercio de emisiones difiere entre los diferentes sectores y que los costes indirectos pueden ser comparables con los costes directos de reducción de emisiones. En el caso de industrias con un gran consumo de electricidad, como el cloro, los costes pueden ser del 10% del valor de producción.

El hecho de que el RCDE influye de manera distinta a los distintos sectores también lo manifiestan Santamaría, et al. (2014), incluyendo además una variación incluso por región dentro de un mismo sector. Egenhofer y Schrefler (2014) también encuentran diferencias relativamente grandes entre los diferentes Estados miembros de la UE en su estudio sobre la composición y los impulsores de los costes y precios de la energía en la industria intensiva energía. En su estudio realizan, al igual de Lund (2007), una estimación de los costes indirectos del RCDE, aunque con un método ligeramente distinto. La estimación que se realizará en este trabajo será mediante ambos métodos, haciéndose una comparación entre ambas.

4

Marco de las
políticas
climáticas y
energéticas



4. MARCO DE LAS POLÍTICAS CLIMÁTICAS Y ENERGÉTICAS

Si bien el cambio climático es un tema de actualidad, que en los últimos años está en auge debido a las claras evidencias de que el calentamiento global tiene graves consecuencias, el proceso político se emprendió hace varias decenas de años, concretamente se inicia en 1972 con la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano (CNUMAH).

La primera Conferencia Mundial sobre el Clima (CMC) tiene lugar en 1979, haciéndose públicas las primeras pruebas de injerencia humana en el clima. Debido a la creciente preocupación pública, surge en 1988 un nuevo organismo, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), cuyo objetivo es orientar y evaluar la información científica sobre este tema.

En el año 1990 el IPCC presenta su Primer Informe de Evaluación, confirmando la amenaza real del cambio climático; mientras que en la segunda CMC se pide la creación de un tratado mundial sobre el cambio climático (CMCC, 2005).

Dos años más tarde se abre a la firma la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC o CMCC), que entraría en vigor en 1994, reuniéndose las Partes anualmente desde entonces en las Conferencias de las Partes (COP). Se denomina Partes a aquellos países que han ratificado, aceptado o aprobado el tratado o se han adherido a él. El objetivo principal de la Convención es *“la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático”* (Naciones Unidas, 1992). En la figura 4.1 se muestra la clasificación de las Partes.

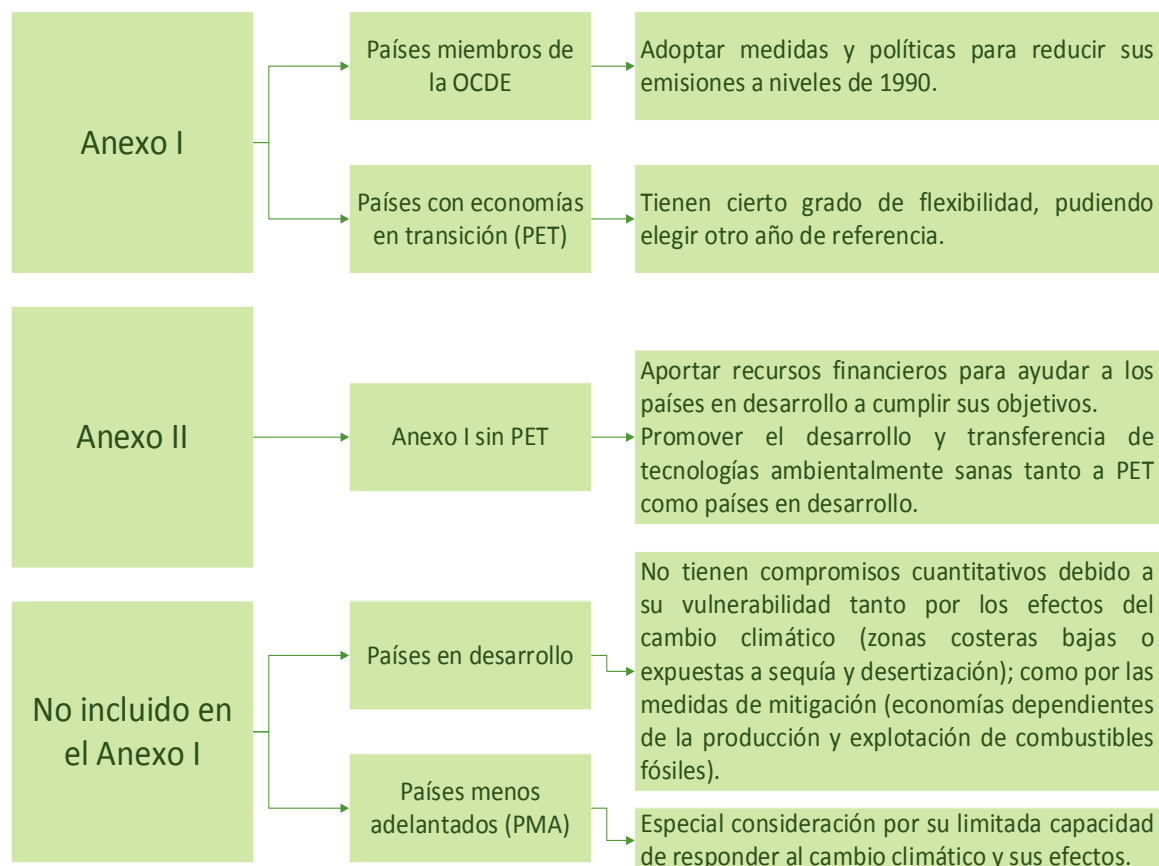


Figura 4.1-Clasificación de las Partes de la CMNUCC y sus compromisos. Fuente: Elaboración propia.

4.1. Protocolo de Kioto

En la COP 3 celebrada en Kioto en el año 1997, se aprueba la incorporación de una adición al tratado, que complementa y refuerce la Convención. Esta ampliación supuso compromisos jurídicamente vinculantes de recorte de las emisiones, sin embargo se trataba de normas básicas, sin especificaciones detalladas sobre su aplicación. No obstante las normas se empezaron a elaborar de forma más detallada, especialmente aspectos sobre el financiamiento y la transferencia de tecnología.

En el informe presentado por la COP 3 (CMCC, 1997) se especificaba que la entrada en vigor se efectuaría pasados 90 días desde la ratificación, aceptación, aprobación o adhesión de no menos de 55 Partes en la Convención, entre las que se cuenten Partes del Anexo I cuyas emisiones totales representen por lo menos el 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono de las Partes del anexo I correspondiente a 1990. Este hecho ocurrió a finales de 2004 con la ratificación de Rusia, entrando en vigor el Protocolo de Kioto en 2005.

Las Partes que figuran en el Anexo B del Protocolo han firmado y ratificado el acuerdo, adquiriendo compromisos de reducción/limitación de gases de efecto invernadero (GEI), mostrándose en dicho anexo su cuantificación en porcentajes respecto al año 1990. Los GEI contemplados en el Protocolo de Kioto se mencionan en la tabla 4.1. Las emisiones, por razones de contabilidad principalmente, se agrupan en un mismo bloque, expresándose en dióxido de carbono equivalente. Para ello se utiliza una ponderación en función de sus potenciales de calentamiento atmosférico (PCA). Según el IPCC se trata de una magnitud de la contribución relativa de una sustancia al calentamiento de la atmósfera durante un determinado periodo de tiempo (Protocolo de Kioto=100 años), en comparación con un valor de 1 para el dióxido de carbono ($PCA_{\text{metano}}=21$, $PCA_{\text{óxido nitroso}}=310$).

Tabla 4.1-Gases de efecto invernadero contemplados. Fuente: Elaboración propia.

Dióxido de carbono (CO ₂)
Metano (CH ₄)
Óxido nitroso (N ₂ O)
Hidrofluorocarburos (HFC)
Perfluorocarburos (PFC)
Hexafluoruro de azufre (SF ₆)

Para el CO₂, CH₄ y N₂O, el año de referencia es 1990 para la mayoría de los países, debido a que los PET tienen cierto grado de flexibilidad; para el resto de gases las Partes pueden elegir entre 1990 y 1995.

El principal objetivo del Protocolo era reducir las emisiones en al menos un 5% respecto al año base para el periodo de compromiso 2008-2012, siendo el periodo de cinco años para compensar posibles fluctuaciones anuales debidas factores imprevistos. La Unión Europea adquirió el compromiso de reducir sus emisiones un 8% en su conjunto (el Protocolo permite la colaboración de las Partes para lograr sus objetivos), sin embargo el reparto de la carga varía para los diferentes Estados miembros, siendo el límite para España un 15% superior a los valores del año base.

Las Partes del Protocolo, presentando un informe sobre las emisiones de referencia y su objetivo de limitación/reducción, recibieron una cuota de emisión para el primer periodo 2008-2012, denominada “Unidades de Cantidad Atribuida” (UCAs o AAUs, en sus siglas en inglés *Assigned Amount Unit*), de forma que cada UCA corresponde a una tonelada de CO₂ equivalente. Esta cuota representa el límite global de las emisiones autorizadas por el régimen.

MECANISMOS	AGENTES INTERVINIENTES	FUNCIONAMIENTO	REQUISITOS Y LIMITACIONES
Mecanismos de desarrollo limpio (MDL)	- Partes incluidas en el Anexo I-País inversor - Partes no incluidas en el Anexo I-País receptor - Promotor del proyecto - Órgano de supervisión del funcionamiento del MDL - Entidades operacionales designadas (EOD) que valoran los proyectos, y verifican y certifican las reducciones o absorciones de carbono. - Autoridades nacionales.	Con el fin de ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo I a lograr un desarrollo sostenible se permite la inversión de las Partes del Anexo I en proyectos de reducción de emisiones o fijación de carbono en países en desarrollo, favoreciendo así la transferencia de tecnologías ambientalmente limpias. De esta forma los países receptores se benefician de las actividades de dichos proyectos, los países inversores obtienen reducciones certificadas de emisiones (RCEs) que pueden utilizar para cumplir sus compromisos cuantificados, y a su vez, contribuye a alcanzar el objetivo último de la Convención. Las unidades RCEs (o CERS, por sus siglas en inglés) que reciben las Partes del Anexo I a través de los proyectos representan una reducción de una tonelada de CO₂ equivalente, siempre y cuando las EOD así lo determinen.	- Ambas Partes deben haber ratificado el Protocolo de Kioto. - Al tratarse de una participación voluntaria, debe haber un acuerdo de los criterios aceptación. - Los beneficios deben ser reales, mensurables y a largo plazo. - Las reducciones deben ser adicionales a la situación sin proyecto. - Las partes del Anexo I podrán utilizar las RCE para cumplir sus objetivos sólo un 1% de las misiones en su año base, por cada año del periodo de compromiso.
Aplicación conjunta (AC)	- Partes incluidas en el Anexo I-País inversor y País receptor - Promotor del proyecto - Órgano de supervisión del funcionamiento del mecanismo de AC, si se requiere. - Entidad independiente, si se requiere. - Autoridades nacionales.	Mediante este mecanismo, también basado en proyectos, tanto el país inversor como el receptor deben estar incluidos en el Anexo I, siendo lo más probable que la Parte de acogida sea un PET, aunque no se especifique que así sea. Los proyectos de este tipo generan unidades de reducción de emisiones (URES, o ERUS por sus siglas en inglés) que representan una reducción de una tonelada de CO₂ equivalente. El país inversor adquiere las URES generadas por el proyecto, a un coste menor del que supondría la misma reducción en el ámbito nacional; y se descuentan del país receptor para evitar una doble contabilidad, que se beneficia de las inversiones en tecnologías limpias.	La realización de este tipo de proyectos tiene dos procedimientos dependiendo del cumplimiento de las obligaciones del Protocolo de la Parte de acogida: 1º. Cumple los requisitos: La Parte receptora puede aplicar sus propios procedimientos a los proyectos, expedir URES y transferirlas a la Parte inversora. 2º. No cumple los requisitos: El procedimiento debe ser verificado por el órgano de supervisión y el proyecto evaluado por una entidad independiente.
Comercio de Emisiones (CE)	Partes incluidas en el Anexo I	Este mecanismo permite a las Partes incluidas en el Anexo I que poseen un excedente de unidades de emisión venderlas a otras Partes del Anexo I que no cumplen con sus compromisos adquiridos, resultando una forma eficiente de cumplir los objetivos desde un punto de vista económico. Bajo este régimen se pueden vender o adquirir cualquiera de los diferentes créditos reconocidos por el Protocolo de Kioto: - Unidades de Reducción de Emisiones (URES) - Proyectos de Aplicación conjunta. - Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs) - Proyectos de Mecanismos de desarrollo limpio. - Unidades de Absorción (UDAs) - Actividades en sumideros. - Unidades de Cantidad Atribuida (UCAs) - Asignadas a cada Parte en base al informe de emisiones de su año de referencia y sus objetivos de reducción/limitación.	Las Partes tienen la obligación mantener un nivel mínimo de créditos en todo momento, por lo que deben crear lo que se conoce como "Reserva del Periodo de Compromiso". Esta medida surge para evitar un exceso de ventas y las Partes no logren cumplir sus propios objetivos. La cantidad excluida del Comercio de Emisiones es: - Un 90% de la cantidad atribuida de la Parte en cuestión - Total de emisiones registradas en su inventario de emisiones más reciente (multiplicado por 5 debido al periodo de compromiso), si ésta es menor que la primera. Las URES verificadas no están afectadas por esta restricción.

Figura 4.2-Descripción de los Mecanismos de Flexibilidad del Protocolo de Kioto. Fuente: Elaboración propia.

El Protocolo introdujo tres mecanismos, denominados "mecanismos de flexibilidad" o "mecanismos de Kioto", con el fin de lograr sus objetivos de una forma más eficaz económicamente. La aplicación de estos instrumentos, que deben actuar de forma complementaria a las medidas internas de cada Parte, sirve para que se puedan cumplir los límites máximos. Los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y de Aplicación Conjunta (AC) están basados en proyectos, pudiendo ser estos de mejora de la eficiencia energética, energías

renovables, cambio de combustibles, gestión de los desechos, etc.; mientras que el Comercio de Emisiones (CE) regula la compra y venta de los permisos o derechos de emisión de cada país. En la figura 4.2 se definen los agentes intervinientes, el funcionamiento de los mecanismos, así como los requisitos y las limitaciones de cada uno.

Aunque no se trate de un mecanismo de flexibilidad, el Protocolo introduce también la contabilización de las absorciones de CO₂ a través de los sumideros de carbono. A través de ello se pueden contrarrestar las emisiones de GEI, a un coste relativamente bajo, mediante proyectos de forestación, reforestación, gestión de tierras agrícolas y de pastoreo, gestión forestal y revegetación, entre otros. En este caso, la absorción de una tonelada de CO₂ implica la expedición de una unidad de absorción UDA, pudiéndose comercializar esos créditos o utilizarse para el cumplimiento de los compromisos adquiridos.

Con la publicación oficial de los datos del primer periodo de compromiso en 2014, Morel y Shishlov (2014) realizan un análisis integral del mismo. Aunque las Partes en su conjunto redujeron sus emisiones en un 24%, se critica que esto pueda ser debido a un sobredimensionamiento a la hora de realizar sus compromisos, dando lugar a un exceso de permisos de emisión. Sin embargo, algunos países han logrado cumplir sus objetivos climáticos mediante un crecimiento hipo carbónico mejorando el mix energético, disminuyendo la intensidad de GEI de las industrias o externalizando la producción en otros países. En su análisis destacan cuatro aspectos a tener en cuenta para el futuro acuerdo internacional que se está desarrollando.

- Por una parte ampliar la cobertura de emisión, incluyendo normas específicas para los diferentes sectores o países, asegurando de esta manera su participación.
- El carácter vinculante del acuerdo ha sido bastante limitado, necesitándose un enfoque más eficaz.
- Mantener los procedimientos de monitoreo, reporte y verificación de las emisiones ya que se trata de un elemento esencial que proporciona información fiable y transparente.
- Una mayor flexibilidad tanto en el proceso de adopción como en el propio acuerdo.

Actualmente el Protocolo de Kioto se encuentra en su segundo periodo de compromiso, siendo una etapa de transición entre el primer periodo y el inicio del nuevo acuerdo mundial que entrará en vigor en 2020. Se implantan nuevas normas relativas a la contabilidad de emisiones procedentes del uso de la tierra y la silvicultura y la incorporación del trifluoruro de nitrógeno (NF₃) como séptimo gas de efecto invernadero. Dado a los enormes excedentes de UCAs se limita la transferencia de derechos entre los dos periodos. La UE (en su conjunto) se ha comprometido a una reducción del 20%, estableciéndose las disposiciones necesarias en el paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020, que se detalla en los siguientes apartados.

Las negociaciones sobre el nuevo acuerdo mundial mencionado anteriormente han empezado en la COP 21, en diciembre de 2015. Aunque se encuentra de momento en una fase preliminar se espera que en las próximas Conferencias se desarrollen las directrices a seguir para el cumplimiento de los objetivos, igual que en el Protocolo de Kioto.

4.2. Directiva Europea del Régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Como se ha mencionado anteriormente, las Partes deben desarrollar medidas internas de reducción/limitación como por ejemplo sistemas de comercio de derechos de emisión a nivel nacional o regional. Una muestra de ello es el Régimen de Comercio de Emisiones de la Unión

Europea (RCDE, o EU ETS por sus siglas en inglés) que se estableció mediante la Directiva 2003/87/CE.

Mediante la Directiva 2003/87/CE se estableció un régimen para el comercio de derechos de emisión aplicado a los gases de efecto invernadero que figuran en la tabla 4.1 y las actividades de la tabla 4.2, a fin de fomentar reducciones de las emisiones de estos gases de una forma eficaz y con el menor perjuicio posible para el desarrollo económico y la situación del empleo. Esta Directiva se desarrolló en dos fases, con un primer periodo de 3 años (2005-2007), con la intención de adquirir la experiencia necesaria para facilitar la participación comunitaria en el mercado internacional del Protocolo; y un segundo periodo de 5 años (2008-2012), correspondiendo con el primer periodo de compromiso de Kioto. Posteriormente, con la Directiva 2009/29/CE, se sientan las bases del tercer periodo (2013-2020).

Este instrumento de mercado funciona bajo el principio de limitación y comercio, persiguiendo una reducción colectiva de los GEI de un conjunto de plantas industriales creando incentivos o sanciones económicas. Por una parte se fija un límite para la cantidad total de GEI que pueden emitir las actividades contempladas en el RCDE, reduciéndose gradualmente cada año. Por otra parte cada instalación recibe o puede comprar derechos de emisión, denominados EUA (por sus siglas en inglés, EU Allowance unit), equivalentes a emitir una tonelada de CO₂ durante un periodo de tiempo. Con la modificación de la Directiva 2004/101/CE, también se permitió el comercio en el RCDE de una cantidad limitada de créditos correspondientes a los Mecanismos basados en proyectos del Protocolo de Kioto. Durante las dos primeras fases, el número total de derechos de emisión se determinaba a nivel nacional mediante los Planes Nacionales de Asignación (PNA), instrumento que se definirá en profundidad en el apartado 4.4.

Aunque los dos primeros periodos fueron regidos por la Directiva 2003/87/CE, hubo ciertas diferencias entre ellos. La primera fase fue una etapa de preparación, cubriéndose solamente las emisiones de CO₂ de la generación de energía y los sectores de la industria intensiva en energía. Casi la totalidad de los derechos de emisión fueron asignados de forma gratuita, un 95%. Dada la ausencia de datos fiables sobre las emisiones, los límites se fijaron en base a estimaciones, dando lugar a una asignación superior a la demanda. Sin embargo, los instrumentos de monitorización, reporte y verificación si tuvieron éxito, dando lugar a unos datos de emisión fiables, sirviendo de base para la limitación del segundo periodo.

En la segunda fase, los derechos asignados gratuitamente se redujeron en al menos un 10%, subastando algunos Estados miembros el resto de derechos. También aumenta la sanción por incumplimiento a 100€ por tonelada, siendo de 40€ para el primer periodo, siendo además necesario entregar una cantidad de derechos de emisión equivalente a las emisiones en exceso para el siguiente año. Entre las diferencias también destacan la inclusión de las emisiones de óxido nítrico de la producción de ácido nítrico en algunos Estados miembros, así como la incorporación de Islandia, Liechtenstein y Noruega al RCDE. Como se mencionó anteriormente, se permitió el uso de créditos provenientes de los Mecanismos basados en proyectos del Protocolo de Kioto, siendo la cantidad total de aproximadamente 1,4 millones de toneladas de CO₂ equivalentes.

El Consejo Europeo asumió un firme compromiso en materia de cambio climático y energía en 2007, conocido como el “Paquete Clima y Energía 2020”. Se trata de un conjunto legislativo vinculante con tres objetivos principales: 20% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (respecto a niveles 1990); 20% de la energía de la UE debe provenir de fuentes renovables; y 20% de mejora de la eficiencia energética. Las Directivas que establecen las medidas y normas para lograr los dos últimos objetivos se desarrollarán en el siguiente apartado. Para lograr los objetivos relativos a la emisión de GEI se realiza una revisión de la

anterior Directiva, lo que conlleva importantes modificaciones que perfeccionan y amplían el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión.

El tercer periodo, en virtud de la Directiva 2009/29/CE, acarrea cambios significativos respecto a las dos primeras fases, destacando: una limitación a nivel comunitario; la subasta como método de asignación; y modificaciones en los sectores y gases contemplados en el RCDE.

Mientras que en los dos primeros periodos los límites máximos de emisión se establecían a nivel nacional, en base a los compromisos de Kioto; en la tercera fase es la Unión Europea la que establece los límites máximos, delegando en los Estados miembros la misión de asignar los derechos de emisión a las instalaciones. En 2013 el límite se fijó en 2.084.301.856 permisos, descendiendo cada año un 1,74% del promedio expedido durante el segundo periodo, con el objetivo de reducir un 21% las emisiones de las instalaciones fijas para 2020 respecto a 2005.

Con el fin de garantizar la eficiencia económica del régimen comunitario se establece la subasta como principal método de asignación. La subasta permite acabar con los beneficios sobrevenidos y situar a los nuevos entrantes y a las economías con un crecimiento superior a la media en pie de igualdad con las instalaciones existentes desde el punto de vista de la competencia. Cabe destacar que al menos un 50% de los ingresos obtenidos de las subastas deberán utilizarse por los Estados miembros para fines relacionados con el clima y la energía. A pesar de que se impone la subasta, para las instalaciones fijas enumeradas en la tabla 4.2, se mantienen las asignaciones gratuitas. Las industrias intensivas en energía que se recogen en la lista de instalaciones fijas recibieron un 80% de asignaciones gratuitas, disminuyendo esta cuota de forma lineal hasta un 30% en 2020, siendo el objetivo final que en 2027 no se asignen derechos de forma gratuita. El sector eléctrico, dada su capacidad de repercutir el coste añadido del CO₂, solamente puede optar a los derechos de emisión mediante subasta, a excepción de algunos Estados miembros que se unieron la Unión Europea en 2004.

Tabla 4.2-Categorías de las actividades contempladas. Fuente: Comisión Europea (2009)

ACTIVIDADES	GASES DE EFECTO INVERNADERO
INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN CON UNA POTENCIA TÉRMICA NOMINAL TOTAL SUPERIOR A 20 MW (EXCEPTO LAS INSTALACIONES DE INCINERACIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS O URBANOS)	Dióxido de carbono
REFINERÍA DE PETRÓLEO	Dióxido de carbono
PRODUCCIÓN DE COQUE	Dióxido de carbono
CALCINACIÓN O SINTERIZACIÓN, INCLUIDA LA PELETIZACIÓN, DE MINERALES METÁLICOS, INCLUIDO EL MINERAL SULFUROSO	Dióxido de carbono
PRODUCCIÓN DE ARRABIO O DE ACERO (FUSIÓN PRIMARIA O SECUNDARIA), INCLUIDAS LAS CORRESPONDIENTES INSTALACIONES DE COLADA CONTINUA DE UNA CAPACIDAD DE MÁS DE 2,5 TONELADAS POR HORA	Dióxido de carbono
Producción y transformación de metales férreos (como ferroaleaciones) cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW. La transformación incluye, entre otros elementos, laminadores, recalentadores, hornos de recocido, forjas, fundición, y unidades de recubrimiento y decapado*	Dióxido de carbono

ACTIVIDADES	GASES DE EFECTO INVERNADERO
PRODUCCIÓN DE ALUMINIO PRIMARIO*	Dióxido de carbono y perfluorocarburos
PRODUCCIÓN DE ALUMINIO SECUNDARIO CUANDO SE EXPLOTAN UNIDADES DE COMBUSTIÓN CON UNA POTENCIA TÉRMICA NOMINAL TOTAL SUPERIOR A 20 MW*	Dióxido de carbono
Producción y transformación de metales no férreos, incluida la producción de aleaciones, el refinado, el moldeado en fundición, etc., cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total (incluidos los combustibles utilizados como agentes reductores) superior a 20 MW*	Dióxido de carbono
Fabricación de cemento sin pulverizar ("clinker") en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 500 toneladas diarias o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día	Dióxido de carbono
FABRICACIÓN DE VIDRIO INCLUIDA LA FIBRA DE VIDRIO, CON UNA CAPACIDAD DE FUSIÓN SUPERIOR A 20 TONELADAS POR DÍA	Dióxido de carbono
Fabricación de productos cerámicos mediante horneado, en particular de tejas, ladrillos refractarios, azulejos, gres cerámico o porcelanas, con una capacidad de producción superior a 75 toneladas por día	Dióxido de carbono
Producción de cal o calcinación de dolomita o magnesita en hornos rotatorios o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas diarias*	Dióxido de carbono
Fabricación de material aislante de lana mineral utilizando cristal, roca o escoria, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día*	Dióxido de carbono
Secado o calcinación de yeso o producción de placas de yeso laminado y otros productos de yeso, cuando se explotan unidades de combustión con una potencia total térmica nominal superior a 20 MW*	Dióxido de carbono
FABRICACIÓN DE PASTA DE PAPEL A PARTIR DE MADERA O DE OTRAS MATERIAS FIBROSAS	Dióxido de carbono
FABRICACIÓN DE PAPEL O CARTÓN CON UNA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE MÁS DE 20 TONELADAS DIARIAS	Dióxido de carbono
Producción de negro de humo, incluida la carbonización de sustancias orgánicas como aceites, alquitranes y residuos de craqueo y destilación, cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW*	Dióxido de carbono
PRODUCCIÓN DE ÁCIDO NÍTRICO*	Dióxido de carbono y óxido nitroso
PRODUCCIÓN DE ÁCIDO ADÍPICO*	Dióxido de carbono y óxido nitroso
PRODUCCIÓN DE ÁCIDO DE GLIOXAL Y ÁCIDO GLIOXÍLICO*	Dióxido de carbono y óxido nitroso
PRODUCCIÓN DE AMONÍACO*	Dióxido de carbono

ACTIVIDADES	GASES DE EFECTO INVERNADERO
FABRICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS ORGÁNICOS EN BRUTO MEDIANTE CRAQUEO, REFORMADO, OXIDACIÓN PARCIAL O TOTAL, O MEDIANTE PROCESOS SIMILARES, CON UNA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN SUPERIOR A 100 TONELADAS POR DÍA*	Dióxido de carbono
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO (H ₂) Y GAS DE SÍNTESIS MEDIANTE REFORMADO U OXIDACIÓN PARCIAL, CON UNA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN SUPERIOR A 25 TONELADAS POR DÍA*	Dióxido de carbono
PRODUCCIÓN DE CARBONATO SÓDICO (Na ₂ CO ₃) Y BICARBONATO DE SODIO (NAHCO ₃)*	Dióxido de carbono
CAPTURA DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE LAS INSTALACIONES CUBIERTAS POR LA DIRECTIVA 2009/29/CE CON FINES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO EN UN EMPLAZAMIENTO DE ALMACENAMIENTO AUTORIZADO DE CONFORMIDAD CON LA DIRECTIVA 2009/31/CE*	Dióxido de carbono
TRANSPORTE DE GASES DE EFECTO INVERNADERO A TRAVÉS DE GASODUCTOS CON FINES DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO EN UN EMPLAZAMIENTO DE ALMACENAMIENTO AUTORIZADO DE CONFORMIDAD CON LA DIRECTIVA 2009/31/CE*	Dióxido de carbono
ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN UN EMPLAZAMIENTO DE ALMACENAMIENTO AUTORIZADO DE CONFORMIDAD CON LA DIRECTIVA 2009/31/CE*	Dióxido de carbono
AVIACIÓN*	Dióxido de carbono
<i>NOTA: Las instalaciones resaltadas fueron incluidas posteriormente, por la Directiva 2009/29/CE.</i>	

En la tabla 4.2 se muestran las instalaciones denominadas “fijas” que se contemplan tanto en la Directiva de 2003 como las añadidas en la revisión de 2009. El RCDE cubre aproximadamente un 45% del total de emisiones de GEI de los 28 países que forman parte de la UE. Este sistema se centra en las instalaciones mencionadas en la anterior tabla debido al alto nivel de precisión con el que se pueden medir, notificar y verificar las emisiones.

En junio de 2015 se hizo una propuesta para revisar el actual sistema de comercio de emisiones para el cuarto periodo que entrará en vigor en 2021 hasta el 2030. El objetivo es reducir las emisiones en un 40% respecto al año 2005, por lo que el límite total se reducirá anualmente un 2,2% respecto al 1,74% del actual periodo. Destacan también normas específicas para el fenómeno denominado “fuga de carbono”, que trata sobre la deslocalización de las industrias debido a los sobrecostos de las políticas climáticas, aspecto que se tratará en el apartado 4.5, relativo a los mecanismos de compensación.

4.3. Directivas Europeas de Eficiencia Energética y Energías Renovables

Las Directivas que acompañan el Paquete Clima y Energía 2020 relativas a la eficiencia energética y al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, Directiva 2012/27/UE y 2009/28/CE, respectivamente; se tratarán de manera conjunta en este apartado

dada su estrecha relación. Además cabe destacar el hecho de que éstas se centran más en los sectores residencial, servicios, transporte y producción de energía; existiendo ciertas medidas relativas a la industria, sin embargo no es el objeto principal como en el caso del RCDE.

Tal como se presenta en la "Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050", la eficiencia energética es la forma más rentable de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE, es decir, es significativamente más rentable que otras opciones (Mckinsey&Company, 2009; Wuppertal Institute et. al., 2010; IEA, 2010). Más allá del objetivo del 20% de reducción de emisiones de GEI, la estrategia energética europea también tiene como objetivo reducir el consumo de energía primaria en un 20% respecto a 2007 para el año 2020, que correspondería a un ahorro de energía primaria de 368 Mtep (CE, 2007; CE, 2011a). El propósito de este objetivo es triple: amortiguar el crecimiento esperado de los precios energéticos, mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, y mejorar la seguridad del suministro con respecto a la dependencia de las importaciones de energía (CE, 2010). Sin embargo, la CE espera que con el marco regulatorio vigente en el año 2012 sólo se alcanzará la mitad del objetivo de reducción de energía primaria del 20% (CE, 2010; CE, 2011b).

Para cerrar esta brecha, la CE propuso la Directiva de Eficiencia Energética (Directiva 2012/27/UE), que incluye un conjunto de medidas de políticas de eficiencia energética y objetivos nacionales para los Estados miembros (CE, 2011a; CE, 2011c). Las medidas incluyen normas para la adaptación de edificios públicos y privados, la aplicación de regímenes obligatorios de eficiencia energética para las empresas, la obligación de los organismos públicos para la compra de productos eficientes energéticamente (contratación pública), las normas para las auditorías energéticas, sistemas de gestión de la energía, contadores inteligentes y facturación informativa, información al consumidor y programas de autorización y fomento del mercado de servicios energéticos. El objetivo de la DEE es estimular las inversiones en eficiencia energética con el fin de lograr el potencial de ahorro de energía en la UE (CE, 2011c). Los Estados miembros tienen que presentar Planes Nacionales de Eficiencia Energética (PNEE) anualmente (art. 24). La directiva tuvo que ser adaptada a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros de la UE antes del 5 de junio de 2014 (Art. 28), cuando reemplazará a las directivas anteriores (EDS, 2006/32/CE y 2004/8/CE) (Thema, et al., 2013). Cabe destacar la situación de España, que incumplió la fecha límite impuesta por la Comisión Europea, publicando el Real Decreto 56/2016 en febrero 2016. Este retraso llevó a la UE a emprender acciones jurídicas contra España por no cumplir la transposición de la DEE.

La Comisión Europea, en su Comunicación del 8 de marzo de 2011, adoptó el Plan de Eficiencia Energética 2011, confirmándose que, a pesar de los progresos debidos a los primeros PNEE de la Directiva 2006/32/CE, no era viable alcanzar el objetivo de eficiencia energética. Por ello, en el nuevo Plan de Eficiencia Energética del 2011 se detallaban las medidas necesarias para lograr dicho objetivo, cubriéndose toda la cadena de la energía, desde su generación hasta su llegada al consumidor final (CE, 2011a).

En lo referente a la industria, las medidas propuestas más eficientes serían las auditorías energéticas, mejora de la tecnología de equipos y procesos, y la implantación de sistemas de gestión energética.

Mediante las auditorías energéticas se puede determinar el potencial de ahorro energético mediante el estudio detallado y exhaustivo de los procesos productivos. De esta forma se conocen los parámetros fundamentales del proceso así como sus equipos, pudiéndose comparar con los estándares energéticos del sector. Una vez detectados los puntos de mejora se facilita la toma de decisiones de inversión en materia de ahorro energético. Para esta medida

se proponen incentivos económicos para la realización de auditorías energéticas, vinculadas a la realización material del proyecto cuyo análisis haya resuelto viable.

La segunda medida integra la implantación de las mejores tecnologías disponibles (MTD) y la utilización de residuos. Es necesario sustituir los equipos que vayan quedando obsoletos por nuevas unidades que reduzcan el consumo energético, así como el aprovechamiento de residuos tanto bajo el punto de vista de la valorización como de materias primas. Es por ello que se están desarrollando normativas que imponen como requisito para nuevas instalaciones la obligación de cumplir los niveles de MTD, así como un periodo transitorio para que las ya existentes alcancen esos niveles. De igual forma, se concederán incentivos para la realización de inversiones en este tipo de medidas.

La implantación de sistemas de gestión energética se basa en el ciclo de mejora continua aplicado a un cierto proceso productivo, permitiendo reducciones sostenidas en el tiempo. Incorporando diferentes elementos tanto de medición como de control, se pueden analizar las variables de los procesos desarrollando así un plan con unos objetivos de eficiencia energética y unos procesos y procedimientos para alcanzarlos.

Mediante el Real Decreto 56/2016, se establece la obligación para las grandes empresas de realizar auditorías energéticas cada cuatro años. Para aquellas empresas que no pertenezcan a dicho grupo, de acuerdo con la Recomendación 2003/361/CE, la realización de auditorías es voluntaria.

Tal y como se especifica en la Comunicación de la Comisión Europea relativa al Plan de Eficiencia Energética 2011 es importante explorar diferentes maneras de conseguir la recuperación efectiva de las pérdidas de calor derivadas de los procesos de producción de electricidad y de producción industrial, ya que el potencial de ahorro de la energía no utilizada es todavía muy amplio y podría satisfacer una parte importante de las necesidades europeas de energía térmica, por ejemplo para calefacción y refrigeración, incrementar los recursos locales y sustituir a la energía importada en muchos casos.

La industria, consumidora de una quinta parte de la energía primaria de la UE, es el sector con mayores avances relativos a eficiencia energética, siendo la mejora del rendimiento energético del 30% en 20 años. Sin embargo existen todavía posibilidades de ahorro, y así se muestra en "Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050", aprobada por la Comisión Europea al mismo tiempo que se adaptó Plan de Eficiencia Energética 2011. En dicho documento se realiza un análisis exhaustivo mediante el establecimiento de modelos con varias hipótesis posibles para una transición hacia una economía hipocarbónica competitiva, lo que supone unas reducciones de emisiones internas de un 80% respecto a 1990. El análisis de la Comisión muestra que las emisiones de gases de efecto invernadero del sector industrial podrían reducirse entre un 83% y un 87% en 2050, siendo preciso para ello el uso de equipos y procesos industriales más avanzados en materia de recursos y de eficiencia energética, el aumento del reciclado y las tecnologías de reducción de las emisiones distintas de las de CO₂ (por ejemplo, óxido nitroso y metano). Es por ello que la Comisión considera necesaria la colaboración de los sectores afectados en la elaboración de futuras hojas de ruta.

No hay que olvidar que la mayor parte de emisiones se producen en la generación energética, por lo que la electricidad desempeñará un papel clave, siendo necesaria la sustitución de los combustibles fósiles por fuentes renovables. Es por ello necesario analizar también la Directiva 2009/28/CE que establece, al igual que las anteriores Directivas analizadas en este estudio, unos objetivos nacionales en materia de energía procedente de fuentes renovables, tanto para el consumo final bruto como para el transporte. Esta Directiva se centra principalmente en la generación de energía y en los biocombustibles.

Cada Estado miembro presentó un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) determinando sus objetivos en base a su situación de partida, potencial de energías renovables y combinaciones energéticas, además del esfuerzo económico en función del PIB. Según se recoge en el Anexo I de la Directiva 2009/28/CE, la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2005 en el caso de España fue del 8,7% siendo el objetivo para 2020 del 20%, y un 10% para el sector transporte. Dadas las diferencias entre los Estados miembros se propusieron medidas de colaboración para alcanzar los objetivos con mayor flexibilidad como por ejemplo transferencias estadísticas y proyectos conjuntos entre varios miembros. Posteriormente se aprobó el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que incluye además de los elementos esenciales del PANER otros análisis adicionales.

Aunque no existan medidas específicas para el sector industrial en materia de energías renovables, el PER promueve el autoconsumo, pudiéndose incorporar instalaciones de generación eléctrica, térmica o ambas en los procesos productivos de las distintas industrias. La Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) en su informe *“Renewable Energy in Industrial Applications”* (2010), así como diferentes estudios de apoyo para la realización del PER realizados por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), evalúan el potencial de aprovechamiento en procesos industriales de diferentes fuentes renovables de energía. Entre las opciones analizadas se encuentran el uso de la biomasa como materia prima en la industria petroquímica (biocombustibles) y para su uso en procesos de calentamiento (mejora del poder calorífico). Los sistemas termosolares podrían usarse para procesos de producción de calor y también de refrigeración, siendo esta última la responsable del 8.5% de la demanda de energía en la industria química. Finalmente destacan la bomba de calor dado su potencial aprovechamiento del calor del medio ambiente, así como de las corrientes de calor residual de otros procesos. Estas cuatro aplicaciones destacan entre las más viables, utilizándose actualmente algunas de ellas; sin embargo, existen otras opciones que en un futuro podrían ser relevantes mediante la innovación tecnológica, como el aprovechamiento geotérmico; utilización de las corrientes de los ríos para generar fuerza motriz; o el uso de viento para aplicaciones de aire comprimido.

4.4. Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión

La Directiva de la Unión Europea sobre Comercio de Emisiones (2003/87/CE) establece que cada Estado miembro deberá elaborar un Plan Nacional de Asignación (PNA) en el que se determinen la cantidad total de derechos a asignar durante un periodo y el procedimiento de asignación aplicado. Las actividades que deben cumplir con las obligaciones que impone la Directiva y que han de participar en el mercado de CO₂ son las enumeradas en la tabla 4.2.

Un determinado porcentaje de derechos de emisión se asigna de forma gratuita (95% y 90% del total asignado para la primera y segunda fase, respectivamente) entre las instalaciones que emiten CO₂ en función de varios criterios (emisiones históricas o esperadas, exposición a la competencia internacional, etc.); mientras que el porcentaje restante se asigna principalmente mediante subastas (Energía y sociedad, 2008).

A partir de la tercera fase se adopta un enfoque comunitario, tanto en lo que respecta a la determinación del volumen total de derechos de emisión, como en lo relativo a la metodología para asignar los derechos de emisión, por lo que los Planes Nacionales de Asignación desaparecen.

Aunque la subasta se configura como el procedimiento principal para la asignación a partir de 2013, las instalaciones incluidas en el ámbito del RCDE recibirán derechos gratuitos entre 2013 y 2020 en una cantidad que resulta de aplicar la normativa armonizada de la Unión Europea, disminuyendo el porcentaje anualmente desde un 80% en 2013 a un 30% en 2020.

El cálculo de las asignaciones se realiza aplicando la metodología de asignación establecida en la Decisión 2011/278/UE de la Comisión Europea, la cual ha elaborado nueve guías en las que se detallan las orientaciones para la aplicación, abarcando entre otros aspectos, desde la recogida de datos necesarios para el cálculo de la asignación y su verificación, hasta concreciones para sectores específicos.

Las asignaciones suponen unos 72 millones de toneladas de CO₂ en 2013 y descienden gradualmente hasta los 62 millones de toneladas en 2020. El sector eléctrico, sujeto al régimen de comercio de derechos de emisión, debido a su capacidad de trasladar el sobrecoste a los clientes, y de conformidad con las nuevas normas, no tiene derecho a asignación gratuita, estableciéndose la subasta como única herramienta.

4.5. Mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero

Los sobrecostes añadidos debidos a las políticas climáticas pueden repercutir de manera negativa en la competitividad de las industrias tanto por las emisiones directas como las indirectas, como es el caso de la industria cloro-álcali. Aparece así el concepto de "fugas de carbono" entendiéndose que una actividad tiene un riesgo significativo de fuga de carbono cuando los costes que afectan a esa actividad por su inclusión en el régimen europeo de comercio de derechos de emisión pueden provocar la deslocalización a países terceros donde la emisión por unidad de producto puede ser mayor. Para evitar las "fugas de carbono", la normativa establece que las instalaciones que realicen actividades en riesgo tendrán un nivel de asignación gratuita mayor en el tercer periodo. Los sectores que se consideran expuestos a riesgo de fuga de carbono son determinados por la Comisión Europea, elaborándose nuevas listas cada cinco años.

Dado que la generación eléctrica pierde el derecho a asignaciones gratuitas en el tercer periodo y deberán comprar mediante subasta todos los derechos necesarios, el sobrecoste será trasladado a los consumidores encareciendo aún más los precios de la electricidad. En consecuencia, la Unión Europea permite a cada Estado miembro, según su presupuesto nacional, y de acuerdo con la Comunicación de la Comisión (2012/C158/04), compensar estos costes indirectos para las industrias de determinados sectores o subsectores a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono», estén o no incluidos en el régimen de comercio de emisiones (RD 1055/2014).

Para el correcto funcionamiento de este mecanismo se deben abordar tres aspectos fundamentales:

- **Minimizar el riesgo de fuga**, dotando de ayudas a aquellos sectores que no puedan trasladar los costes indirectos debido al RCDE en los precios de sus productos sin la pérdida de una parte significativa del mercado.
- **Salvaguardar el objetivo medioambiental del RCDE**, evitando la deslocalización de la producción en lugares sin compromisos de reducción con el consiguiente aumento de las emisiones mundiales de GEI; así como eligiendo correctamente los beneficiarios y las cantidades asignadas para impedir que el bajo coste limite los incentivos de reducción de las emisiones y la innovación en el sector.

- **Minimizar las distorsiones en el mercado interior**, creando unos criterios de concesión armonizados que garanticen la igualdad de oportunidades a todos los potenciales beneficiarios y se evite distorsiones en el mismo sector debido a las diferentes limitaciones presupuestarias de los Estados miembros.

Los sectores cubiertos por el mecanismo se determinan mediante evaluaciones a escala comunitaria que realiza la Comisión Europea, basándose en un precio medio del carbono y datos sobre comercio, producción y valor añadido de los tres últimos años para cada sector o subsector. De acuerdo a la Directiva del RCDE, se considera que un sector o subsector está expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono si cumple alguna de las siguientes condiciones:

- a) la suma de los costes adicionales directos e indirectos derivados de la aplicación de la RCDE puede dar lugar a un aumento sustancial del coste de producción, calculado como proporción del valor bruto añadido, del 5% como mínimo, y
- b) la intensidad del comercio con terceros países, definida como la proporción entre el valor total de las exportaciones a terceros países más el valor de las importaciones de terceros países y la dimensión total del mercado para la Comunidad (volumen de negocios anual más el total de las importaciones de terceros países), sea superior al 10%.

De manera complementaria, también se considerará que un sector o subsector está expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono si:

- a) la suma de los costes adicionales directos e indirectos derivados de la aplicación de la RCDE puede dar lugar a un incremento particularmente elevado del coste de producción, calculado como una proporción del valor bruto añadido, del 30% como mínimo, o
- b) la intensidad del comercio con terceros países, definida como la proporción entre el valor total de las exportaciones a terceros países más el valor de las importaciones de terceros países y la dimensión total del mercado para la Comunidad (volumen de negocios anual más el total de las importaciones de terceros países), sea superior al 30% (CE, 2009).

Como ya se ha mencionado anteriormente, la Comisión elabora una lista de aquellos sectores que se encuentran en riesgo de fuga de carbono siendo la primera adoptada mediante la Decisión 2010/2/UE con validez para el periodo 2013-2014. La segunda lista que se aplicará durante el periodo 2015-2019 se aprobó por la Decisión 2014/746/UE.

En el apartado 6.1.3 de este trabajo se desarrolla la metodología que se usa para el cálculo de las ayudas para la industria cloro-álcali en España según las indicaciones del RD 1055/2014 y la Orden IET/697/2015; que a su vez se basan en las Directrices RCDE.

Tabla 4.3-Datos presupuestarios para compensaciones a los sectores expuestos a "fugas de carbono". Fuente: Comisión Europea (2013).

País	2013	2014	2015
España	1000 (sin otorgar)	1000	3000
Alemania	350000	203000	203000
Holanda	78000	78000	78000
Reino unido	13000	50000	50000

NOTA: en miles de euros.

En relación a las distorsiones entre los diferentes Estados miembros cabe destacar que los presupuestos han sido muy desiguales, pudiéndose observar los datos de algunos países en la tabla 4.3. Es importante destacar la desventaja competitiva de las instalaciones industriales de España, que a pesar del bajísimo presupuesto disponible para este mecanismo, no otorgó la

cantidad correspondiente al año 2013 dado que el Real Decreto que regula las bases de concesión no estaba tramitado. Estos hechos hacen que el objetivo de armonización no se cumpla, dando lugar a compensaciones parciales y heterogéneas, insuficientes para hacer frente a la alta competencia de la industria europea intensiva en energía.

4.6. Interacción entre políticas climáticas y energéticas

La Unión Europea ha sido y es un agente muy activo en el panorama internacional en materia de políticas tanto climáticas como energéticas. Muestra de ello es el Paquete Clima y Energía 2020 que marca ambiciosos objetivos más allá del Protocolo de Kioto. La relación entre las políticas climáticas y energéticas es más que obvia dado que persiguen el mismo objetivo, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, usándose diferentes instrumentos de forma simultánea. Sin embargo, las interacciones entre ambas políticas pueden tener efectos tanto positivos como negativos en ciertos objetivos específicos, por lo que conviene analizar las diferentes combinaciones posibles y determinar sus beneficios y costes.

Algunos autores como Perman et al. (2011), Endres (2007) o Fritsch (2011) establecen que el RCDE, en condiciones de mercado perfecto, sería el mejor instrumento de política climática, asignándose los derechos de emisión de forma eficiente se reducirían las emisiones al menor coste. El objetivo que persigue el RCDE es incentivar de manera económica a las industrias que reduzcan sus emisiones, no mediante la desindustrialización o el creciente aumento en otras partes del mundo (Helm, 2014), sino mediante mejoras de eficiencia energética y generación de energía a partir de fuentes renovables. IEA (2011) admite que el precio de los derechos de emisión es un requisito previo para la reducción de carbono, pero también necesita de otras políticas para superar todas las barreras en el consumo final. El mercado de los derechos de emisión se rige, al igual que los demás, por la oferta y la demanda. Aunque la demanda pueda tener más incertidumbre, la oferta se determina mediante los límites máximos que establece la Comisión Europea. Sin embargo, para el periodo actual (2013-2020), los límites máximos, y por tanto los derechos de emisión disponibles, se anunciaron en 2009, por lo que no se consideraron las medidas políticas de futuro como puede ser la Directiva de Eficiencia Energética.

La forma más rentable de reducir las emisiones de CO₂ es mediante la mejora de la eficiencia del uso final de la energía (McKinsey & Company, 2009; Instituto Wuppertal et al., 2010; IEA, 2010). Si se tiene en cuenta que los generadores de energía traspasan el sobre coste del carbono a los consumidores; se tiene como consecuencia una subida del precio de la energía, lo que conlleva una estimulación de las inversiones en eficiencia energética para poder reducir su consumo. Si la demanda energética disminuye también lo hará la demanda de derechos de emisiones y por ende su precio, que se traduciría en unos precios de la electricidad menores, salvo intervención política que ajuste los límites de emisión y corrija los precios. Estas intervenciones deberían realizarse de forma efectiva y sin perjuicio hacia la competitividad de los agentes implicados.

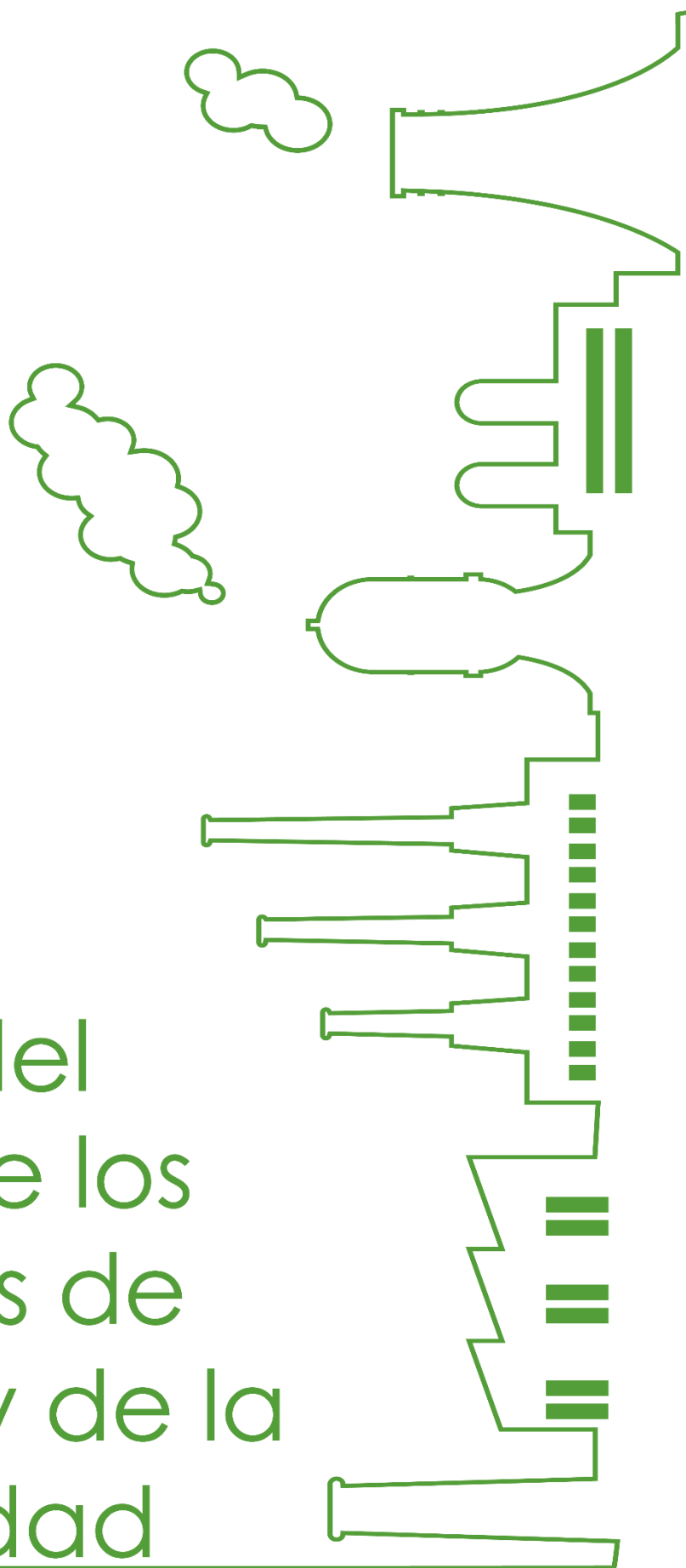
Por otra parte, las políticas de eficiencia energética podrían suponer una reducción drástica de los precios de los derechos de emisión, llegando a niveles cercanos a cero y haciendo su compra mucho más atractiva que la reducción de emisiones. Algunos estudios determinan que en el tercer periodo los precios variarán entre 5 y 30 €/tCO₂ si se introducen medidas que fortalezcan el RCDE. Entre las medidas propuestas está la reducción de los límites de emisión y el establecimiento de un precio mínimo para los derechos de emisión, asegurándose de esta forma una reducción real de las emisiones mediante inversiones en eficiencia energética.

Al igual que las medidas de eficiencia energética, el auge de las energías renovables tiene consecuencias para el RCDE. Con la descarbonización del sistema de generación de energía se reducirían la demanda de derechos de emisión bajando los precios de los mismos y por tanto los precios de la electricidad. Sin embargo, para ello es necesario apoyar la implantación de estas tecnologías, que requieren de grandes inversiones tanto propias como de adaptación de las redes y su gestión. La utilización de primas para incentivar las energías renovables se debe ajustar con el incremento de los precios de la electricidad derivado del RCDE para que las inversiones no provoquen un aumento de los precios para los consumidores. Autores como Abrell y Weigt (2008) consideran la simultaneidad del RCDE con un sistema parecido de certificados verdes negociables como una solución para cumplir tanto con las cuotas de renovables como las de emisión de GEI.

Como se puede observar, la interacción entre políticas climáticas y energéticas depende de elementos específicos de diseño y del instrumento aplicado. La aplicación simultánea de varios instrumentos se debería analizar de forma dinámica, teniendo en cuenta todos los aspectos influyentes y sus repercusiones, sólo de esta forma se podría determinar la combinación óptima en términos coste-efectivos.

5

Análisis del
precio de los
derechos de
emisión y de la
electricidad



5. ANÁLISIS DEL PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN Y DE LA ELECTRICIDAD

5.1. Precio de los derechos de emisión

Con la implantación del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión se pretendió dar a los operadores cierta flexibilidad a la hora de cumplir sus objetivos, imponiendo un precio a los derechos de emisión. Sin embargo, la viabilidad de este instrumento de mercado depende de dos factores fundamentales como son la evolución del precio y la suficiente participación en el mercado para que la meta ambiental se logre al menor coste. La dotación de asignaciones gratuitas a ciertas instalaciones, determina Ellerman, et al. (2010) puede suponer ciertos problemas en la consecución de los objetivos de reducción de emisiones. Las instalaciones dotadas con más derechos de los necesarios no sentirán ninguna necesidad de reducir y simplemente entregarán el número necesario de derechos de emisión y venderán los excedentes. Por otra parte, aquellas que tengan asignaciones menores solamente reducirán sus emisiones hasta el nivel de asignación o de sanción, incurriendo en un coste marginal menor.

El precio de la EUA, como en casi cualquier mercado, se rige por el equilibrio entre la oferta y la demanda. Durante el primer periodo, la cantidad de derechos de emisión disponibles se conocía dado que se determinó mediante las decisiones políticas de limitación impuestas por los Estados miembros. Sin embargo, hubo una gran incertidumbre en lo que respecta a la demanda. La entrada en vigor del mercado comenzó con un precio inicial de 8 €/tCO₂, que aumentó de forma más o menos constante hasta llegar a un pico máximo de aproximadamente 30 €/tCO₂ en abril de 2006. Esto fue debido a la gran demanda del sector eléctrico que quería cubrir sus necesidades.

Con la presentación de las emisiones verificadas a la Comisión Europea surge un choque de información, dándose a conocer la existencia de un superávit en la asignación. Entre los motivos que pueden haber influenciado este fenómeno destaca la poca información fiable sobre emisiones que existía al implantarse el sistema, y a las estimaciones en exceso que se generaron debido a ello. Este hecho supuso un duro golpe en el mercado provocando un alto nivel de volatilidad y una reducción drástica de los precios, menos de 1 €/tCO₂ a principios de 2007 llegando a 0,02 €/tCO₂ en el final del periodo, paralizándose las transacciones.

La Comisión llevó a cabo una evaluación exhaustiva y estricta de los Planes Nacionales de Asignación, que junto a la información fiable obtenida del primer periodo, contribuyó a un fortalecimiento de los precios en el inicio de la segunda fase. En su comienzo, el precio se elevó a más de 25 €/tCO₂, sin embargo la crisis económica ocasionó una reducción de los volúmenes de producción con su consecuente disminución del número de emisiones de CO₂. Esto dio lugar a otro desplome del precio a un nivel por debajo de 10 €/tCO₂. Aunque las tendencias entre 2009 y 2011 parecían favorables, a mediados de 2011 el precio volvió a un solo dígito, principalmente como resultado de la lenta recuperación económica y la correspondiente débil demanda de derechos de emisión, junto con otros posibles factores tales como las políticas energéticas.

El inicio de la tercera fase en el año 2013 se caracterizó por uno de los niveles más bajos de los precios del carbono desde 2007, no obstante las tendencias indican que el precio de los derechos de emisión europeos está teniendo un crecimiento leve pero constante. Saltor y Berghmans (2011) afirman que existe la posibilidad de una regulación del mercado por parte de la Comisión Europea que podría aumentar los precios llegando a 30€/tCO₂. Tras el Acuerdo de

Paris en abril de 2016, Francia impondrá ese precio mínimo para el próximo año 2017, y otros Estados miembros como Reino Unido o Alemania también están estudiando dicha posibilidad para dotar al RCDE de una mayor solidez.

El historial completo se puede ver en el gráfico 5.1, que además incluye datos sobre los créditos CER (provenientes de los Mecanismos de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto), que como se mencionó anteriormente se puede utilizar en el RCDE a partir del segundo periodo, pero con ciertas limitaciones, de ahí el desplome de su precio.

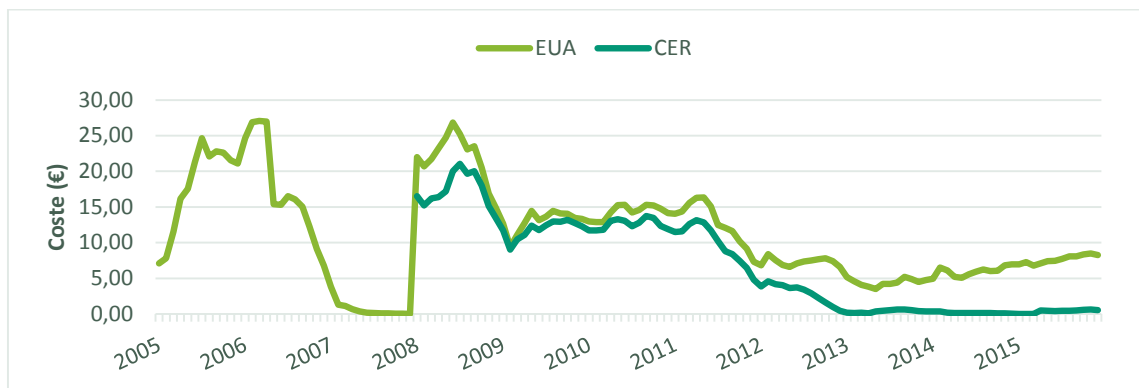


Gráfico 5.1-Evolución de los precios de los EUA y CER (2005-2015). Fuente: Elaboración propia en base a datos de SENDECO2

El sistema de comercio de emisiones, independientemente de las demás políticas y medidas con las que interactúa, conlleva un aumento de costes para los sectores industriales y, especialmente, para los generadores de energía que emplean combustibles fósiles. Este sobrecoste normalmente se transfiere a los consumidores, sin embargo la capacidad de traspaso es muy variable según los sectores. Los principales factores que determinan esta capacidad son la elasticidad de la demanda del producto; la estructura y dinámica del mercado, incluyendo el número de competidores y la cantidad de regulación y propiedad estatal; y el alcance internacional de la competencia, en particular con respecto a la diferenciación en las políticas de carbono.

La elasticidad de la demanda se refiere a la respuesta de los consumidores a un aumento en el precio de un producto. Un comportamiento inelástico al precio indica que las empresas pueden aumentar los precios en respuesta a un aumento de costes sin una respuesta sustancial por parte de los consumidores reduciendo el consumo o sustituyendo el producto. Un ejemplo de este tipo es el sector eléctrico que puede transmitir sus costes a los consumidores debido a que a la demanda de electricidad es relativamente inelástica al precio, la estructura del mercado se regula de manera significativa, y hay una limitada competencia internacional con países no europeos sin políticas de carbono. Por el contrario, otros sectores, como el acero en bruto, están en mercados muy competitivos en los que un aumento del precio supone un riesgo significativo. Parker y Blodgett (2008) afirman que las empresas que afrontan una demanda elástica debido a la existencia de sustitutos disponibles, tienen una mayor dificultad de traspasar los costes resultantes de las políticas de carbono.

Sijm, et al. (2006), así como Bonacina y Gulli (2007), establecen la base teórica del traspaso del coste del CO₂ a los precios de la electricidad, afirmando que el traspaso debería ser del 100% en condiciones de competencia perfecta, sin embargo en la práctica esto es distinto. Aunque en el primer periodo el coste del CO₂ sí que tuvo un impacto considerable en los precios de la electricidad, la inestabilidad del mercado y la crisis económica perturbó las estimaciones del traspaso en el segundo periodo.

De acuerdo con la teoría económica, el comercio de emisiones de carbono genera un aumento en el coste marginal igual al coste de los derechos de emisión de carbono. El hecho de que el aumento de los precios pueda ser menor o mayor que el coste marginal de CO₂ depende, según Dröge, et al. (2009), de factores como el grado de concentración del mercado y la capacidad disponible (i.e. si existe un exceso de capacidad o no).

5.2. Precio de la energía

Tal y como se menciona en la COM/2014/021, “el aumento del precio de la energía es una de las principales preocupaciones políticas. Representa una carga económica adicional para el sector industrial y para los hogares, ya bajo presión, afectando a la competitividad global de Europa.”

Actualmente el sector energético europeo está en un proceso de transición hacia una economía hipocarbónica que conlleva el abandono de los combustibles fósiles y la integración de fuentes renovables que necesitan de niveles elevados de inversión. La diferencia de precios energéticos entre la UE y sus principales socios económicos se debe, entre otros motivos, a la mejora de las redes de transporte y distribución que se han tenido que adaptar al crecimiento de la energía eólica y solar; y a la liberalización de los mercados, que supone el traspaso de los costes de inversión a los propios clientes, aunque se espera que la liberalización aportará más competencia y en consecuencia, una energía más barata y eficiente. Sin embargo existen otros factores que se escapan de la influencia de Europa, como puede ser el aumento de precios de los productos energéticos importados.

En mayo de 2013 el Consejo Europeo encargó a la Comisión Europea llevar a cabo un análisis en profundidad de los precios y costes energéticos europeos. La CE basó su análisis en tres principales componentes del precio: energía y abastecimiento, red, y los impuestos y gravámenes (Eurelectric, 2014). Es importante comprender qué se entiende por precios y costes de la energía. Los costes energéticos, que dependen de la cantidad de energía que se consume, se pueden reducir recurriendo a productos de bajo consumo energético o a otras prácticas para el ahorro de energía. Sin embargo, el término precio se suele considerar más difícil de entender debido a que incluye varios elementos (véase figura 5.1), influenciados tanto por las fuerzas del mercado como por las políticas gubernamentales.

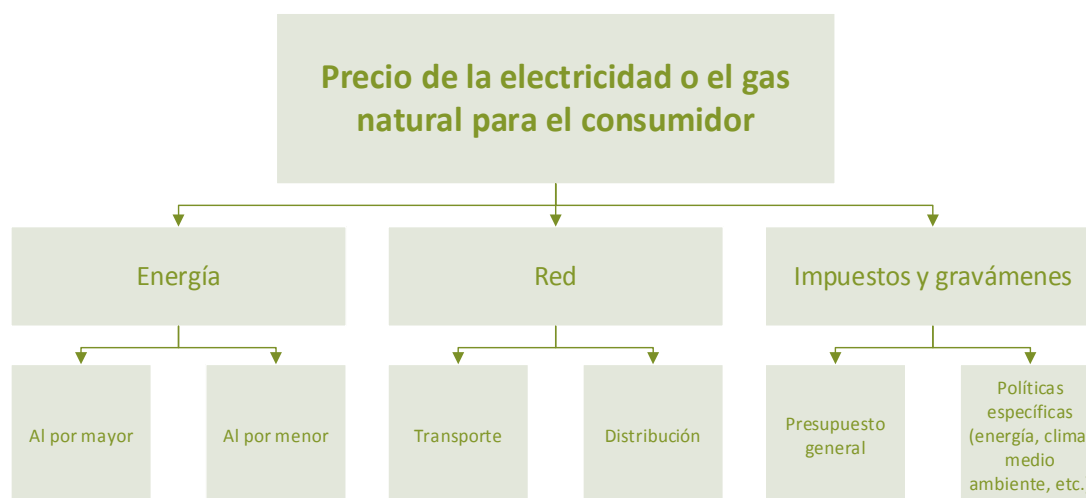


Figura 5.1-Elementos que forman el precio de la energía. Fuente: CE (2014a).

El elemento energía está formado por una parte “mayorista”, que refleja los que supone para las empresas el suministrar energía a la red, incluyéndose: la compra o producción de

combustible y su transporte y transformación, los costes de construcción, explotación y desmantelamiento de las centrales térmicas; y una parte “minorista” que cubre los costes relacionados con la venta de energía a los consumidores finales.

El elemento red refleja los costes de la infraestructura de transporte y distribución relacionados con el mantenimiento y la ampliación de las redes, los servicios del sistema y las pérdidas de la red, añadiéndose tasas a las tarifas de red para cubrir otros costes, como los relacionados con las obligaciones de servicio público y el servicio técnico.

El elemento impuestos y gravámenes está formado por la fiscalidad general (IVA, impuestos especiales) y gravámenes específicos en apoyo de políticas concretas de energía o de cambio climático (CE, 2014a). Es importante mencionar que el coste del RCDE se refleja en el elemento al por mayor de la energía ya que afecta a los productores energéticos.

Los consumidores europeos pagan un precio cada vez mayor por la electricidad, siendo el aumento de aproximadamente 3,5% durante el periodo 2008-2012. Cabe destacar que este aumento difiere en los diferentes Estados miembros, la diferencia entre extremos varía entre 2,5 y 4 veces, como puede ser el caso de Chipre, Malta o Reino Unido frente a Noruega (véase el gráfico 5.2). Para intentar detener esta tendencia, se está trabajando en un mercado energético a nivel comunitario con el que se pretende llegar a una convergencia en los precios europeos de la electricidad.

En el gráfico 5.2 se muestran los precios de la electricidad en los diferentes Estados miembros de la Unión Europea para los sectores de alto consumo (70-150 MWh), sin incluir los impuestos y los gravámenes.

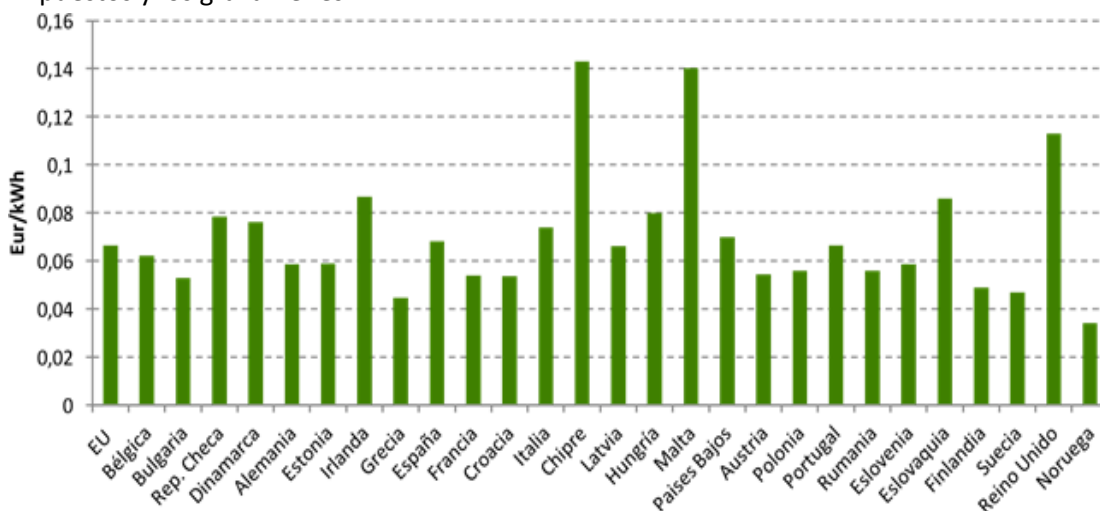


Gráfico 5.2-Precio de la electricidad para la industria de alto consumo en la UE (2014). Fuente: Eurostat (2015).

Con el fin de comprender mejor la relación entre los precios y las políticas de energía, conviene desglosar los precios en sus distintos elementos y realizar un análisis individual de cada uno de ellos.

En lo que respecta al término «energía», es el más importante de los tres, pero su proporción está disminuyendo, reduciéndose el precio al por mayor un 35-45%, que puede deberse al aumento de la competencia tras la asociación de mercados, la separación de la generación de electricidad de la gestión de las redes, el descenso de los precios del carbono del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE y el crecimiento de la capacidad de generación de energía con bajos gastos de explotación (como la energía eólica y la solar, además de las energías nuclear e hidroeléctrica existentes). Sin embargo esto no se ha traducido en una reducción del precio al por menor, probablemente debido a una débil competencia en los mercados al por menor.

El elemento «costes de red», según los datos que proporciona CE (2014a), ha experimentado un aumento del 30% para los consumidores industriales en el periodo 2008-2012. Al igual que en los demás elementos existe cierta variación de un Estado miembro a otro, debido tanto por diferencias en la reglamentación de las tarifas de red y asignación de costes, como por la eficiencia de las redes y su gestión.

El aumento más destacable entre los tres elementos del precio de la energía es sin duda el de los «impuestos y gravámenes» con un 127% durante el mismo periodo de tiempo. Tanto las políticas energéticas y climáticas financiadas mediante impuestos y gravámenes como los costes relacionados con el sistema de energía alteran los precios. Un ejemplo puede ser el auge de las energías renovables, que suponen un coste añadido de aproximadamente el 8% del precio de la electricidad para los consumidores industriales. Es importante mencionar la falta de armonización dentro del marco europeo de fiscalidad de la energía, ya que los impuestos y tipos impositivos varían dependiendo de cada Estado miembro.

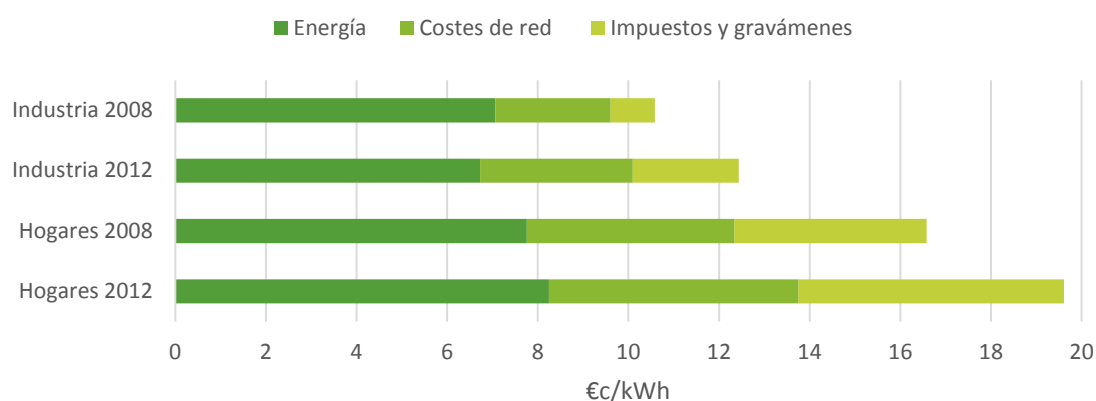


Gráfico 5.3-Variaciones de los precios de la electricidad por componente (2008-2012). Fuente: Comisión Europea (2014a).

Este aumento de los precios de la energía puede tener una connotación positiva si se tiene en cuenta que los costes energéticos son los de mayor repercusión, por lo que se debería impulsar la reducción del consumo mediante mejoras de eficiencia energética. En contraste, una disminución de los precios podría suponer un aumento del consumo generado, por ejemplo, por el uso de más productos eléctricos.

En lo que respecta a la industria europea en el panorama internacional, su eficiencia energética está a la vanguardia mundial, sin embargo el aumento de los precios de la electricidad ha supuesto un aumento de los costes del 4% para la industria en general. Los niveles de producción de las industrias intensivas en energía continúan descendiendo desde la crisis económica de 2008, reduciéndose cada vez más su cuota en el PIB europeo. Sin embargo otros aspectos también influyen en ello como los cambios estructurales en la economía mundial y su repercusión en la demanda de los consumidores.

Para compensar estos hechos, las industrias europeas han apostado por las exportaciones e inversiones internacionales, sin embargo la competencia internacional es fuerte. Por una parte está el caso de Estados Unidos, que dado el auge en la producción de gas de esquisto ha resultado en un descenso de los precios de la energía, pudiéndose observar como la brecha entre ambos se ha ampliado en la gráfica 5.4. Algunos países como Brasil, China y Rusia, con economías emergentes, están teniendo cada vez más importancia dentro de los componentes intermedios de consumo intensivo en energía. Por tanto los esfuerzos de las industrias europeas deberían redoblar, ya que los competidores también aumentan su eficiencia además de otras ventajas en lo que respecta a las economías emergentes, como puede

ser menores costes de mano de obra, menores impuestos y gravámenes y más cercanía a los mercados en expansión.

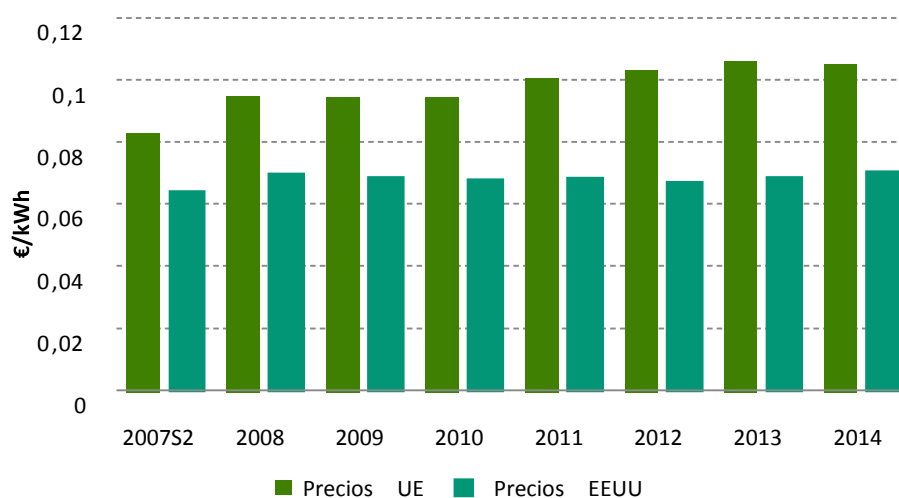
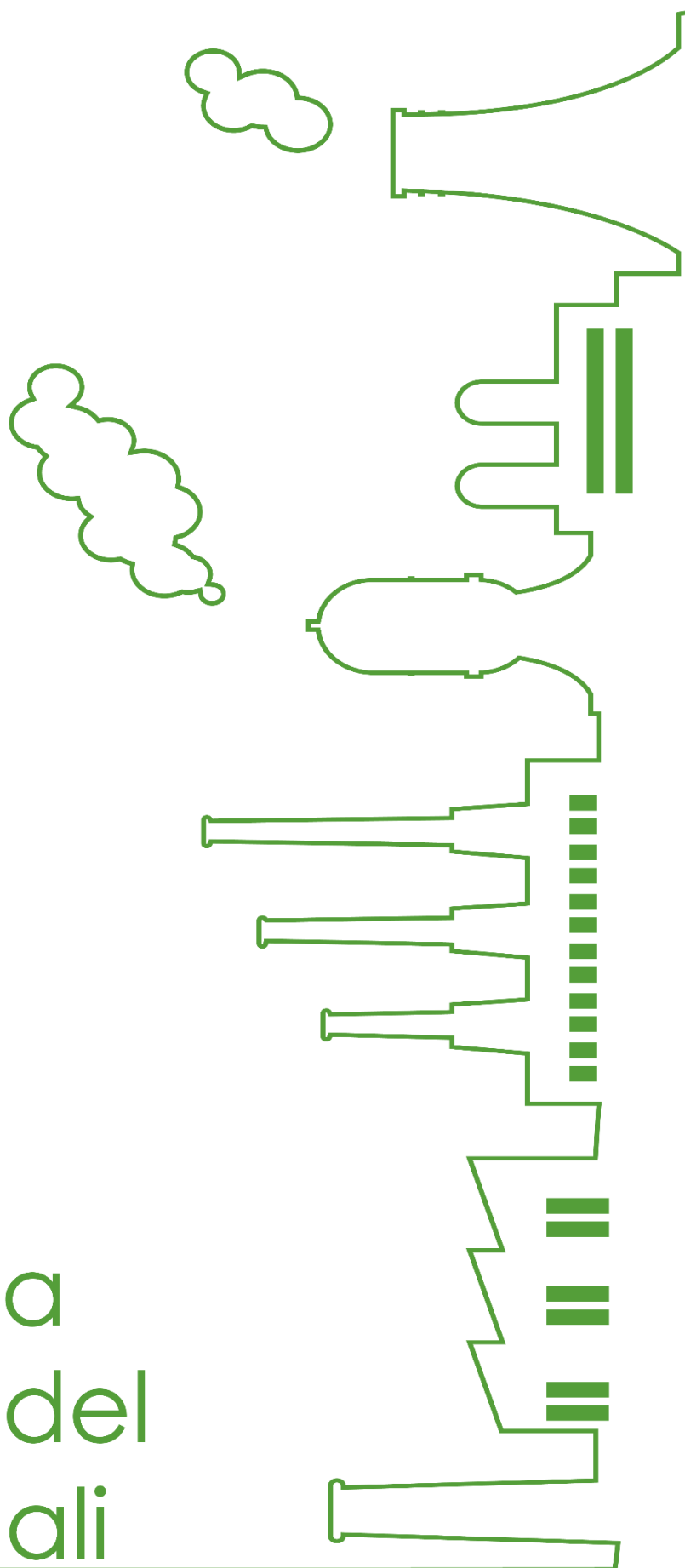


Gráfico 5.4-Evolución del precio de la electricidad para consumidores industriales en la UE y EEUU. Fuente: Comisión Europea (2014b).

6

Caso de
estudio: la
industria del
cloro-álcali



6. CASO DE ESTUDIO: LA INDUSTRIA CLORO-ÁLCALI

6.1. Estimación de costes del EU RCDE en la industria cloro-álcali

Para determinar los costes que supone para la industria intensiva en energía el Régimen del Comercio de Derechos de Emisiones de la Unión Europea, este estudio ha utilizado como referencia para la estimación de los mismos dos métodos. El primero pertenece a Peter Lund y se presenta en su artículo “Impacts of EU carbon emission trade directive on energy-intensive industries – Indicative micro-economic analyses” (2007); y el segundo se expone en la investigación del Centre for European Policy Studies (CEPS), encabezado por los autores Christian Egenhofer y Lorna Schrefler, bajo el título “Final report for a study on composition and drivers of energy prices and costs in energy intensive industries: the case of the chemical industry – chlorine” (2014). Ambos métodos realizan una estimación lineal, siendo la principal diferencia que Lund utiliza datos teóricos, mientras que CEPS hace uso de datos reales, basados en encuestas a empresas del sector.

6.1.1. MÉTODO DE ESTIMACIÓN LUND

Como se ha visto en apartados anteriores, existe cierta volatilidad en los precios de los derechos de emisión en el RCDE. Comenzó con un precio de 8€/tCO₂ que alcanzó los 30€/tCO₂, desplomándose en la recta final del primer periodo. La segunda fase comenzó con fuertes valores de más de 20€/tCO₂, sin embargo la crisis económica desembocó en una reducción que llegó a valores por debajo de los 10€/tCO₂. En el periodo actual, aunque empezó con unos precios muy bajos, por debajo de los 5€/tCO₂, existe una tendencia de crecimiento con valores entre 5 y 10€/tCO₂. Estudios como Saltor y Berghmans (2011) afirman que existe la posibilidad de una regulación del mercado por parte de la Comisión Europea que podría aumentar los precios llegando a 30€/tCO₂. Si además se tienen en cuenta las sanciones por incumplimiento de la Directiva que corresponden a valores de 40€/tCO₂ durante el primer periodo y 100€/tCO₂ en los posteriores, resulta evidente la necesidad de realizar las estimaciones en base a diferentes niveles de precios de los derechos de emisión. Los niveles elegidos en este estudio son 5, 10, 25, 40 y 100€/tCO₂, teniéndose en cuenta así todos los posibles panoramas que pueden darse.

La estimación presentada por Lund se realiza mediante datos teóricos como intensidades energéticas o de emisión basadas en las mejores técnicas disponibles de los diferentes procesos productivos, y diferentes rangos de precios de los derechos de emisión.

La importancia de las emisiones de dióxido de carbono para una industria puede ser definida por un factor de intensidad de CO₂, I_{CO_2} , definido como la relación entre las emisiones de CO₂ y el valor de la producción, tal y como se muestra en la ecuación 1:

$$I_{CO_2} = \frac{S_{CO_2}}{V} \quad (1)$$

donde I_{CO_2} =intensidad del dióxido de carbono (tCO₂/1.000 €) de la producción, S_{CO_2} =emisiones de CO₂ de la producción (tCO₂ emitidas), V =valor de la producción (1.000 €).

Supongamos que la industria está sujeta a una reducción de CO₂ por un factor r desde su nivel actual. Si se conoce el coste marginal de la reducción las emisiones (c_{CO_2}), por ejemplo, siendo una unidad comerciable de derechos de emisión (EAU) adquirida, mediante mejoras

internas de la eficiencia, o la sustitución de los combustibles, entonces el coste extra de la reducción de emisiones de CO₂ en la industria se pueden calcular a partir de la ecuación (2):

$$C_{directo} = r \times c_{CO_2} \times I_{CO_2} \quad (2)$$

donde r =reducción de emisiones de CO₂ necesaria como fracción desde el nivel actual (0=0%, 1=100%), c_{CO_2} =coste marginal de la reducción de emisiones de CO₂ (€ por tonelada de CO₂ o el precio de una EAU). $C_{directo}$ está expresado aquí como porcentaje del valor total de la producción. Introduciendo $r=1$ en la ecuación (2) se obtiene el valor total de las emisiones de CO₂ de la industria expresado como porcentaje del valor total de la producción. En la práctica, el valor de r se determina por la asignación de los planes nacionales dentro del RCDE.

Las reducciones de CO₂ en el sector de la energía se pueden ver reflejadas en el coste de la electricidad e indirectamente pueden derivar en un coste adicional de la energía para la industria según la ecuación (3):

$$C_{indirecto} = \Delta c_{el} \times I_{MWh} \quad (3)$$

donde I_{MWh} =intensidad de la electricidad de la producción (MWh/1.000 €), Δc_{el} =aumento del precio de la electricidad debido a las restricciones de emisión de CO₂.

La intensidad de la electricidad de la producción es la relación entre el consumo de electricidad y valor de producción, tal y como se muestra en la ecuación (4):

$$I_{MWh} = \frac{E}{V} \quad (4)$$

donde I_{MWh} =intensidad de la electricidad de la producción, E =consumo de electricidad y V =valor de producción.

Si el coste de la electricidad es conocido como una fracción del valor total de la producción ($=f$), y el precio de la electricidad c_{el} es conocido, entonces la ecuación (4) se puede escribir según la ecuación (5):

$$I_{MWh} = 10 \times \frac{f}{c_{el}} \quad (5)$$

donde I_{MWh} es obtenido en unidades de MWh/1000€ y f en %.

Debido al mecanismo de formación de precios y de un mercado muy oligopólico, el coste de reducción de CO₂, o en la práctica, el precio de una EUA, se transfiere al precio de la electricidad, incluidas las fuentes libres de carbono. Algunos estudios estiman que los precios de la electricidad podrían aumentar en 0,3 a 0,7 €/MWh por cada 1 €/tCO₂ de reducción requerida (ECON analysis AB, 2004).

Como los gastos de electricidad relacionados con el valor de producción total dependen del precio de la electricidad se ha determinado en la siguiente tabla la intensidad de la electricidad y el porcentaje de la electricidad respecto del valor de producción. En la Tabla 6.1 se utilizan dos niveles: 30€/MWh y 70€/MWh en el que el primero puede corresponder a la autoproducción de electricidad y el segundo a la electricidad comprada en el mercado. El valor de 70€/MWh se correspondería además con los precios que asume la industria de alto consumo en España (véase gráfico 5.2).

Un subgrupo de las industrias químicas y del metal, concretamente (Al, Cl₂, Si, Zn, FeCr), tienen un consumo eléctrico superior al 10% del valor de la producción, mientras que el del

subgrupo {Cu, Ni, TiO₂, Acero Inox.} es claramente inferior al 10%. Relacionando el uso de electricidad con el valor del producto se obtiene la intensidad de la electricidad (MWh/1.000€) de los sectores de la industria, el primer subgrupo mencionado es el consumidor más intensivo de electricidad y los tres más altos son {Al, Cl₂, Si} con alrededor de 10 MWh/1.000 €.

Tabla 6.1-Necesidades de electricidad y valor del producto en varios sectores de la industria intensiva en electricidad. Fuente: Lund (2007).

Producto	Electricidad (MWh/t)	Precio (€/t)	Intensidad eléctrica (MWh/1.000€)	% del valor de producción	
				30€/MWh	70€/MWh
Aluminio	15	2.170	6,9	21	48,5
Cloro	2,7-3,0	350	8,6	13	30
Cobre	0,5-0,7	4.170	0,14	0,4	1
Ferrocromo	3,1-3,5	1.915	1,8	5,5	13
Níquel	7-10	12.500	0,68	2	5
Silicio	13	1.550	10	30	70,5
Acero inoxidable	1,4-1,5	2.500	0,44	1,3	3
Óxido de titanio	1,7-2,2	1.850	0,92	2,8	6,5
Zinc	3,8-4,0	1.950	2,0	6	14

De esta forma, utilizando una intensidad de la electricidad que varía de 0,1 a 10 MWh/1.000€, según los diferentes sectores; y unos costes de emisión de CO₂ que varían de 5 a 100 €/tCO₂, dependiendo de si se utilizan medidas de eficiencia energética o se sufren sanciones de no cumplimiento de las metas del RCDE; obtenemos el gráfico 6.1, en el que se puede apreciar el efecto del incremento del precio de la electricidad debido a los costes de emisión de CO₂. El valor de flexibilidad utilizado es de 0,5€/MWh por cada 1 €/tCO₂, que representa un promedio de los valores observados.

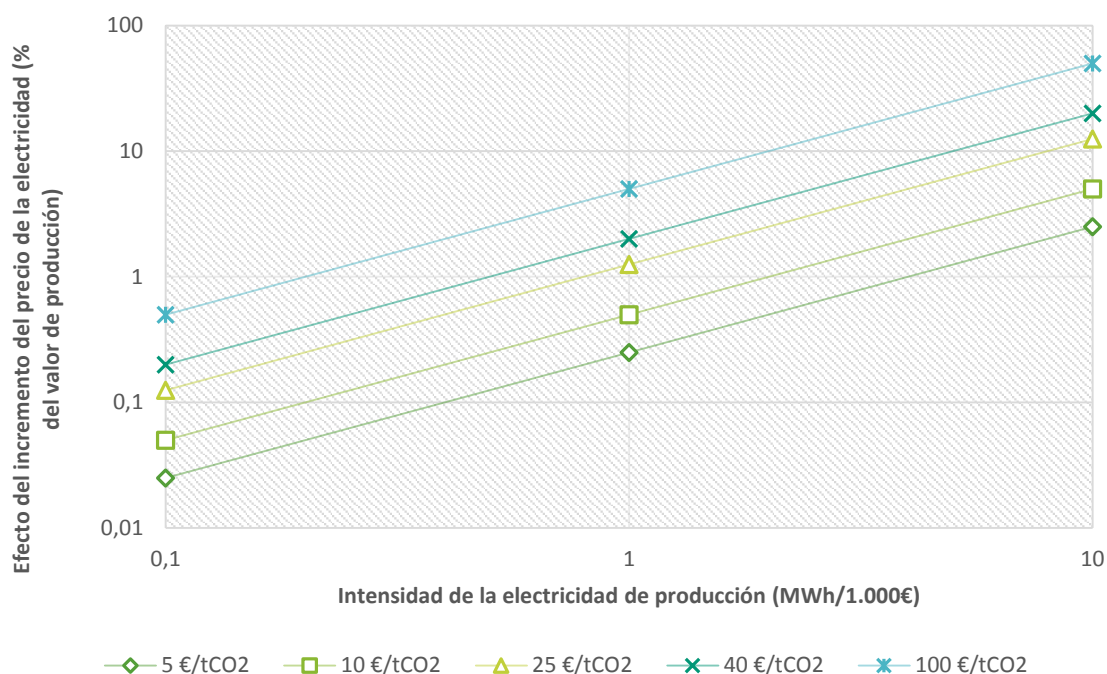


Gráfico 6.1-Efecto del incremento del precio de la electricidad debido a los costes de emisión de CO₂ en las industrias intensivas en energía. Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de estudio, centrado en el sector químico, concretamente el subsector del cloro-álcali, se tiene una intensidad de la electricidad de 8,6 MWh/1.000€. En la tabla 6.2 se ha determinado el efecto del incremento de los precios de la electricidad para este caso concreto.

Tabla 6.2-Efecto del incremento del precio de la electricidad para el sector del cloro. Fuente: Elaboración propia.

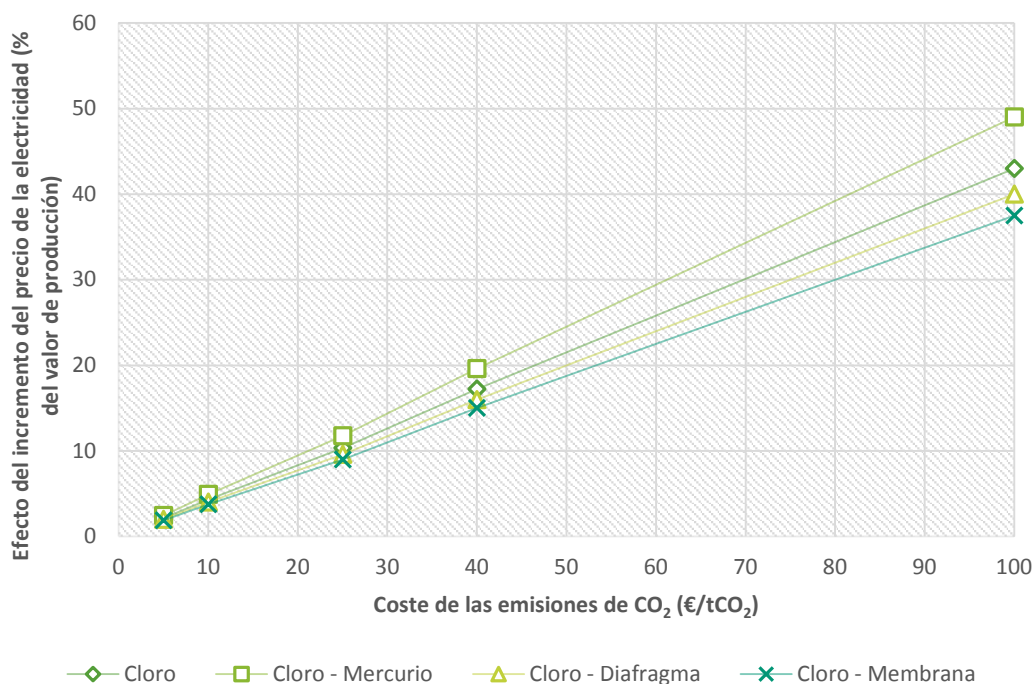
	Coste emisiones de CO ₂ (€/tCO ₂)				
	5	10	25	40	100
Intensidad de la electricidad (MWh/1.000€)	Efecto del aumento del precio de la electricidad (% del valor de producción)				
8,6	2,15	4,3	10,32	17,2	43

Dada la influencia de la intensidad de la electricidad de producción en el impacto de los costes, se determina en la tabla 6.3, para las diferentes tecnologías disponibles de producción de cloro, así como el porcentaje del valor de producción, de forma análoga a la tabla 6.1:

Tabla 6.3-Necesidades de electricidad y valor del producto en la industria del cloro. Fuente: Elaboración propia.

Producto-Tecnología	Electricidad (MWh/t)	Precio (€/t)	Intensidad eléctrica (MWh/1.000€)	% valor de producción	
				30 €/MWh	70 €/MWh
Cloro	2,7-3	350	8,6	13	30
Cloro - Mercurio	3,424	350	9,8	15	34
Cloro - Diafragma	2,807	350	8,0	12	28
Cloro - Membrana	2,618	350	7,5	11	26

Para determinar el impacto de los costes indirectos en el subsector del cloro, se ha realizado el gráfico 6.2, en el que se representa en el eje de las abscisas el coste de las emisiones de CO₂ y en el eje de las ordenadas la influencia del aumento del precio de la electricidad.

Gráfico 6.2-Efecto del incremento del precio de la electricidad debido a los costes de emisión de CO₂ en la industria del cloro. Fuente: Elaboración propia.

Al haber calculado el efecto del aumento del precio de la electricidad en forma de porcentaje del valor de producción, y conociendo que el valor de una tonelada de producto es 350 €/tCl₂ (véase tabla 6.1), se puede determinar el impacto sobre el precio del producto, siendo de esta forma posible la comparación con la segunda metodología. En la tabla 6.4 se muestran los resultados:

Tabla 6.4-Impacto de los costes indirectos sobre el precio del producto, según tecnologías de producción. Fuente: Elaboración propia.

		Coste de emisión de CO ₂ (€/tCO ₂)				
		5	10	25	40	100
Producto-Tecnología	Intensidad eléctrica (MWh/1.000€)	Impacto sobre precio producto (€/tCl ₂)				
Cloro	8,6	3,76	7,53	18,06	30,10	75,25
Cloro - Mercurio	9,8	4,29	8,58	20,58	34,30	85,75
Cloro - Diafragma	8	3,50	7,00	16,80	28,00	70,00
Cloro - Membrana	7,5	3,28	6,56	15,75	26,25	65,63

6.1.2. MÉTODO DE ESTIMACIÓN CEPS

El método se basa en datos reales obtenidos a través de encuestas a una muestra de productores europeos de cloro. Para la selección de la muestra se tomó como partida la lista completa de plantas de cloro publicada por EuroChlor (2013), se firmaron acuerdos de confidencialidad estrictos con las empresas participantes en el estudio, y se tuvieron en cuenta tres factores:

- Cobertura geográfica, asegurando la representación de las diferentes regiones de la UE, siendo estas suroeste, centro-norte y sureste de Europa con una participación en la capacidad total de producción del 19, 70 y 11%, respectivamente.
- Capacidad de las plantas, clasificándose en gran tamaño (>300.000 t/año), tamaño mediano (100.000-300.000 t/año) y pequeño tamaño (<100.000 t/año).
- Tecnología utilizada, tratando de reflejar las acciones de las tres opciones disponibles a nivel industrial.

La muestra final contemplaba nueve plantas (una de gran tamaño, seis de tamaño medio y dos de tamaño pequeño), cubriendo aproximadamente el 12% de la capacidad total de cloro de la UE. En lo que respecta a las tecnologías, la tecnología de membranas representa el 62% de la capacidad total de la muestra, la tecnología de mercurio 32% y otras tecnologías el 5%. La tecnología de diafragma no está representado en la muestra. El contenido del cuestionario fue discutido con expertos de la industria del cloro para asegurar que las especificaciones técnicas del sector del cloro se reflejan correctamente, abordándose aspectos como tendencias de los precios, componentes de los precios de la energía, intensidad energética, costes indirectos del RCDE y costes de producción. La consistencia de datos de los costes de producción se garantizó mediante la comparación de los datos presentados por los diferentes productores y los datos presentados por el mismo productor de diferentes años y pidiendo aclaraciones cuando se detectó alguna inconsistencia.

Otras diferencias respecto al método Lund es el uso de una tasa de transmisión (pass-on rate) en lugar del valor de flexibilidad. Esta tasa es la proporción de los costes directos a los que se enfrentan las empresas eléctricas (sin tener en cuenta los efectos atenuantes de asignación gratuita) que se transmiten a los consumidores de electricidad. También difiere la intensidad de carbono de la electricidad, que en vez de calcularse a través de la relación entre las emisiones de CO₂ y el valor de producción, se utiliza la intensidad máxima regional de carbono. Este valor se proporciona por la Comunicación de la Comisión Europea 2012/C 158/04 “Directrices relativas a determinadas medidas de ayuda estatal en el contexto del régimen de comercio de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero” en el Anexo IV. El modelo para el coste indirecto del RCDE se define en la ecuación (6):

$$\text{Costes Indirectos}(\text{€/t}_{\text{producto}}) = I_{\text{MWh}} \cdot I_{\text{CO}_2} \cdot c_{\text{CO}_2} \cdot \text{Pass} - \text{on rate} \quad (6)$$

siendo: I_{MWh} : cantidad de electricidad utilizada para producir una tonelada de producto. Esta cantidad es específica del sector, planta y proceso; I_{CO_2} : cantidad de toneladas de CO₂ emitida por las empresas eléctricas para generar un MWh; c_{CO_2} precio medio anual de CO₂ del mercado. *Pass – on rate*: proporción de los costes directos a los que se enfrentan las empresas eléctricas (sin tener en cuenta los efectos atenuantes de asignación gratuita) que se transmiten a los consumidores de electricidad.

En la tabla 6.5 se encuentran los datos utilizados para el cálculo de los costes indirectos según esta metodología. Los costes del CO₂ son los promedios anuales de los precios de liquidación diaria de la Bolsa Europea de la Energía; mientras que para los valores de la intensidad eléctrica se han tomado de los datos del artículo de Egenhofer y Schrefler (2012), provenientes de diferentes encuestas y entrevistas a industrias del sector del cloro.

Tabla 6.5-Valores utilizados en el cálculo de los costes indirectos del RCDE. Fuente: Egenhofer y Schrefler (2012).

	2010	2011	2012
Coste de las emisiones de CO ₂ (€/tCO ₂)	14,48	13,77	7,56
Intensidad eléctrica (MWh/tCl ₂)	3,74	4,24	4,24
Intensidad carbono (tCO ₂ /MWh) España-Portugal	0,57	0,57	0,57
Intensidad carbono (tCO ₂ /MWh) Suroeste de Europa	0,76	0,76	0,76

Los costes indirectos del Régimen de Comercio de Derechos de Emisiones de la Unión Europea durante el periodo 2010-2012 en el Suroeste de Europa y España-Portugal se presentan en las tablas 6.6 y 6.7, respectivamente, utilizándose diferentes tasas de transmisión.

Tabla 6.6-Costes indirectos del RCDE para la industria del cloro en el Suroeste de Europa. Fuente: Elaboración propia.

	Costes indirectos (€/tCl ₂)		
	0,6	0,8	1
2010	24,69	32,93	41,16
2011	26,62	35,50	44,37
2012	14,62	19,49	24,36

Tabla 6.7-Costes indirectos del RCDE para la industria del cloro en España y Portugal. Fuente: Elaboración propia.

	Costes indirectos (€/tCl ₂)		
	0,6	0,8	1
2010	18,52	24,69	30,87
2011	19,97	26,62	33,28
2012	10,96	14,62	18,27

6.1.3. ESTIMACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DEL RCDE

La determinación de los costes subvencionables en la fabricación de productos de los sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo de fuga de carbono se efectúa de acuerdo a las Directrices que se incluyen en la Comunicación de la Comisión 2012/C158/04, tal y como se recoge en el Real Decreto 1055/2014 y la Orden IET/697/2015.

La cantidad subvencionable, C_{Sub_t} , por instalación, se calcula mediante la ecuación 7:

$$CSub_t = C_t \cdot P_{t-1} \cdot E \cdot BO \quad (7)$$

siendo C_t , el factor de emisión de CO₂ aplicable (tCO₂/MWh) en el año t ; P_{t-1} el precio a plazo de los derechos de emisión de la Unión Europea (DEUE) en el año $t-1$ (€/tCO₂); E el valor de referencia de la eficiencia del consumo eléctrico (MWh/t_{prod}); y BO la producción para los años de referencia (t_{prod}).

El factor de emisión de CO₂ es la media ponderada de la intensidad de CO₂ de la electricidad producida a partir de combustibles fósiles en diferentes zonas geográficas. La ponderación refleja la mezcla de producción de los combustibles fósiles en la zona geográfica de que se trate. El factor de CO₂ es el resultado de la división de los datos equivalentes de emisión de CO₂ del sector energético por la producción bruta de electricidad con combustibles fósiles en TWh. En el Anexo IV de la Comunicación 2012/C158/04 se encuentra la tabla 6.8 que recoge los diferentes factores de CO₂ regionales máximos.

Tabla 6.8-Factores regionales máximos de emisión de CO₂ en diferentes zonas geográficas (tCO₂/MWh). Fuente: Comunicación 2012/C158/04.

			Electricidad
Europa central y occidental	y	Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Países Bajos, Luxemburgo, Liechtenstein	0,76
Región checa y eslovaca	y	Republica Checa, Eslovaquia	1,06
Iberia		Portugal, España	0,57
Nórdica		Dinamarca, Suecia, Finlandia, Noruega	0,67
Bulgaria			1,12
Chipre			0,75
Estonia			1,12
Grecia			0,82
Hungría			0,84
Irlanda			0,56
Italia			0,60
Letonia			0,60
Lituania			0,60
Malta			0,86
Polonia			0,88
Rumanía			1,1
Eslovenia			0,97
Reino unido			0,58
Islandia			0

El precio (P_{t-1}) a plazo de los derechos de emisión de la Unión Europea, DEUE, para el año 2014 es de 6,18 €/tCO₂, de acuerdo con el método de cálculo establecido (IET/697/2015).

El valor de referencia de la eficiencia del consumo eléctrico, en MWh/toneladas de producción, establece el consumo eléctrico, para un producto específico, por tonelada de producción obtenida mediante los métodos más eficientes de producción de electricidad para el producto en cuestión. Estos valores se enumeran en el Anexo III de la Orden IET/697/2015, correspondiendo al caso del cloro un valor de 2,461 MWh/t_{prod}.

Para determinar el importe máximo de la ayuda ($Amax_t$) que podrá abonarse es necesario tener en la intensidad de la ayuda (Ai_t), que durante el periodo 2013-2015 corresponde al 85% de los costes subvencionables, 80% para 2016-2018 y 75% durante 2019 y 2020. La ecuación 8 permite calcular dicha cuantía:

$$A_{max_t} = A_{i_t} \cdot C_{Sub_t} \quad (8)$$

El cálculo de los costes subvencionables y del importe máximo de la ayuda que podrá abonarse por cada instalación y producto, en el año 2015, se realiza de acuerdo con las ecuaciones anteriormente reseñadas. Suponiendo para el caso de estudio una producción de referencia de 200 ktCl₂/año, la cantidad subvencionable asciende a 1.733.823,72 €/año, y aplicando la intensidad de la ayuda el importe máximo sería 1.473.750,16 €/año. Teniendo en cuenta que España presupuestó tres millones de euros para todos los sectores o subsectores afectados para el año 2015, y como se especifica en el documento de la Comisión Europea (2013) sobre Ayudas estatales en España, “si el presupuesto disponible es insuficiente para cubrir la ayuda subvencionable total solicitada, se distribuirá de forma proporcional entre los beneficiarios cualificados”. Por ello sería conveniente aplicar diferentes porcentajes (η) de la compensación a recibir, con variaciones cada 20%. Mediante la ecuación 9 se obtiene la cuantía de la ayuda en función del consumo eléctrico (A_{CE}), es decir en €/MWh.

$$A_{CE} = \frac{C_{Sub_t} \cdot \eta}{BO \cdot E} \quad (9)$$

En el gráfico 6.3 se muestra cómo influye la compensación de los costes indirectos en porcentaje sobre el valor de producción mediante diferentes proporciones. Como se puede observar, las ayudas recibidas afectan muy poco a los precios de la electricidad, incluso si la ayuda recibida es del 100%.

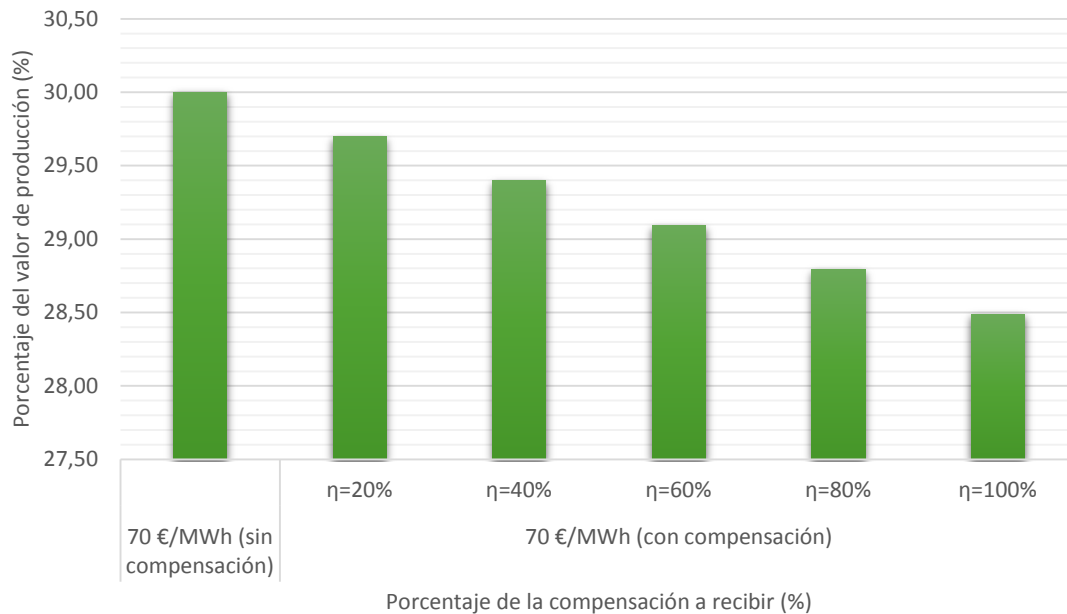


Gráfico 6.3-Influencia de la compensación de los costes indirectos en el porcentaje del valor de producción de la electricidad. Fuente: Elaboración propia.

6.2. Análisis de resultados

Para poder realizar la comparación se ha tomado la intensidad eléctrica del primer método de cálculo para cada tipo de tecnología de producción, así como el factor de flexibilidad de 0,5, en lugar de la tasa de transmisión. También se ha utilizado el mismo rango de costes de CO₂, manteniéndose de este método únicamente los valores de la intensidad de carbono. En la tabla 6.9 se muestran los resultados.

Tabla 6.9-Impacto de los costes indirectos sobre el precio del producto, según tecnologías de producción (II).
Fuente: Elaboración propia.

Producto-Tecnología	Intensidad eléctrica (MWh/1.000€)	Coste de emisión de CO ₂ (€/tCO ₂)				
		5	10	25	40	100
Cloro	8,6	4,28	8,55	21,38	34,20	85,50
Cloro - Mercurio	9,8	3,65	9,69	24,23	38,76	96,90
Cloro - Diafragma	8	3,42	7,98	19,95	31,92	79,80
Cloro - Membrana	7,5	2,59	7,41	18,53	29,64	68,40

La diferencia entre los resultados obtenidos con ambos métodos se muestra gráficamente mediante diagramas de barras, para cada una de las tecnologías disponibles de producción de cloro y como promedio de las mismas.

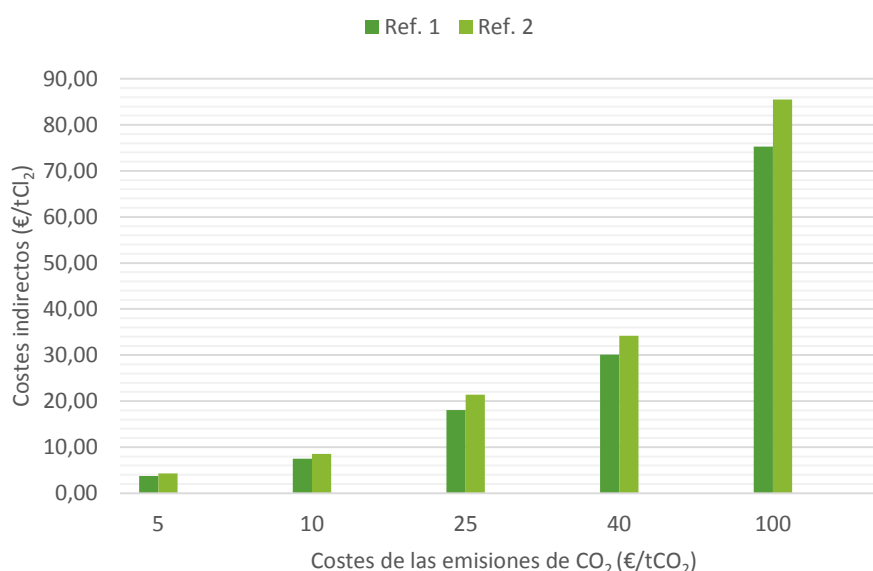


Gráfico 6.4-Comparativa de los costes indirectos - Cloro. Fuente: Elaboración propia.

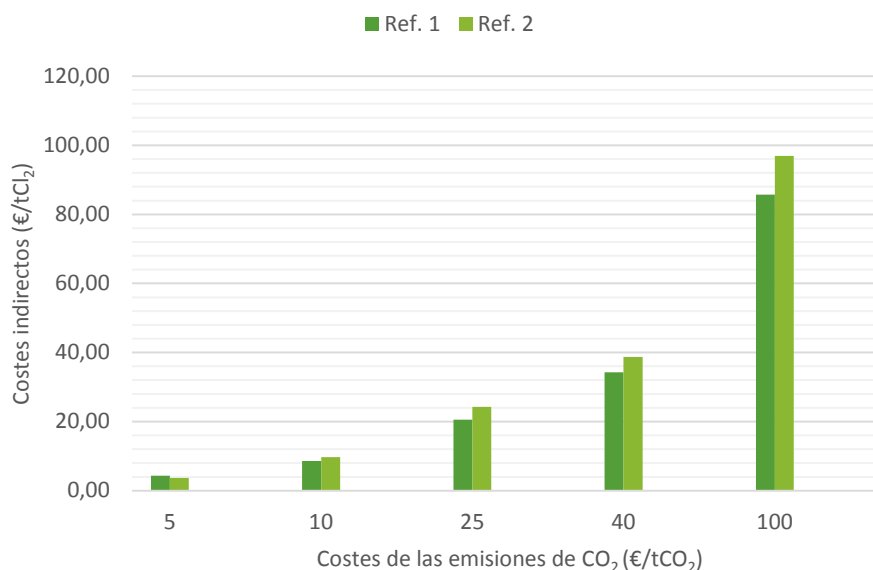


Gráfico 6.5-Comparativa de los costes indirectos - Cloro-Mercurio. Fuente: Elaboración propia.

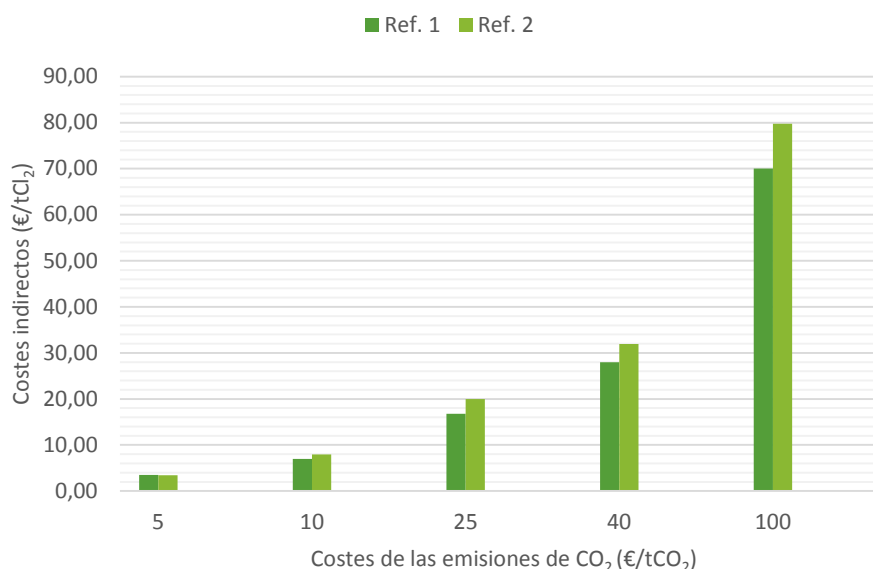


Gráfico 6.6-Comparativa de los costes indirectos - Cloro-Diafragma. Fuente: Elaboración propia.

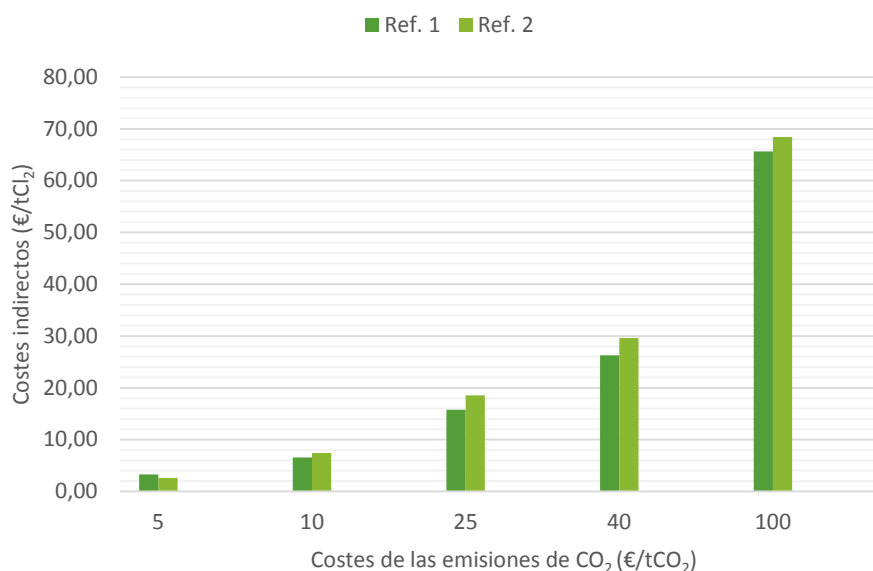
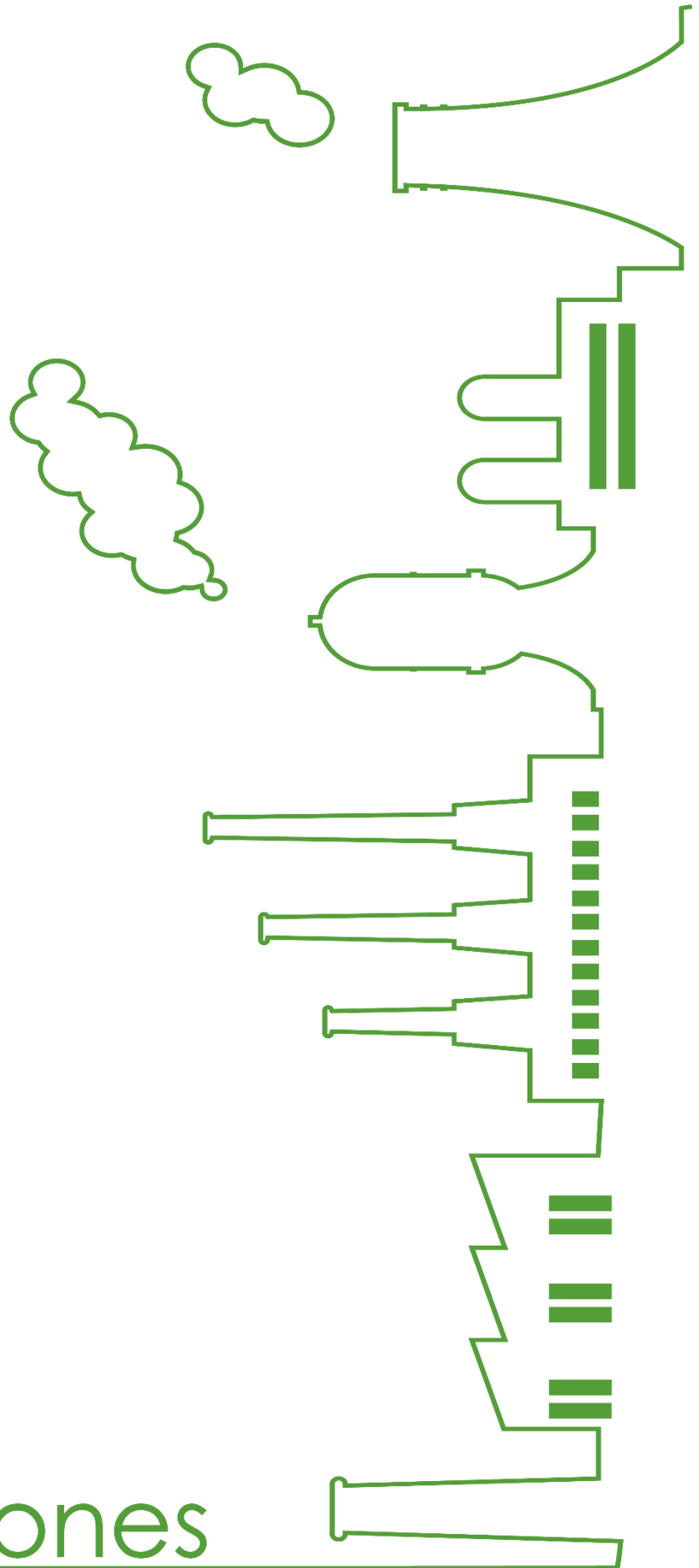


Gráfico 6.7-Comparativa de los costes indirectos - Cloro-Membrana. Fuente: Elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos se desprende cierta distorsión en los mismos dados las características intrínsecas de cada método. Mientras que el método de Lund se basa en datos teóricos, el método CEPS utiliza datos reales obtenidos en encuestas a productores de cloro. La comparación entre ambos métodos persigue un análisis de las virtudes y defectos de cada uno de ellos, pues dadas sus diferencias, la determinación del método más indicado depende del fin que se pretenda conseguir. De esta forma, el método Lund proporciona unos datos más generales, sin tener en cuenta las discrepancias, que como se ha expuesto anteriormente en este trabajo, existentes incluso dentro del mismo sector y región. El método CEPS, por su parte, resulta más conveniente para determinar el impacto para plantas concretas en las que se dispongan de información real y fiable. Por tanto, ambos métodos de cálculo son complementarios para la toma de decisiones.

7



Conclusiones

7. CONCLUSIONES

La industria cloro-álcali es uno de los principales sectores de la industria química mundial, influyendo de manera notable también en otros sectores como podrían ser la pulpa y el papel. La industria europea del cloro-álcali destaca además por estar a la vanguardia mundial en lo que respecta a eficiencia energética, sin embargo su competitividad internacional se ve reducida frente a los principales socios económicos, que disfrutan de precios energéticos más bajos y normativas ambientales menos estrictas. Para que se mantenga líder debería redoblar sus inversiones, a menos que se llegue a un acuerdo global sobre el cambio climático que ponga en igualdad de condiciones a los demás competidores.

La aparición de nuevas políticas climáticas y energéticas ha sido un aspecto clave para tratar de frenar las emisiones de gases de efecto invernadero y el cambio climático, sin embargo la inexperiencia y la falta de información real y fiable ha provocado que los objetivos no se logren por completo o con un impacto negativo sobre la competitividad de ciertos sectores. No obstante, las continuas revisiones y mejoras de los diferentes instrumentos podrían suponer buenos resultados en un futuro próximo en términos coste-efectivos. Para lograr esto se deberían realizar análisis dinámicos de la aplicación conjunta de varios instrumentos teniendo en cuenta los efectos positivos y negativos de las posibles interacciones.

En el marco específico de este trabajo, la volatilidad de los precios de los derechos de emisión, sobre todo en los dos primeros periodos, ha debilitado el mercado del RCDE. En la tercera fase parece haber cierta recuperación, si a esto se le suma la posible intervención política para fortalecer el mercado, el instrumento aumentaría notablemente su eficacia. El traspaso de los costes producidos por el RCDE a los productos finales, en aquellos sectores que se lo puedan permitir sin perder cuota de mercado como es el caso de los generadores de energía, es inevitable. Aunque un precio elevado de la electricidad pueda incentivar la eficiencia energética, su influencia negativa en la competitividad internacional, dada la actual brecha de precios entre la Unión Europea y sus competidores, es más que evidente. El aumento de la cuota de las energías renovables puede suponer cuantiosas inversiones en un principio, que afectará directamente a los consumidores, pero a la larga puede suponer un importante descenso de los precios de la electricidad.

Para la industria cloro-álcali, si se tiene en cuenta que los precios de los derechos actualmente son bajos a causa de la debilidad del mercado, el impacto en porcentaje sobre el valor de producción resulta aproximadamente el 5%. Considerando los precios históricos que se han alcanzado, la tendencia actual de crecimiento y la posible reforma del mercado para fijar unos precios mínimos y fortalecer el mercado, el aumento de los precios de los derechos de emisión podría suponer más del 10% del valor de producción. La introducción del mecanismo de compensación de costes indirectos debido al RCDE ha sido una medida acertada, pero las diferencias presupuestarias de los diferentes Estados miembros, tomando de ejemplo el caso de España, hace que las compensaciones sean insuficientes para hacer frente a la alta competencia de la industria europea intensiva en energía. Se espera que en futuras revisiones y modificaciones se logre una mejor armonización que permita lograr los objetivos ambientales de una forma eficaz y eficiente económicamente.

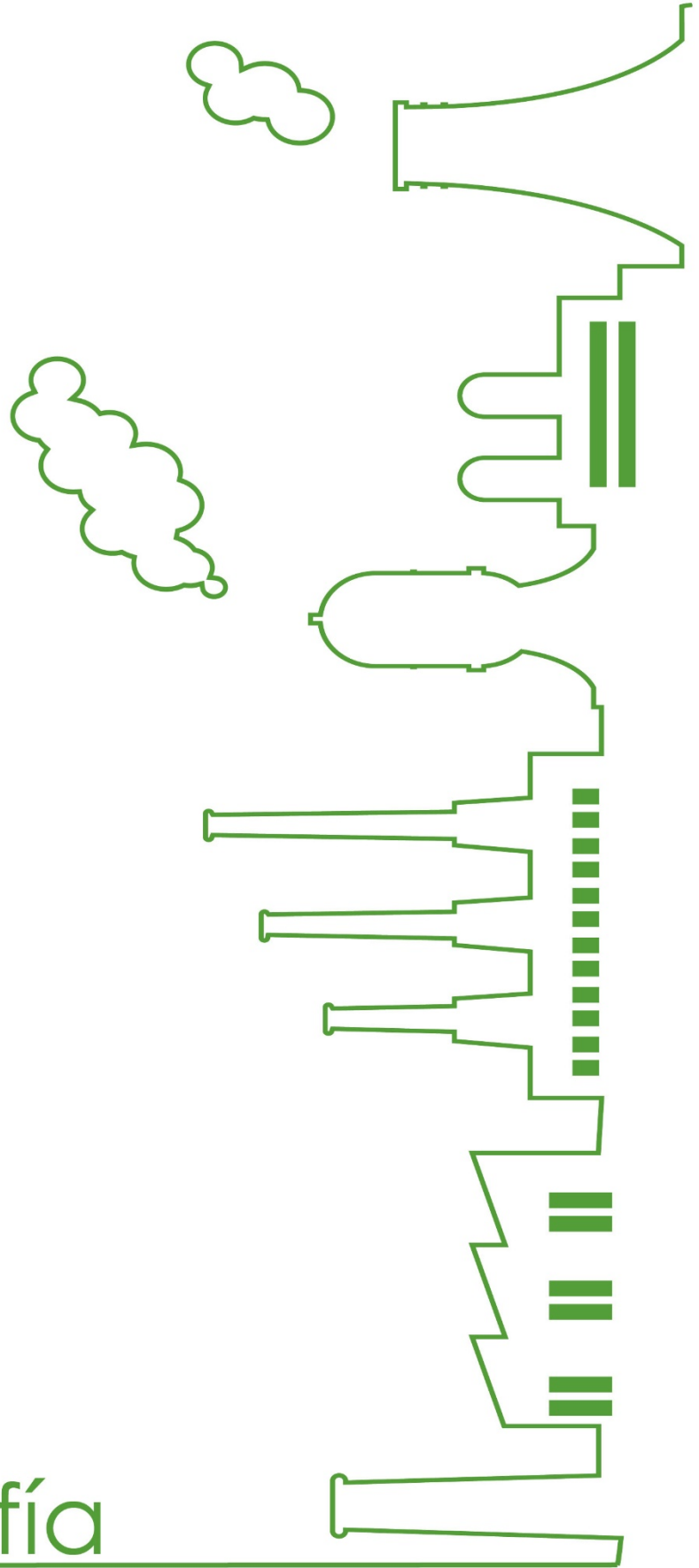
Un correcto análisis de sostenibilidad de la industria cloro-álcali debe integrar la dimensión económica-energética, además de la medioambiental, contemplándose dichos aspectos en el modelo de toma de decisiones. Dada la fuerte intensidad energética del sector,

su sostenibilidad económico-energética, estrechamente relacionada con sus consumos energéticos, trasciende a la supervivencia del sector en el marco europeo.

En la actualidad, la industria cloro-álcali está siendo objeto de una fuerte intensificación en términos energéticos. Los resultados de las políticas energéticas no van en paralelo con las necesidades de los sectores intensivos en energía, como es el caso del sector cloro-álcali, que están realizando grandes esfuerzos en materia de eficiencia energética. Esta discrepancia se traduce en una pérdida de la competitividad de éstos sectores.

La intensificación energética del proceso de fabricación, que supone un incremento de los costes de inversión, está íntimamente relacionado con los desarrollos tecnológicos de la industria cloro-álcali, siendo imprescindible considerar las dimensiones ambientales y económico-energéticas.

8



Bibliografía

8. BIBLIOGRAFÍA

Abrell, J. & Weigt, H., 2008. The Interaction of Emissions Trading and Renewable Energy Promotion. *Economics of Global Warming*.

ASPAPEL, s.f. [En línea] Available at: <http://www.aspapel.es/> [Último acceso: Diciembre 2015].

BOE, 2014. *Real Decreto 1055/2014, por el que se crea un mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales*,. a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono» y se aprueban las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones para los ejercicios 2014 y 2015.: s.n.

Brinkmann, T. y otros, 2014. *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Chlor-alkali*, s.l.: JRC Science and Policy Reports.

Carbon Market Watch, 2014. *What's needed to fix the EU's carbon market? Recommendations for the Market Stability Reserve and future ETS reform proposals*, s.l.: s.n.

Cefic, 2014. *Facts and Figures 2014 and additional analyses*, Bruselas: s.n.

CEPCO, s.f. www.cepcos.es. [En línea]. [Último acceso: Diciembre 2015].

CEPI, 2013. *CEPI Sustainability Report* , s.l.: s.n.

Chemical Economics Handbook (CEH), 2014. *Chlorine/Sodium Hydroxide (Chlor-Alkali)*. s.l.:IHS.

CMCC, 1997. *Conferencia de la Partes (COP 3)*, s.l.: s.n.

CMCC, 2005. *Guía de la Convención Marco sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kioto*, s.l.: s.n.

Comisión Europea, 2003. *Directiva 2003/87/CE*. s.l.:s.n.

Comisión Europea, 2005. *Energy Balance Sheets Data 2002–2003*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2007. *An Energy Policy For Europe - COM(2007)*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2009. *Directiva 2009/29/CE*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2010. *Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy - COM(2010) 639*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2011a. *Directive on energy efficiency and repealing Directives 2004/8/CE and 2006/32/CE - COM(2011) 370*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2011b. *Energy Efficiency Plan 2011 -COM(2011) 109*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2011c. *Executive Summary of the Impact Assessment SEC/2011/780*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2011d. *A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 - COM(2011) 112*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2011. *Decisión 2011/745/UE*. s.l.:s.n.

Comisión Europea, 2011e. *Commission Staff Working Paper. Impact Assessment Accompanying the document Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency*. Bruselas: s.n.

Comisión Europea, 2011f. *Commission Staff Working Paper. Annex to the Impact Assessment Accompanying the document Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency*. Bruselas: s.n.

- Comision Europea, 2012. *Decisión del órgano de vigilancia de la AELC Nº 522/12/COL*. s.l.:s.n.
- Comisión Europea, 2012. *Directiva 2012/27/UE*. s.l.:s.n.
- Comisión Europea, 2013. *Ayuda estatal SA.36650 (2013/N). Compensación por costes indirectos del RCDE de la UE en España*. s.l.:s.n.
- Comisión Europea, 2014a. *Precios y costes de la energía en Europa*. Bruselas: s.n.
- Comisión Europea, 2014b. *Energy Economic Developments in Europe*.
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1997. *Protocolo de Kioto sobre el cambio climático*. Kioto: s.n.
- Cook, G., 2011. *Investment, Carbon Pricing and Leakage. Climate Strategies*.
- Cowart, R., 2011. *Prices and policies: carbon caps and efficiency programmes for Europe's low-carbon future*, s.l.: s.n.
- de Bruyn, S. y otros, 2008. *Impacts on Competitiveness from EU ETS, An Analysis of the Dutch industry*.
- Dröge , S. y otros, 2009. *Tackling Leakage in a World of Unequal Carbon Prices. Climate Strategies Working Paper*.
- Ecofys & Cefic, 2013. *European chemistry for growth: Unlocking a competitive, low carbon and energy efficient future*, s.l.: s.n.
- ECON analysis AB, 2004. *EU emission trading and effect on the price of electricity*, s.l.: s.n.
- Egenhofer, C. & Schrefler, L., 2014. *STUDY ON COMPOSITION AND DRIVERS OF ENERGY PRICES AND COSTS IN ENERGY INTENSIVE INDUSTRIES: THE CASE OF THE CHEMICAL INDUSTRY - CHLORINE*, Bruselas: s.n.
- Endres, A., 2007. *Umweltökonomie*. Stuttgart: Kohlhammer.
- Energía y sociedad, 2008. [En línea] Available at: <http://www.energiaysociedad.es/> [Último acceso: Septiembre 2015].
- Eurelectric, 2014. *Analysis of European Power Price Increase Drivers*, s.l.: s.n.
- Euro Chlor, 2010. *The European Chlor-Alkali industry: an electricity intensive sector exposed to carbon leakage*, s.l.: s.n.
- Euro Chlor, 2014. *Chlorine Industry Review*, s.l.: s.n.
- Fritsch , M., 2011. *Marktversagen und Wirtschafts politik*. München: Vahlen.
- Fruehan, R., Fortini, O., Paxton, H. & Brindle, R., 2002. *Theoretical Minimum Energies to Produce Steel for Selected Conditions*, Pittsburgh: Carnegie Mellon University.
- Gobierno de España, 2014. *Real Decreto 1055/2014*. s.l.:s.n.
- IEA, 2010. *Energy Technology Perspectives*, s.l.: s.n.
- IEA, 2011. *Energy Efficiency and Carbon Pricing*, s.l.: s.n.
- IHS, 2013. *Chlorine State of the Industry: Global Renaissance - Challenges and Opportunities*. s.l.:s.n.
- IHS, s.f. *GlobalSpec*. [En línea] Available at: <http://www.globalspec.com/> [Último acceso: Junio 2016].
- Jouvet, P.-A. & Solier, B., 2013. *An overview of CO2 cost pass-through to electricity prices in Europe. Energy Policy*, Volumen 61, pp. 1370-1376.

- Kádár Horváth, Á., 2014. The Effect of Energy Prices on Competitiveness of Energy-Intensive Industries in the EU. pp. 129-146.
- Koljonen, T. y otros, 2004. *The meaning of the emission trading to the Finnish energy sector and steel industries*, Espoo: VTT Tiedotteita.
- Labandeira, X. & Pintos, P., 2014. Política de Descarbonización. En: *Energía, Tecnología, Economía y Regulación*. s.l.:Academia Europea de Ciencias y Artes (AECA).
- Larsson, M., 2004. *Process integration in the steel industry-possibilities to analyse energy use and environmental impacts for an integrated steel mill*. s.l.:Lulea University of Technology.
- Lund, P., 2007. Impacts of EU carbon emission trade directive on energy-intensive industries — Indicative micro-economic analyses. *Ecological Economics*, Volumen 63, pp. 799-806.
- Mckinsey&Company, 2009. *Path ways to a Low-carbon Economy*, s.l.: s.n.
- Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, s.f. <http://www.magrama.gob.es/es/>. [En línea] [Último acceso: Abril 2016].
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2015. *Orden IET/697/2015*. s.l.:s.n.
- Monjon, S. & Quirion, P., 2011. Addressing leakage in the EU ETS: Border adjustment or output-based allocation?. *Ecological Economics*, Volumen 70, pp. 1957-1971.
- Naciones Unidas, 1992. *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, s.l.: s.n.
- O'Brien, T. F., Bommaraju, T. V. & Hine, F., 2005. *Handbook of Chlor-Alkali Technology*. s.l.:Springer Science & Business Media.
- Oikonomou, V., Flamos, A. & Grafakos, S., 2010. Is blending of energy and climate policy instruments always desirable?. *Energy policy*, Volumen 38, pp. 4186-4195.
- Oikonomou, V. & Jepma, C., 2007. A frame work on interactions of climate and energy policy instruments. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, Volumen 13, pp. 131-156.
- Paper Online, s.f. [En línea] Available at: <http://www.paperonline.org/> [Último acceso: Diciembre 2015].
- Parker, L. & Blodgett, J., 2008. *"Carbon Leakage" and Trade: Issues and Approaches*, s.l.: Congressional Research Service.
- Perman , R., Ma, Y., McGilvray, J. & Common, M., 2011. *Natural Resource and Environmental Economics*. 3 ed. Essex: Pearson.
- PROCHEMICS, 2007. *Impact of Electricity Price on the Competitiveness of the European Chlor-Alkali Industry*, Zurich: Chemical Industry Consulting Services.
- Reinaud, J., 2004. Industrial Competitiveness Under the European Union Emissions Trading Scheme. *Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*.
- Sanjuán Barbudo, M. Á. & Chinchón Yepes, S., 2007. *El cemento Portland. Fabricación y expedición*. Alicante: Publicaciones Universidad de Alicante.
- Santamaría, A., Linares, P. & Pinto, P., 2014. The effects of carbon prices and anti-leakage policies on selected industrial sectors in Spain — Cement, steel and oil refining. *Energy Policy*, Volumen 65, pp. 708-717.
- Sorrell, S. & Sijm, J., 2003. Carbon Trading in the Policy Mix. *Oxford Reivew od Economic Policy*, Volumen 19, pp. 420-437.

Thema, J., Suerkemper, F., Grave, K. & Amelung, A., 2013. The impact of electricity demand reduction policies on the EU-ETS: Modelling electricity and carbon prices and the effect on industrial competitiveness. *Energy Policy*, pp. 656-666.

Tomás, R. y otros, 2010. Assessment of the impact of the European CO2 emissions trading scheme on the Portuguese chemical industry. *Energy Policy*, 38(1), pp. 626-632.

UNESID, 2002. *La fabricación del acero*. Madrid: SPAINFO, S.A..

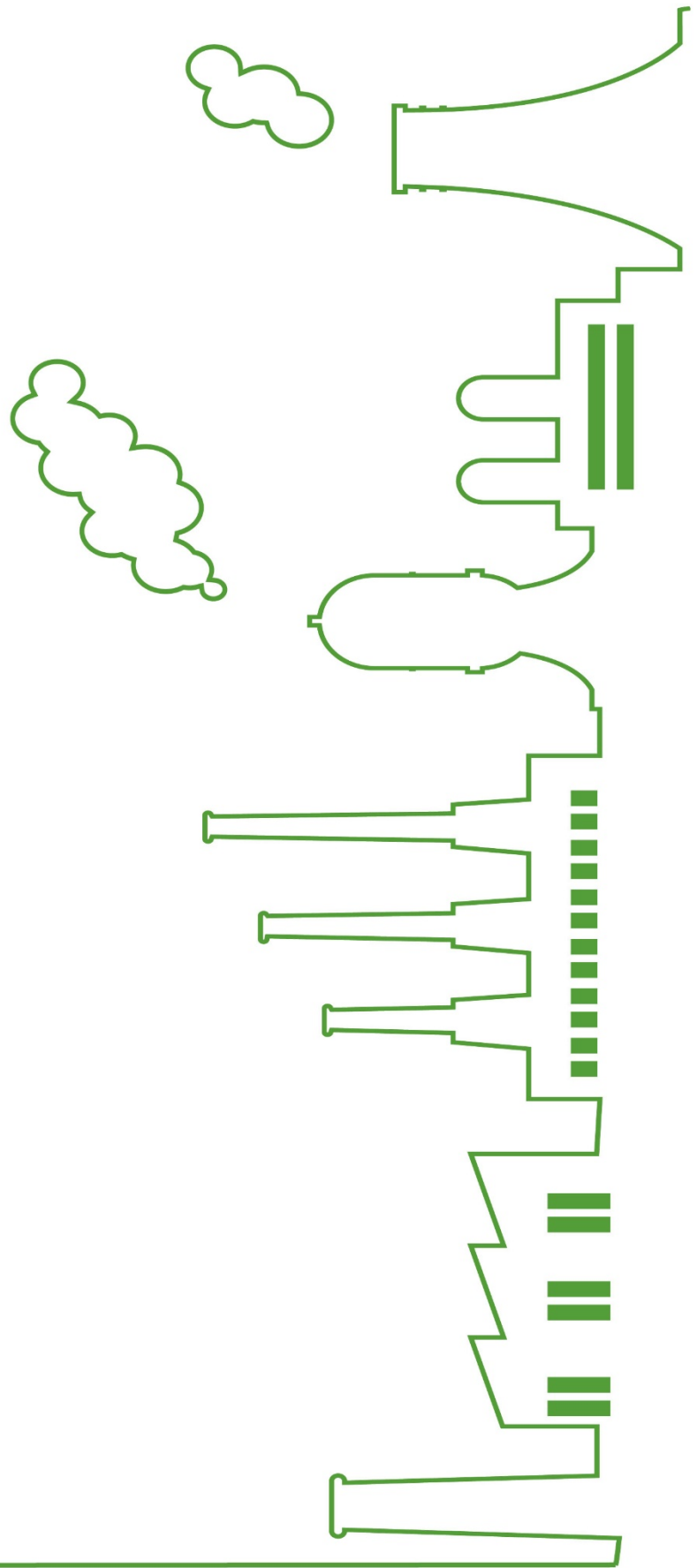
VTT Processes, 2004. *Energy in Finland-Technology, Economy and Environment*. Helsinki: Edita.

World Steel Association, 2015. [En línea] Available at: <https://www.worldsteel.org/> [Último acceso: Diciembre 2015].

Worrel, E., 1995. Advanced technologies and energy efficiency in the iron and steel industry in China. *Energy for Sustainable Development*, Volumen 2, pp. 27-40.

Wuppertal Institute et. al., 2010. *Erschließung von Minderungspotenzialen spezifischer Akteure, Instrumente und Technologien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Rahmen der nationalen Klimaschutz initiative*, s.l.: s.n.

Anexo



ANEXO

Toward an economy of sustainable energy in the chlor-alkali industry: impact of European Union carbon emission trade directive

Aldaco, Rubén; Pascal, Razvan; Onandia, Raquel; Margallo, Maria; Irabien, Angel
Department of Chemical and Biomolecular Engineering, Faculty of Mines and Energy.
University of Cantabria, Bulevar Ronda Rufino Peón, 254, 39316 Tanos, Cantabria
Email: aldacor@unican.es

In the literature are already many detailed studies estimating the impact of emissions trading in the energy industry and energy-intensive sectors affected by the Directive 2003/87/EC. The proportion of energy consumption and energy intensity indicator helps to identify the range of energy-intensive sectors. However, other criteria such as the proportion of energy costs in production costs, should also be used to allow identifying whether the sector is energy intensive (Horváth, 2014).

The impact of European emission trading scheme (EU ETS) on energy-intensive industries can be critical to the survival of some of these industries. The effects involve direct costs associated with CO₂ reduction requirements set out in the EU Directive, and indirect costs arising from a higher electricity price caused by the ETS in the energy sector. Electricity-intensive industries outside the ETS, like chlor-alkali industry, can have an economic impact greater than 10% of the production value (Lund, 2007).

The aim of this work is to study the possible consequences of the impact from EU ETS in chlor-alkali sector. To achieve this objective the different climate and energy policies, including economic instruments and mechanisms for compensation, will be analyzed as well as the interaction between them. Also the price of allowances and their influence on the price of electricity. To determine the impact from EU ETS in the chlor-alkali industry we propose a comparison of two methods for estimating the ETS costs.

The estimation has been made for different ranges of emission costs: 5, 10, 25, 40 and 100 €/tCO₂, obtaining an impact on the product price of 3.76-4.28, 7.53-8.55, 18.06-21.38, 30.10-34.20 and 75.25-85.50 €/tCl₂ respectively.

In conclusion, as the price formation mechanisms of electricity can transfer the emission costs into all electricity prices, the indirect expenses may be considerable and comparable to the direct emission reduction cost.

Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC.

Horváth, K.Á. (2014). The Effect of Energy Prices on Competitiveness of Energy-Intensive Industries in the EU (chapter 9). In: Gubik, A.S. & Wach, K. (eds), *International Entrepreneurship and Corporate Growth in Visegrad Countries*. Miskolc: University of Miskolc, pp. 129-146.

Lund, P. (2007). Impacts of EU carbon emission trade directive on energy-intensive industries - Indicative micro-economic analyses. *Ecological Economics*, 63, 799-806.