

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Ventajas derivadas de la incorporación del
Hidrógeno al Mercado Eléctrico

Autor: Pedro Manuel Gamero Lagüéns

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

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

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Ventajas derivadas de la incorporación del Hidrógeno al Mercado Eléctrico

Autor:

Pedro Manuel Gamero Lagüéns

Tutor:

Manuel Felipe Rosa Iglesias

Catedrático

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

Proyecto Fin de Carrera: Ventajas derivadas de la incorporación del Hidrógeno al Mercado Eléctrico

Autor: Pedro Manuel Gamero Lagüéns

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Resumen

El siguiente trabajo trata de estudiar las ventajas derivadas de la incorporación del hidrógeno al mercado eléctrico. En el mercado eléctrico la producción de energía eléctrica tiene una componente gestionable y otra no gestionable, a su vez esta también depende del consumo de las personas, todo esto hace que haya momentos donde la producción exceda a la requerida o sea inferior, para este problema se propone el uso de la tecnología del hidrógeno como una alternativa viable a estos desajustes. El trabajo se compone de dos partes, la primera trata el estudio del funcionamiento del mercado eléctrico, teniendo en cuenta la integración de las distintas tecnologías que conforman el sistema eléctrico y su aportación al sistema. La segunda parte trata de un estudio de viabilidad de económica donde se estimará el volumen de negocio que ocupa la electricidad en España, y ver si hay mejoras con la incorporación del hidrógeno en el sistema.

Abstract

The following work tries to study the advantages derived from the incorporation of hydrogen to the electricity market. In the electricity market, the production of electrical energy has a manageable component and a non-manageable one, which also depends on the consumption of people, all this means that there are times when production exceeds the required or is below it, as an alternative to this problem we propose the use of hydrogen technology as a viable alternative to these imbalances. The work consists of two parts, the first deals with the study of the operation of the electricity market, taking into account the integration of the different technologies that make up the electric-mix and its contribution to the system. The second part deals with a feasibility study of economics where the volume of business occupied by electricity in Spain will be estimated, and see if there are improvements with the incorporation of hydrogen in the system.

Índice

Resumen	IX
Abstract	XI
Índice	XII
Índice de Tablas	XIV
Índice de Figuras	XVI
Notación	XVIII
1 Introducción	11
2 Objetivos	15
3 Mercado Eléctrico	17
<i>Mercado Diario</i>	17
3.1.1 Unidades de Oferta y Demanda	18
3.1.2 Presentación de Ofertas	19
3.1.3 Proceso de Casación de Ofertas	20
<i>Mercado IntraDiario</i>	23
3.1.4 Mercado de Subastas	24
3.1.5 Proceso de Casación	26
3.1.6 Mercado Continuo (XBID)	26
4 Tecnologías del Mercado Eléctrico	27
<i>Carbón</i>	30
<i>Nuclear</i>	32
<i>Ciclo Combinado</i>	35
<i>Cogeneración</i>	39
<i>Eólica</i>	42
<i>Solar Fotovoltaica</i>	47
<i>Hidráulica</i>	50
<i>Solar Térmica</i>	52
<i>Otros</i>	55
<i>Hidrógeno</i>	59
5 Metodología	63
6 Plan de Negocio	65
<i>Análisis de Mercado</i>	66
<i>Análisis de Producción Renovable</i>	72
7 Conclusiones	93
Referencias	95

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Excedente de producción eólica (REE-esios análisis)</i>	73
<i>Tabla 2: Excedente de producción solar térmica (REE-esios análisis)</i>	73
<i>Tabla 3: Excedente de producción solar fotovoltaico (REE-esios análisis)</i>	74
<i>Tabla 4: Excedente de producción hidráulica (REE-esios análisis)</i>	74
<i>Tabla 5: Excedente de producción de biogás (REE-esios análisis)</i>	75
<i>Tabla 6: Excedente de producción de biomasa (REE-esios análisis)</i>	75
<i>Tabla 7: Excedente de producción de otras renovables (REE-esios análisis)</i>	76
<i>Tabla 8: Tabla resumen de los excedentes de producción y el total (REE-esios análisis)</i>	76
<i>Tabla 9: Precios medios mensuales de la energía (OMIE-Resultados de Mercado)</i>	77
<i>Tabla 10: Costes mensuales de los excedentes de producción eólica</i>	77
<i>Tabla 11: Costes mensuales de los excedentes de producción solar térmica</i>	78
<i>Tabla 12: Costes mensuales de los excedentes de producción fotovoltaica</i>	78
<i>Tabla 13: Costes mensuales de los excedentes de producción hidráulica</i>	79
<i>Tabla 14: Costes mensuales de los excedentes de producción de biogás</i>	79
<i>Tabla 15: Costes mensuales de los excedentes de producción de biomasa</i>	80
<i>Tabla 16: Costes mensuales de los excedentes de producción de otras renovables</i>	80
<i>Tabla 17: Costes económicos del desaprovechamiento energético</i>	81
<i>Tabla 18: Demanda mensual de energía eléctrica (REE-esios análisis)</i>	82
<i>Tabla 19: Desglose de la cobertura de la demanda</i>	82
<i>Tabla 20: Cálculo del beneficio de fuentes no renovables</i>	83
<i>Tabla 21: Cálculo del beneficio de fuentes renovables</i>	83
<i>Tabla 22: Excedentes de producción renovable no almacenados mensuales</i>	84
<i>Tabla 23: Generación eólica</i>	84
<i>Tabla 24: Generación hidráulica</i>	85
<i>Tabla 25: Generación biogás</i>	85
<i>Tabla 26: Generación biomasa</i>	86
<i>Tabla 27: Generación de otras renovables</i>	86
<i>Tabla 28: Generación fotovoltaica</i>	87
<i>Tabla 29: Generación Solar Térmica</i>	87
<i>Tabla 30: Cobertura de la demanda con los excesos de producción renovable</i>	89
<i>Tabla 31: Beneficios de generación no renovable con excedentes</i>	90
<i>Tabla 32: Beneficios de generación renovable con excedentes</i>	90

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Previsión de la demanda energética en 2040 (Agencia Internacional de la Energía)</i>	11
<i>Figura 2: Incorporación del Hidrógeno en la producción (Agencia Andaluza de la Energía)</i>	16
<i>Figura 3: Casación de las curvas de oferta y demanda</i>	18
<i>Figura 4: Optimización del Welfare</i>	20
<i>Figura 5: Efecto producido por la energía emparejada en el periodo (h) sobre el periodo (h+1)</i>	22
<i>Figura 6: Distribución horaria de cada sesión (Mercado Intradía-OMIE)</i>	23
<i>Figura 7: Energía horaria por tecnologías (OMIE - Resultados del mercado)</i>	27
<i>Figura 8: Cobertura de la demanda eléctrica (REE - Informe del sistema eléctrico)</i>	28
<i>Figura 9: Métrica de costes analizados para el cálculo del LCOE (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2017)</i>	29
<i>Figura 10: Evolución de los precios por tonelada de CO2 (BP Energy Outlook 2019)</i>	31
<i>Figura 11: Energía primaria y emisiones de CO2 (BP Energy Outlook 2019)</i>	31
<i>Figura 12: LCOE Energía Nuclear (World Nuclear Association-Nuclear Power Economics)</i>	33
<i>Figura 13: Producción de energía nuclear (BP Energy Outlook 2019)</i>	34
<i>Figura 14: Evolución Capex para centrales de ciclo combinado (NREL-Natural Gas Plants)</i>	36
<i>Figura 15: Previsión de Costes de Operación y Mantenimiento (NREL-Natural Gas Plants)</i>	36
<i>Figura 16: Previsión del Factor de Capacidad (NREL-Natural Gas Plants)</i>	37
<i>Figura 17: Previsión del LCOE (NREL-Natural Gas Plants)</i>	37
<i>Figura 18: Potencial CHP (IEA-globalchpdhdata)</i>	39
<i>Figura 19: Inversión del capital acumulado (IEA-globalchpdhdata)</i>	40
<i>Figura 20: Reducción de Costes (IEA-globalchpdhdata)</i>	41
<i>Figura 21: Desglose del coste capital (IRENA-The power to change)</i>	42
<i>Figura 22: Previsión de reducción del LCOE para 2025 (IRENA-Power to Change 2016)</i>	43
<i>Figura 23: Potencia eólica instalada en España (REE-Informe Energías Renovables 2017)</i>	44
<i>Figura 24: Proyección de costes para off-shore (IRENA-Power to Change 2016)</i>	45
<i>Figura 25: Desglose de la previsión de costes (IRENA-Power to Change 2016)</i>	46
<i>Figura 26: Desglose del balance de los costes del sistema (IRENA-Power to Change 2016)</i>	47
<i>Figura 27: Previsión de costes para los módulos fotovoltaicos (IRENA-Power to Change 2016)</i>	48
<i>Figura 28: Previsión de costes para inversores (IRENA-Power to Change 2016)</i>	49
<i>Figura 29: Evolución de los precios de la energía hidráulica (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)</i>	50
<i>Figura 30: Desglose de costes para plantas CSP (IRENA-Power to Change 2016)</i>	53
<i>Figura 31: Evolución del LCOE hasta 2025 (IRENA-Power to Change 2016)</i>	54

<i>Figura 32: Evolución del LCOE para bioenergía 2000-2018 (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)</i>	56
<i>Figura 33: Costes según la materia prima empleada (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)</i>	57
<i>Figura 34: Previsión del LCOE para centrales geotérmicas (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)</i>	58
<i>Figura 35: Previsión de desarrollo de la tecnología del hidrógeno (Sistemas Basados en el Hidrógeno)</i>	59
<i>Figura 36: Estado actual de las tecnologías de almacenamiento (Sistemas Basados en Hidrógeno)</i>	61
<i>Figura 37: Funcionamiento de una pila de combustibles (Sistemas Basados en Hidrógeno)</i>	62
<i>Figura 38: Compra en MIBEL de la energía asociada en los mercados (OMIE-Informe precios 2018)</i>	66
<i>Figura 39: Volumen económico de las compras negociadas (OMIE-Informe de precios 2018)</i>	67
<i>Figura 40: Valores de energía y contratación MIBEL (OMIE-Informe de precios 2018)</i>	68
<i>Figura 41: Evolución de la demanda eléctrica y PIB (REE-Demanda eléctrica y actividad económica)</i>	69
<i>Figura 42: Intensidad energética volumen (REE-Demanda eléctrica y actividad económica)</i>	69
<i>Figura 43: PIB y consumo de electricidad (REE-Demanda eléctrica y actividad económica)</i>	70

Notación

PHF	Programa Horario Final
PIBCA	Programa Intradivario de Casación Incremental
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
REE	Red Eléctrica Española
PUN	Prezzo Unico Nazionale
MIC	Minimum Income Condition
MWh	Megavatio Hora
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
LCOE	Levelized Cost of Electricity
O&M	Operación y Mantenimiento
LACE	Levelized Avoided Cost of Electricity
GNL	Gas Natural Licuado
CAPEX	Capital Expenditures (Gastos de Capital)
CHP	Cogeneración
CC	Ciclo Combinado
CCS	Ciclo Combinado con almacenamiento
EPC	Engineering, Procurement, Construction (Ingeniería, Obtención y Construcción)

1 INTRODUCCIÓN

La demanda de energía global se espera que aumente en un 30% de aquí a 2040, debido mayoritariamente a la globalización y el crecimiento de la población, el cual se pronostica que siga aumentando hasta los 9.000.000.000 de habitantes, suponiendo este el mayor proceso de urbanización registrado.

Esto producirá un aumento considerable de las emisiones de gases de efecto invernadero al medioambiente contribuyendo negativamente en la transición energética, además la mayor parte de la demanda energética se cubre a día de hoy mediante combustibles fósiles como el carbón, que al compararlo con el ritmo de crecimiento del consumo hace que sus reservas no sean suficientes para abastecer la demanda.

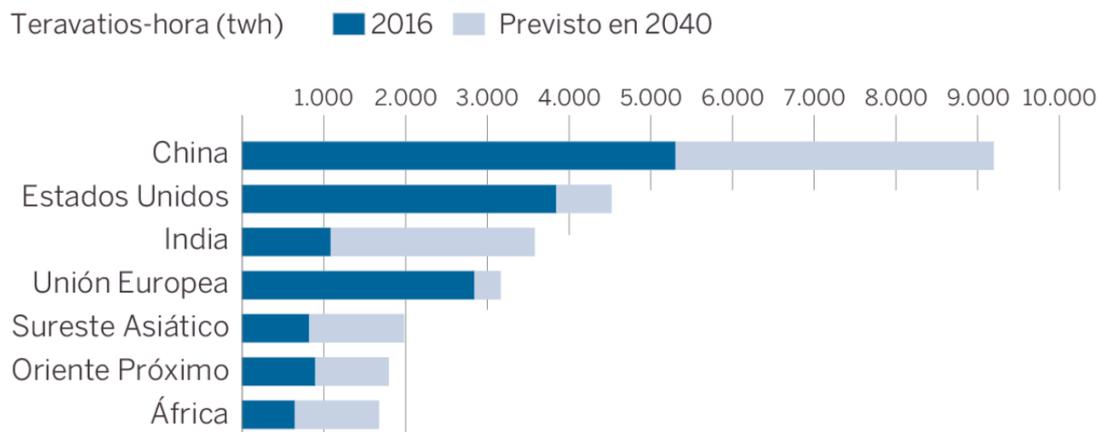


Figura 1: Previsión de la demanda energética en 2040 (Agencia Internacional de la Energía)

Por lo tanto esto nos lleva a plantearnos nuevos métodos para poder abastecer la demanda y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Para ello se está realizando un fuerte trabajo de investigación y desarrollo de las fuentes de energía renovables, las cuales son limpias en términos de emisiones e ilimitadas en términos de reservas. Con los avances en estas fuentes de energía limpias, se estima que para 2040 el 40% de la demanda sea abastecida mediante este tipo de energía. Dentro de estas nuevas tecnologías nos centramos en el uso del hidrógeno y las pilas de combustible.

El hidrógeno es un vector energético, limpio y sostenible, capaz de almacenar energía para ser liberada de forma controlada, que ayudará a complementar en un futuro a la producción eléctrica garantizando el suministro energético de la población e incrementará la incorporación al mercado de las fuentes de energía renovables. No se encuentra en estado puro en ningún tipo de yacimiento, por lo tanto ha de ser producido a partir de una materia prima que lo contenga y un aporte de energía, esto hace que sea considerado como un vector energético y no una fuente de energía primaria. La utilización de hidrógeno como vector energético requiere de tecnologías basadas en procesos electroquímicos, que tienen mejores rendimientos de transformación a energía eléctrica que los procesos térmicos.

Por lo tanto, dos aspectos importantes de la tecnología del hidrógeno son el almacenamiento y la producción, en la actualidad existen tres tipos de almacenamiento, a presión, líquido y mediante hidruros metálicos y, tres formas de producción, reformado de combustibles, electrólisis del agua y mediante ciclos termodinámicos.

El almacenamiento a presión, que para aplicaciones industriales y de laboratorio suele almacenarse a presiones entre 8 y 30 bar, pero en la automovilística puede llegar hasta los 700 bar.

El almacenamiento de hidrógeno líquido, que presenta la ventaja de que puede almacenarse la misma masa que a presión, sin necesidad de recurrir a altas presiones pero presenta la necesidad de un gran aislamiento térmico ya que la temperatura de ebullición del hidrógeno es de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y los grandes requerimientos de energía necesarios para licuar el hidrógeno, así como las pérdidas asociadas a la necesidad de instalar una válvula de venteo para evitar sobrepresiones en el depósito

Finalmente el almacenamiento mediante hidruros metálicos, consistente en almacenar hidrógeno haciéndolo reaccionar con aleaciones metálicas localizadas en unos tubos en un depósito tipo carcasa y tubos dando lugar una reacción exotérmica necesitando para ello pasar agua fría por la carcasa para refrigerar la reacción, para recuperar el hidrógeno basta con hacer pasar agua caliente por los tubos, de forma que se produce en los tubos una reacción endotérmica en los hidruros metálicos liberando el hidrógeno de forma que en los tubos permanecen las aleaciones iniciales.

Dentro de la producción de hidrógeno, en el reformado de combustibles hay diversas técnicas principales entre las que destacan el steam reforming, la oxidación parcial y la oxidación autotérmica.

El steam reforming, o reformado con vapor, consiste en una reacción en la que como reactivos están el hidrocarburo y agua y se obtiene monóxido de carbono e hidrógeno mediante una reacción endotérmica, con lo que es necesario un aporte de calor para que se dé la reacción, este tiene un mejor control del proceso de producción de hidrógeno que la oxidación parcial.

La oxidación parcial consiste en una reacción en la que como reactivos están el hidrocarburo y el oxígeno y se obtiene monóxido de carbono e hidrógeno mediante una reacción exotérmica, con lo que es necesario refrigerar el reactor para evitar temperaturas excesivamente altas, aquí se obtiene mayor inercia del proceso de generación de hidrógeno que el proceso anterior.

La oxidación autotérmica es una combinación de las dos anteriores, consiste en una reacción en la que como reactivos están el hidrocarburo, agua y oxígeno y se obtiene monóxido de carbono e hidrógeno, diseñada de forma que no sea necesario aportar ni extraer calor del sistema al combinar una reacción exotérmica y una endotérmica. Aunando así las ventajas de los dos procesos anteriores, esto es, facilidad de control y gran inercia del proceso de producción de hidrógeno.

La electrólisis del agua consiste en producir hidrógeno a partir de agua y un aporte de energía eléctrica usando para ello una reacción electrolítica, además de endotérmica. Esta técnica está todavía en desarrollo y necesita de mejoras para su comercialización.

La producción mediante ciclos termodinámicos se basa en la termólisis, disociación directa del agua en hidrógeno y oxígeno para lo que se necesitan elevadas temperaturas (> 2500 K). Estas presentan grandes problemas en los materiales, ya que es difícil encontrar materiales que resistan estas temperaturas y los altos riesgos de explosión en la separación de hidrógeno y oxígeno.

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos capaces de convertir energía química almacenada en un combustible, normalmente hidrógeno u otro combustible rico en hidrógeno, en energía eléctrica [1]. Además es una reacción exotérmica, en la cual se desprende calor en el proceso.

La celda de combustible se compone de dos electrodos porosos separados por un electrolito. El combustible, en nuestro caso hidrógeno, se inyecta por el ánodo, y el oxidante, oxígeno, a través del cátodo. A su paso por el ánodo el combustible se descompone en iones, que circulan a través del electrolito hacia el cátodo, y electrones mediante un circuito eléctrico externo. En su conjunto la pila se compone del stack, agrupación de celdas individuales, y los respectivos elementos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema.

Estas pilas tienen claras ventajas: al no haber ninguna combustión las eficiencias alcanzadas son mucho mayores. Si el calor residual se aprovecha (especialmente en las pilas de alta temperatura), el rendimiento global puede alcanzar valores cercanos al 85%. Por otra parte, al tratarse de una reacción electroquímica, no hay partes móviles, en consecuencia no se producen pérdidas mecánicas. Además, al presentar un diseño modular, proporcionan rápida respuesta frente a variaciones de la carga, y nulas emisiones químicas y polución acústica.

Por todo esto el binomio formado por el hidrógeno y las pilas de combustible se consideran claves para la penetración de las fuentes de energía renovables en el mix energético, ya que su alto potencial como sistema de almacenamiento de energía facilitaría la eliminación del carácter no gestionable que sufren estas tecnologías.

2 OBJETIVOS

Las fuentes de energías renovables como se ha dicho previamente poseen un carácter no gestionable, dependen de factores medioambientales los cuales no podemos controlar.

Como su energía en la mayoría de casos no se puede almacenar esto hace que en momentos en los que hay una sobreproducción de energía esta no sea aprovechada, del mismo modo en los momentos en los que haya condiciones meteorológicas desfavorables o se generen picos de consumo, estas tecnologías no tengan capacidad para abastecer la demanda.

En base a esto, al alto potencial como vector energético del hidrógeno y las grandes ventajas de las pilas de combustible, se procede a realizar un estudio de viabilidad.

En este se realizará un análisis del mercado eléctrico, donde se verán los diferentes tipos de mercados y los productores de energía que participan en este para determinar su influencia en la generación eléctrica.

Tras este primer análisis, se plantea el uso del hidrógeno para almacenar los excesos de energía producidos en el mercado para en caso de haber un defecto de energía en cualquier momento ser capaces de incorporarlo a la red produciendo energía eléctrica mediante una pila de combustible, que usa hidrógeno como combustible.

Teniendo todos estos resultados se vera como afecta la incorporación del hidrógeno a la red eléctrica, mas concretamente a la generación. En definitiva la viabilidad de la tecnología del hidrógeno a día de hoy para ayudar en la integración de las renovables al mercado, y la eficiencia en la producción de las otras tecnologías.

En resumen, los objetivos del proyecto son:

1. Analizar el funcionamiento del mercado eléctrico y el proceso de casación de energía eléctrica.
2. Identificar las diferentes tecnologías que participan en el mercado, desglosar sus respectivos costes de generación y las previsiones a largo plazo.
3. Mediante un análisis económico, ver si el uso del hidrógeno podría mejorar la penetración de las fuentes de energía renovables y la eficiencia en la producción eléctrica.

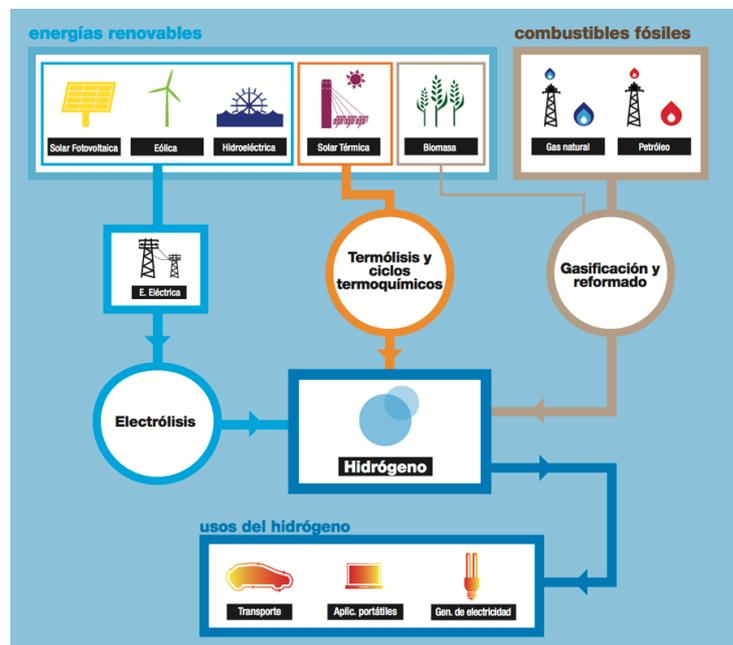


Figura 2: : Incorporación del Hidrógeno en la producción (Agencia Andaluza de la Energía)

3 MERCADO ELÉCTRICO

El mercado diario es el principal mercado de contratación de electricidad en la Península Ibérica y funciona todos los días del año. Es un mercado marginalista en el que el precio y el volumen de contratación en cada hora se establecen a partir del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. Todos los días se reciben ofertas de compra y de venta de energía eléctrica para el día siguiente hasta las 12:00 de la mañana, hora de cierre de la recepción de ofertas. Seguidamente se procesan estas ofertas utilizando un algoritmo europeo denominado EUPHEMIA. Una vez finalizado el proceso el operador del mercado, en nuestro caso OMIE, comunica de forma pública los precios y la energía que se producirá y comprará en cada una de las horas del día siguiente en el mercado Ibérico. [2]

Finalizado el mercado diario, y después del proceso de restricciones técnicas, se llevan a cabo los mercados de ajustes (mercados intradiarios) que permiten a los compradores y vendedores que lo deseen realizar ofertas de compra y venta de energía eléctrica para ajustar sus programas de producción y de consumo a sus mejores previsiones de lo que van a necesitar en tiempo real, esto se debe principalmente a la variabilidad en la producción de las energías renovables. [2]

La Ley del Sector Eléctrico dice que el operador del mercado (OMIE) y el operador del sistema (REE) asumen las funciones necesarias para la gestión económica del mercado y la garantía de la gestión técnica del sistema, ambos trabajan de manera coordinada, siendo el operador del mercado el encargado de gestionar las ofertas de compra-venta de energía eléctrica del mercado.

Mercado Diario

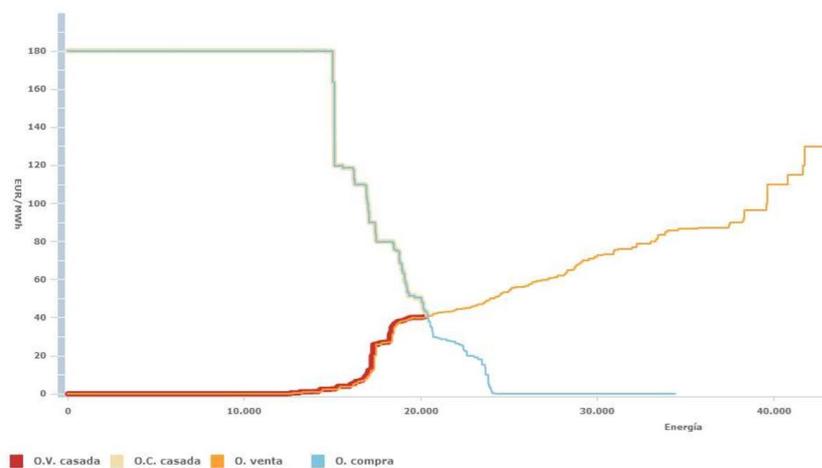
Su objetivo es llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de compra-venta de los agentes del mercado.

El precio de venta de la electricidad se haya en el mercado diario y el mercado de ajuste, mediante la casación de las curvas de oferta y demanda que cortan en un punto, punto de venta. El proceso de casación se realiza mediante un algoritmo, además hay que tener en cuenta las condiciones complejas que los agentes quieran incorporar.

3.1.1 Unidades de Oferta y Demanda

Las unidades ofertadas por los vendedores en el mercado seguirán las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica, estas ofertas se presentan al operador del mercado y este las incluye en el proceso de casación correspondiente al día siguiente al que se cierra la presentación de ofertas, el cual tiene veinticuatro períodos horarios.

Los compradores presentan ofertas de compra de energía eléctrica adhiriéndose a las Reglas de Funcionamiento del Mercado. El conjunto de los compradores se compone de comercializadores de referencia que acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen y posteriormente suministrarla a los consumidores. Los comercializadores venden la energía eléctrica a los consumidores directos, y los consumidores directos también pueden adquirir energía directamente en el mercado, a través de un comercializador, mediante un contrato bilateral con un productor.



*Figura 3: Casación de las curvas de oferta y demanda
(Introducción Mercados - Sistemas de Energía Eléctrica)*

3.1.2 Presentación de Ofertas

Las ofertas de venta de electricidad pueden ser simples o complejas. Las simples son ofertas para cada período horario y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las complejas son aquellas que, además de cumplir los requisitos de oferta simple, incorporan alguna o algunas de las condiciones de indivisibilidad, gradiente de carga, ingresos mínimos y parada programada.

- La condición de indivisibilidad permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero. [2]
- El gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la energía de una hora y la energía de hora siguiente de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas. [2]
- La condición de ingresos mínimos permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable establecida en euros por cada MWh casado. [2]
- La condición de parada programada permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora. [2]

3.1.3 Proceso de Casación de Ofertas

Este se realiza mediante el algoritmo de casación EUPHEMIA, este algoritmo se diseñó para solucionar los problemas de acoplamiento del mercado europeo para el día posterior al actual. Casa las curvas de oferta y demanda para todos los períodos de un día, teniendo en cuenta a la vez el mercado y las restricciones de la red.

Su objetivo principal es optimizar el denominado “welfare”, suma para todos los períodos del día del beneficio de las ofertas de compra, venta y la renta de congestión. El beneficio de las ofertas de compra es la diferencia entre el precio de compra casada y el precio marginal recibido, y el beneficio de oferta de venta es la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de oferta venta casado.

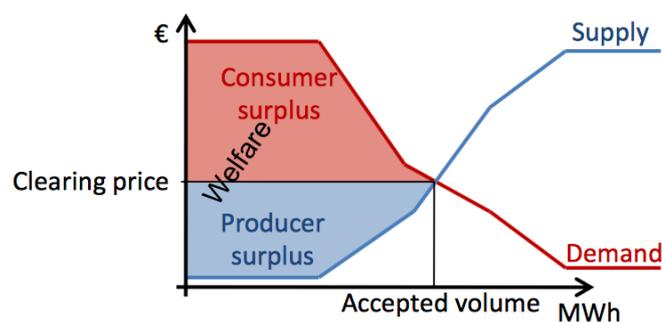


Figura 4: Optimización del Welfare

(EUPHEMIA Public Documentation - PCR Market Coupling Algorithm)

El resultado del programa son, el precio de compensación del mercado, la energía emparejada, las posiciones en la red de cada una de las áreas ofertadas y los flujos a través de los interconectores. También devuelve peticiones complejas, de bloque, de mérito y PUN que serán ejecutadas, todo esto hace que el problema sea aun mas complejo de resolver. Entonces se divide en sub-problemas, la optimización del welfare (o problema maestro), la determinación del precio, la búsqueda del PUN y la energía emparejada.

En la optimización del welfare EUPHEMIA busca entre un conjunto de soluciones una buena selección de peticiones MIC y de bloque, que maximicen el problema. Una vez encontrada la solución se pasa a la determinación del precio.

En la determinación del precio se trata de encontrar para cada área ofertada el precio de compensación de mercado apropiado que asegure que ninguna petición de bloque ni MIC sean paradójicamente aceptadas y que se respeten los requisitos de flujo-precio-red. En caso de que no se encontrase solución, las peticiones de bloque y complejas no son aceptadas y la solución al welfare es denegada, y se vuelve a empezar de nuevo.

Si son aceptadas se procede con la búsqueda del PUN, este se basa en obtener volúmenes de PUN y precios para cada período del día mientras que satisface las restricciones de desequilibrio y asegura una sólida consecutividad de peticiones de PUN.

Finalmente se procede con la indeterminación de volúmenes de energía, esto se debe a que existen varios volúmenes horarios agregados, posiciones de red y flujos que son coherentes con esos precios y que sostienen el mismo welfare. EUPHEMIA presta especial atención a los precios que maximizan los volúmenes comercializados.

El algoritmo toma diferentes tipos de curvas agregadas, en escalón, estas son aquellas que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa casan, e interpoladas, en estas los precios de inicio y aceptación completa varían al menos en el salto mínimo entre precios de oferta.

EUPHEMIA considera las condiciones de bloque o complejas específicas del mercado. Las condiciones complejas son un conjunto de peticiones horarias de suministro simples, que pertenecen a un participante del mercado. Hay dos tipos:

- Condición de ingresos mínimos (MIC): Por lo general la restricción económica de ingresos mínimos implica que la cantidad de dinero obtenida en las peticiones de todos los períodos debe cubrir los costes de producción, estos están definidos por un término fijo, coste inicial de la planta (€), y un término variable multiplicado por el total de la energía aceptada (€ por MWh aceptado).
- Paradas programadas: En caso de que el propietario de la planta que estuviese produciendo el día anterior
- Gradiente de Carga: La cantidad de energía emparejada por las subpeticiones horarias pertenecientes al gradiente de carga en un período está limitada por la cantidad de energía que fue emparejada por las subpeticiones horarias en los períodos previos.

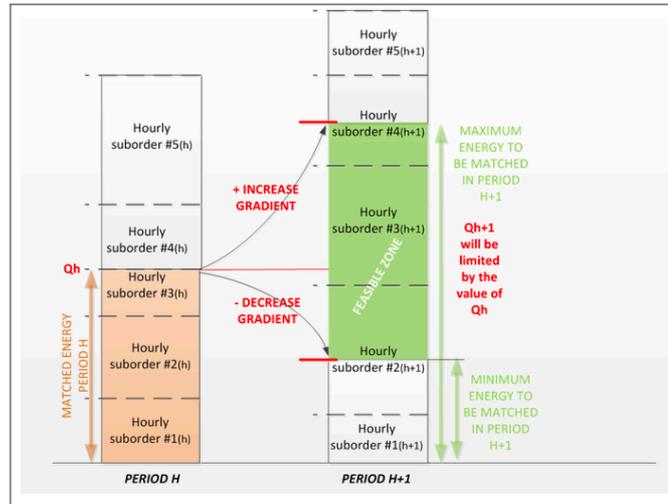


Figura 5: Efecto producido por la energía emparejada en el período (h) sobre el período (h+1)
 (EUPHEMIA Public Description - PCR Market Coupling Algorithm)

Las peticiones de Bloque se definen por el sentido, oferta o demanda, precios límites (precio mínimo para peticiones de bloque de suministro y precio máximo para peticiones de bloque de demanda), número de períodos, volúmenes diferentes para cada período y la relación de aceptación mínima. Las peticiones de bloque pueden ser del tipo regulares, las más sencillas, encadenadas, en grupos exclusivos y con flexibilidad horaria. En el caso más sencillo las peticiones de bloque se define por un conjunto consecutivo de períodos con el mismo volumen y con una relación de aceptación mínima de 1.

Las peticiones de mérito son peticiones de paso individuales definidas en un período dado para el cual se asocian un número llamado de peticiones de mérito. Contra menor número tenga la petición de mérito, mayor prioridad tiene para ser aceptada, es decir, cuando varias órdenes de mérito tienen un precio igual al precio de compensación de mercado, la orden de mérito con menor número debe aceptarse primero, a menos que esté restringida por otras condiciones de la red.

Las peticiones de PUN (*Prezzo Unico Nazionale*) son un tipo particular de órdenes de mérito a la demanda, se distinguen de las clásicas en que se compensan a precio de PUN en vez del precio de liquidación de mercado del área ofertada.

$$P_{PUN} \times \sum_z Q_z = \sum_z P_z \times Q_z \pm \Delta_{[3]}$$

- PPUN: Precio de PUN
- Q_z: Volúmenes consumidos en la zona ofertada
- P_z: Precio de la zona ofertada z
- Δ: PUN desequilibrado [3]

Mercado IntraDiario

Los mercados intradiarios son una importante herramienta para que los agentes del mercado puedan ajustar, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía, su programa resultante del mercado diario conforme a las necesidades que esperan en el tiempo real [2].

Este mercado nos permite ajustar los resultados del mercado diario, mediante la presentación de ofertas de compra-venta de energía por los diferentes operadores del mercado, para obtener el programa eléctrico diario definitivo.

La estructura de estos se organiza en seis sesiones de subastas, en el ámbito MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidad), y un mercado continuo que opera fuera de España también, ya que tiene en cuenta la libre interconexión de España con Marruecos, Andorra y Portugal.

	SESION 1 ^o	SESION 2 ^a	SESION 3 ^a	SESION 4 ^a	SESION 5 ^a	SESION 6 ^a
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:50	21:50	01:50	04:50	08:50	12:50
Casación	18:50	21:50	01:50	04:50	08:50	12:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	18:57	21:57	01:57	04:57	08:57	12:57
Publicación PHF de los OSs	19:20	22:20	02:20	05:20	09:20	13:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24 y 1-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

PHF: Programa Horario Final

PIBCA: Programa IntraDiario Básico de Casación Incremental

Figura 6: Distribución horaria de cada sesión (Mercado IntraDiario-OMIE)

El mercado intradiario continuo permite el balance de los desajustes de energía producidos, pero a diferencia del mercado de subastas, este ajuste sucede hasta una hora antes del momento en el que se entregue la energía, y que los agentes pueden beneficiarse de la liquidez de los diferentes mercados, siempre que haya capacidad de transporte transfronteriza entre las diferentes zonas.

A este mercado intradiario continuo y transfronterizo se le denomina XBID, fue creado por los diferentes operadores de mercado para mejorar la eficiencia de las transacciones en los mercados intradiarios, y el comercio de energía en Europa.

3.1.4 Mercado de Subastas

La presentación de ofertas de venta de energía podrán hacerlo los agentes habilitados para hacerlo en el mercado diario y que hayan o bien participado en la sesión de mercado correspondiente o hayan ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por estar indisponibles y quedaran posteriormente disponibles, y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, o ejecutado un contrato bilateral físico [2].

Al igual que en el mercado diario las ofertadas presentadas pueden ser simples o complejas. Las ofertas simples son ofertas económicas presentadas en cada período horario y cada unidad de compra-venta de la que sean titulares y representan un precio y cantidad de energía. Las ofertas complejas además de cumplir con los requisitos de oferta simple, tienen una o varias de las condiciones complejas siguientes:

- Gradiente de carga e ingresos mínimos: son iguales que para el mercado diario.
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta: esta permite a las ofertas de venta fijar un perfil para el conjunto de todas las horas del mercado intradiario, que solo puede resultar casado en el caso de serlo en el primer tramo de todas las horas. Esto permite ajustar los programas de las unidades de producción o adquisición a un nuevo perfil, o en caso de no ser posible en una parte, dejar el programa previo sin modificación de algunas de las horas de forma individual. Se utiliza esta opción cuando la programación de unas horas solo es posible si también lo son en otras, como puede ser para adelantar el proceso de arranque o parada, evitar embotellamiento de caldera, etc. [2]

- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero: implica que solo será programado, en una hora determinada, el primer tramo en caso de ser casado en su totalidad, siendo retirados todos los tramos de dicha hora, y no siendo retirada la oferta realizada para el resto de las horas. Esta opción es útil para la programación de grupos que producen (mínimo técnico) o consumen (consumo de bombeo), un valor mínimo o nada.[2]
- Número mínimo de horas consecutivo con aceptación completa del primer tramo: se podría aplicar cuando la unidad de producción o adquisición debe producir o dejar de consumir de forma consecutiva al menos un número de horas. La misma condición sería aplicable a un consumidor que, por ejemplo, no puede poner en funcionamiento una fábrica por un número de horas inferior al especificado en la oferta.[2]
- Energía máxima: permite a unidades de oferta que tengan una limitación en la disponibilidad de energía, ofertar en todas las horas pero limitando el valor casado a un máximo global de energía. Esta condición es necesaria debido a la volatilidad de los precios del mercado intradiario entre horas, que no permiten conocer las horas en las que pueden casar las unidades de producción o adquisición, y sin embargo tiene un límite la energía que pueden vender, como puede ser el caso de las unidades de generación de bombeo.[2]

Las ofertas de venta para cada sesión de mercado intradiario deben ser tales que el programa final resultante de la aceptación completa de la oferta más el programa previo de la unidad de venta o adquisición respete las limitaciones declaradas por los operadores del sistema para el horizonte de programación, o si no las cumple previamente a la realización de las ofertas, se aproxime al cumplimiento de éstas [2]. Para las ofertas de compra, se sigue el mismo procedimiento que para las ofertas de venta, descrito anteriormente.

3.1.5 Proceso de Casación

El operador del mercado usará el método simple o complejo según el tipo de oferta que reciba.

El método simple, obtiene el precio marginal y la cantidad de energía casada para cada período de forma independiente.

El método complejo a partir del resultado del método simple añade la condición de gradiente de carga y una casación simple condicionada, se realiza un proceso iterativo con varias casaciones de este tipo hasta que las ofertas, tanto de venta como de compra, cumplen con las condiciones complejas que hayan, y se obtiene una primera solución definitiva. Esta debe cumplir con la capacidad máxima de interconexión con los demás agentes, en caso de no hacerlo.

3.1.6 Mercado Continuo (XBID)

Esta propuesta de mercado es iniciada por los diferentes operadores del mercado europeo para poder reaccionar ante las necesidades del mercado, esta permitiría crear un mercado intradiario único entre los integrantes europeos.

Al conectar los mercados las ofertas de compra y venta de energía puede casarse con con las ofertas presentadas en otros mercados, siempre que estén asociados al sistema y tenga capacidad de transporte entre ellos.

Los desbalances energéticos sufridos por los agentes del mercado se mejoran mucho, ya que se abre la posibilidad de beneficiarse de la liquidez de mercado de otras zonas

4 TECNOLOGÍAS DEL MERCADO ELÉCTRICO

Actualmente la energía eléctrica presenta grandes dificultades para almacenarla en grandes cantidades, no existe un control sobre el consumo y por tanto hay que hacer un control sobre la generación.

$$\text{Generación (t)} = \text{Consumo (t)} + \text{Pérdidas (t)}$$

En la producción de energía eléctrica hay diferentes tipos de productores que contribuyen en esta tarea, cada uno de ellos con sus diferentes características, costes, precio y capacidad para aportar en el mercado.

Las centrales generadoras se clasifican en tres tipos:

- Central de base: generadores que funcionan casi al 100% de su potencia nominal las 24 horas.
- Centrales de punta: su principal función es cubrir la demanda de energía eléctrica cuando existen picos de consumo. Suelen trabajar en espacios cortos de tiempo con un funcionamiento periódico.
- Reserva rodante: proporcionan una capacidad energética adicional, son generadores conectados a la red cuya carga es inferior a la nominal, y disponen de energía inmediata ante a una bajada de frecuencia del sistema.

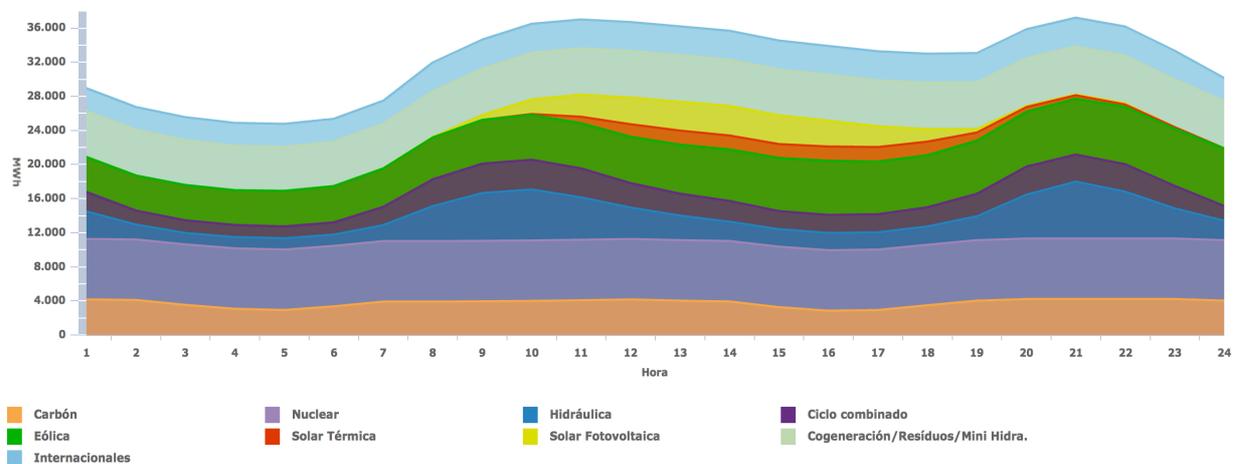


Figura 7: Energía horaria por tecnologías (OMIE - Resultados del mercado)



Figura 8: Cobertura de la demanda eléctrica (REE - Informe del sistema eléctrico)

La lucha por la reducción de costes de la energía renovable ha alcanzado máximos históricos, la biomasa, solar, energía hidroeléctrica, geotérmica y eólica on-shore ahora pueden proporcionar electricidad de manera competitiva en comparación con los combustibles fósiles a escala de servicios públicos.

Se espera una futura mayor reducción en los costes de los equipos hasta 2020, esto producirá una reducción del LCOE de estas fuentes de energías. Como resultado, las energías renovables representan la vía más económicas para nueva capacidad eléctrica, sobre todo en países crecientes, y para nuevos sistemas de conexión a la red. [5]

Los costes eléctricos se representan mayoritariamente mediante el LCOE, este define el ingreso medio por unidad de electricidad generada que se requeriría para recuperar los costes de construir y operar una planta de generación durante un ciclo de vida y servicio financiero asumido, también suele usarse para medir la competitividad entre las diferentes tecnologías generadoras.

Los aspectos clave para calcular el LCOE incluyen costes de capital, costes de combustible, costes fijos y variables de operación y mantenimiento (O&M), costes de financiación y una tasa de utilización supuesta para cada tipo de planta. La importancia de cada uno de estos factores varía según las tecnologías.

Para tecnologías sin costes de combustible y costes de O&M variables relativamente pequeños, como las tecnologías de generación de energía solar y eólica, el LCOE cambia casi en proporción al coste de capital estimado de la tecnología. Para tecnologías con un coste de combustible significativo, tanto el coste del combustible como los costes de capital estimados afectan significativamente al LCOE. La disponibilidad de diversos incentivos, incluidos los créditos fiscales también pueden afectar el cálculo del LCOE. [6]

La comparación de dos tecnologías diferentes mediante el uso del LCOE evalúa solo el coste de construir y operar una planta y no el valor de la producción de la planta a la red. Para ello se usa el coste evitado, este proporciona una medida aproximada de los ingresos potenciales de las ventas de electricidad generadas a partir de un posible proyecto.

Se puede resumir a lo largo de la vida financiera de un proyecto y convertirlo a un valor anualizado de nivel dividido por la producción anual medio del proyecto para desarrollar su coste nivelado de electricidad evitado (LACE). [6]

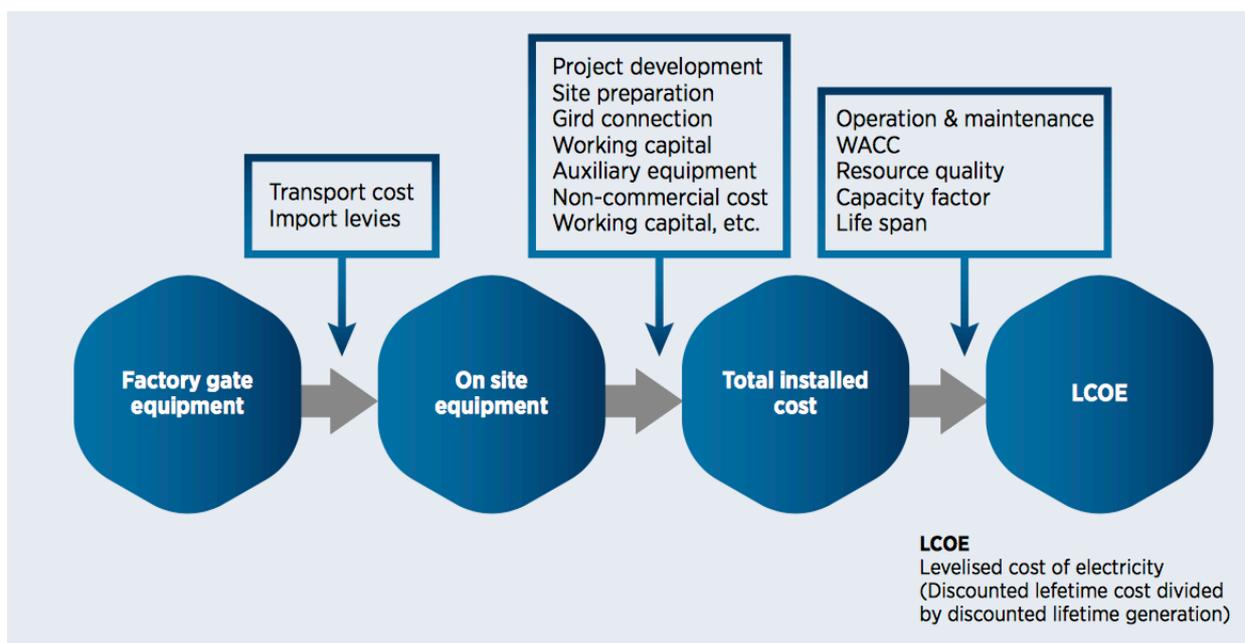


Figura 9: Métrica de costes analizados para el cálculo del LCOE (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2017)

Carbón

Esta tecnología es considerada como una central del base, permite tener una producción continua de energía eléctrica durante todos los días del año.

Tiene un gran peso en España, con pocas fluctuaciones en su producción esto hace que el hidrógeno tenga poco protagonismo en esta tecnología, pero podría ayudar a que esta tecnología vaya perdiendo protagonismo en el panorama energético y contribuyendo al cumplimiento de los objetivos de 2050 de emisiones cero, ya que como es sabido el carbón es una tecnología que produce emisiones nocivas, que afectan al cambio climático y la contaminación de nuestro entorno.

Además si tenemos en cuenta el cierre próximo de muchas centrales térmicas es necesario encontrar un sustituto o algún tipo de almacenamiento de energía que sea capaz de suplir a esta tecnología que actualmente ocupa el tercer lugar en la generación eléctrica, el hidrógeno podría ser capaz de almacenar los excedentes energéticos de las otras tecnologías que contribuyen en el mix e incorporarla en la red.

El carbón es la tecnología no renovable que presenta un mayor decrecimiento, aunque presenta patrones diferentes según la región. A día de hoy el carbón cubre entorno al 38% de la energía eléctrica a nivel global, a pesar de haber alcanzado su pico de producción tanto en EE.UU como en Europa, China e India siguen teniendo una gran dependencia en el carbón para su generación eléctrica, 66% y 79% respectivamente. China sigue dominando el mercado mundial del carbón, aunque su consumo cae ante gran parte de las perspectivas a medida que la economía se ajusta a un patrón más equilibrado y sostenible de crecimiento. En contraste, la demanda de carbón dentro de la India y otras economías asiáticas emergentes aumenta. India es el mercado de mayor crecimiento para el carbón, con su participación en el consumo mundial de carbón más que duplicándose a alrededor de un cuarto en 2040. La debilidad en el consumo global de carbón se ve acentuada por caídas significativas en la OCDE.

Debido al cierre de viejas plantas, y a que las nuevas plantas se quedan fuera de mercado, esto propiciado debido al descenso de los costes de generación en energía eólica y fotovoltaica, y la bajada de precios de baterías, en consecuencia al almacenamiento de energía renovable, se espera que la generación global con carbón alcance su pico de producción en torno al 2027, y posteriormente un descenso acentuado de hasta el 11% de la producción mundial . [7]

Como se prevé en un escenario caracterizado por una generación con baja participación del carbón, este bajará sus niveles de producción en torno al 30% para 2040. Esto está acentuado por una combinación de varias nuevas políticas energéticas, los precios del carbón ascienden hasta los 200 \$/tonelada de CO2 en los países de la OECD.

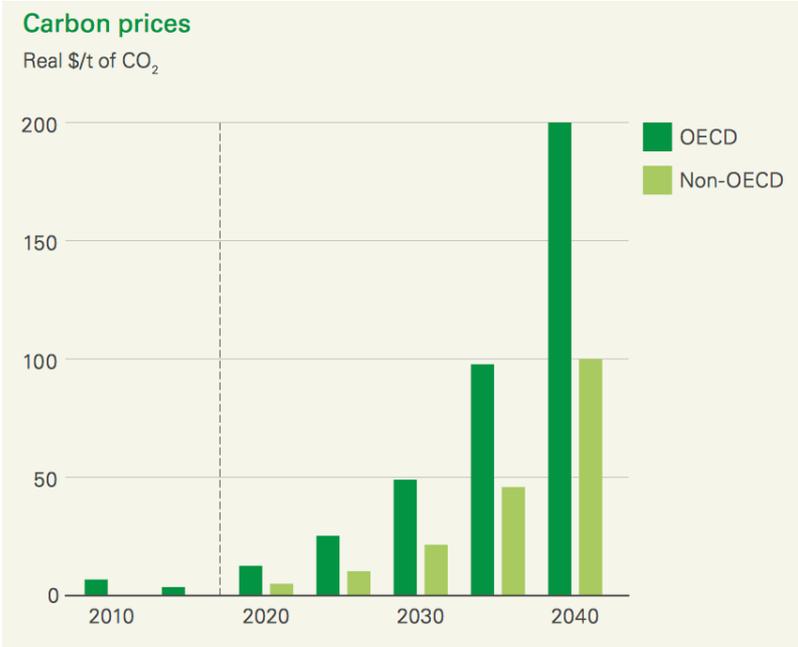


Figura 10: Evolución de los precios por tonelada de CO2 (BP Energy Outlook 2019)

Este escenario bajo en carbono representa una descarbonización del parque con una reducción de las emisiones de CO2 hasta un 25%, hecho fundamentado en el aumento del precio del carbón.

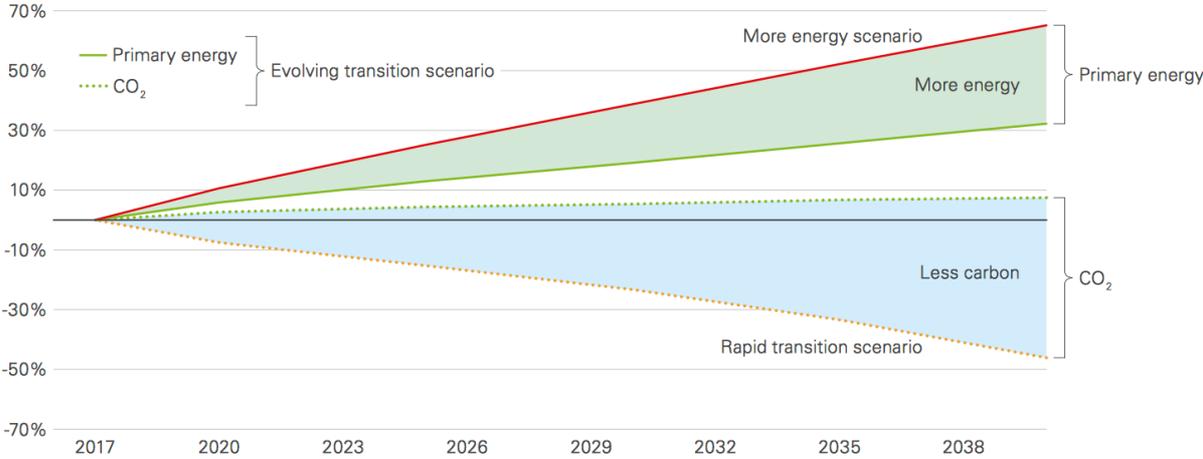


Figura 11: Energía primaria y emisiones de CO2 (BP Energy Outlook 2019)

Nuclear

La energía nuclear tiene una alta importancia en el mix eléctrico, es una central de base bastante uniforme con costes variables reducidos y estables, contribuye con carácter fuerte a disminuir la dependencia energética y a cumplir los objetivos de emisiones cero.

Las centrales nucleares calientan agua para producir vapor, el cual se hace pasar por grandes turbinas que generan electricidad. Las centrales nucleares utilizan el calor producido durante la fisión nuclear para calentar el agua. En la fisión nuclear, los átomos se dividen para formar átomos más pequeños, liberando energía, esta ocurre dentro del reactor de la central. En el centro del reactor se encuentra el núcleo, que contiene combustible de uranio.

Las plantas enfrían el vapor nuevamente en agua mediante torres de agua o refrigeración ubicadas fuera de la planta o mediante el uso agua de estanques, ríos u océanos. El agua enfriada es luego reutilizada para volver a producir vapor posteriormente.

El LCOE se compone de cuatro aspectos, coste capital, coste de operación de planta, costes externos y otros costes (tasas, sistemas, etc.).

La economía de las nuevas plantas nucleares está muy influenciada por su coste capital, que representa aproximadamente el 60% de su LCOE. Los cargos por intereses y el período de construcción son importantes para determinar el coste general del capital. En los países donde se han mantenido programas de desarrollo continuo, se han contenido los costes de capital y, en el caso de Corea del Sur, incluso se han reducido. En los últimos 15 años, los períodos de construcción medioshan disminuido. Una vez que se ha construido una planta nuclear, el coste de producción de la electricidad es bajo y predeciblemente estable.[10]

Los costes externos en general provienen de la operación, que en el caso de la energía nuclear generalmente se supone que es cero, pero podría incluir los costes de lidiar con un accidente grave que está más allá del límite del seguro y en la práctica debe ser recogido por el gobierno . Las regulaciones que controlan la energía nuclear generalmente requieren que el operador de la planta haga una disposición para eliminar cualquier desperdicio, por lo que estos costes están "internalizados" (y no son externos). La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles no está regulada de la misma manera y, por lo tanto, los operadores de dichas centrales térmicas aún no internalizan los costes de la emisión de gases de efecto invernadero o de otros gases y partículas liberados a la atmósfera. La inclusión de estos costes externos en el cálculo mejora la competitividad económica de las nuevas plantas nucleares. [10]

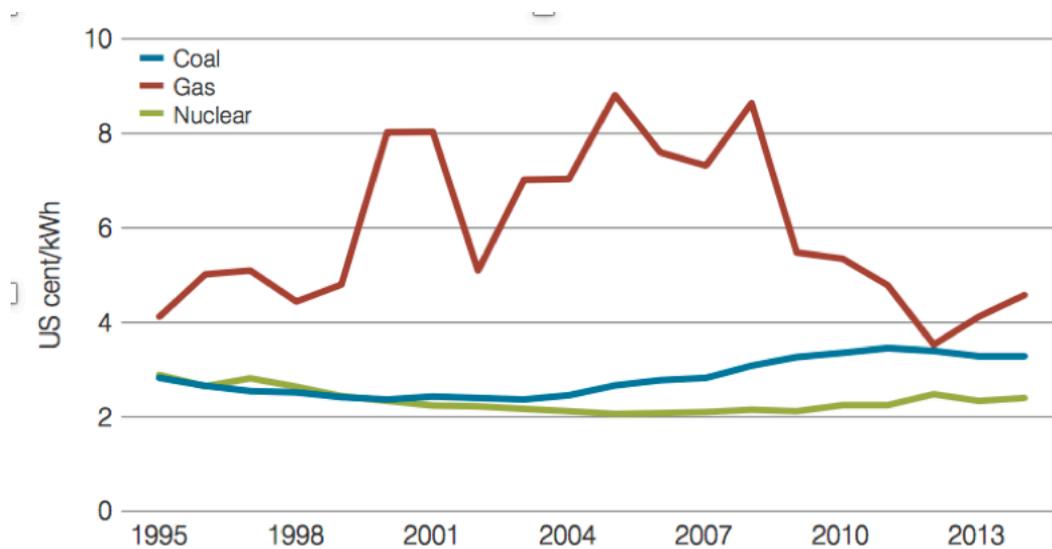


Figura 12: LCOE Energía Nuclear (World Nuclear Association-Nuclear Power Economics)

Una de las principales preocupaciones ambientales relacionadas con la energía nuclear es la creación de desechos radiactivos. Estos materiales pueden permanecer radiactivos y peligrosos para la salud humana durante miles de años. Los desechos radiactivos están sujetos a regulaciones especiales que rigen su manejo, transporte, almacenamiento y eliminación para proteger la salud humana y el medio ambiente.

A pesar de la controversia de estos residuos tóxicos producidos, en el mundo se apuesta fuertemente por esta tecnología que en líneas generales se están aumentando la producción de este tipo, por ejemplo Francia que tiene casi toda su producción así, aunque hay países como Alemania, que entre otras cosas debido a el riesgo que tienen, estudian el abandono de esta.

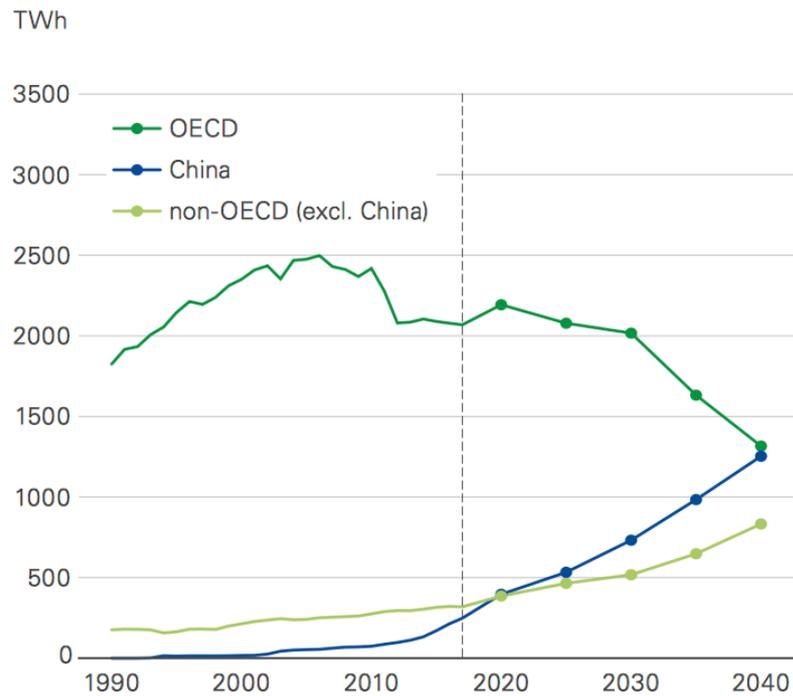


Figura 13: Producción de energía nuclear (BP Energy Outlook 2019)

En esta gráfica podemos ver como a partir del año 2010 esta tecnología sufre un parón en su producción mundial, este es debido a tres causas fundamentales, la crisis del petróleo, que disminuyó el consumo mundial, los movimientos ecologistas por los residuos tóxicos, que afectaron a la moratoria nuclear, y el alto coste capital, que se reflejó en una pérdida de competitividad frente a las demás tecnologías.

Esta presenta un crecimiento global, aunque más lento que el resto de la generación que hace que al compararla con otras tecnologías parezca tener a priori un decrecimiento, crece a un ratio del 1,1%, igual que durante los últimos 20 años. Así el continuo crecimiento de la energía nuclear disfraza dos patrones contrastantes. Energía nuclear dentro de la OCDE disminuye considerablemente con respecto a las perspectivas, ya que las plantas nucleares en proceso de envejecimiento se encuentran fuera de servicio y la inversión en nuevas capacidades es limitada. En contraste, la generación nuclear en China aumenta fuertemente, aumentando en 1000 TWh en comparación con las perspectivas, con el nivel de generación nuclear en China en 2040 similar al de toda la OCDE. [8]

En España hay 8 reactores nucleares, situados en 6 emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.864,7 MWe, lo que representa el 7,2% de la potencia total de generación eléctrica instalada. La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2016 ha sido de 58.578 GWh, lo que supone una contribución del 21,4% al total de la producción nacional. Desde entonces no ha sufrido grandes variaciones, ya que como se dijo previamente se encuentra en una época de estancamiento.

En este aspecto el hidrógeno es una tecnología que tendría una contribución bastante reducida, esta es la mayor productora de energía eléctrica, además debido a su uniformidad, mínimas fluctuaciones y bajas emisiones hacen que el hidrógeno implemente algún cambio en esta tecnología.

Ciclo Combinado

La capacidad de la potencia instalada de los ciclos combinados favorece la penetración de las energías renovables en el sector eléctrico. El gas natural favorece la competitividad industrial con la alta eficiencia en procesos industriales y de cogeneración y con menores emisiones de gases de efecto invernadero que otros combustibles fósiles, y garantiza la seguridad de suministro.

A nivel mundial, la demanda de gas natural crece prácticamente en todas las regiones estudiadas, apoyado por una amplia demanda, abundantes suministros de bajo coste y la creciente disponibilidad de gas a nivel mundial, ayudado por los crecientes suministros de gas natural licuado (GNL). El aumento de la demanda industrial de gas está impulsado en gran medida por economías en desarrollo a medida que continúan industrializándose, especialmente en regiones con grandes recursos de gas. [8]

Se espera que los volúmenes globales de GNL se expandan sustancialmente, lo que lleva a un mercado de gas más competitivo e integrado globalmente. El perfil preciso del crecimiento del volumen de LNG dependerá de la sincronización y la disponibilidad de las nuevas inversiones necesarias para financiar la expansión considerable. La naturaleza cíclica de las inversiones de GNL significa que existe el riesgo de que el desarrollo del mercado de GNL continúe asociado con períodos de volatilidad. [8]

Para las centrales de ciclo combinado el LCOE tiene en cuenta el CAPEX, costes de operación y mantenimiento y el factor de capacidad.

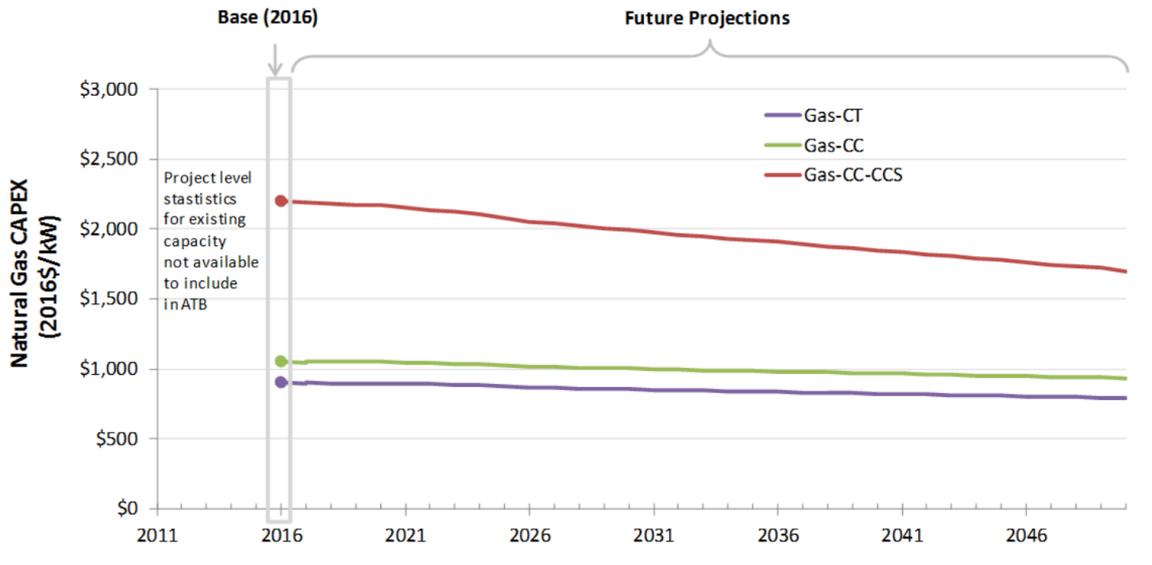


Figura 14: Evolución Capex para centrales de ciclo combinado (NREL-Natural Gas Plants)

Debido a que las plantas de gas natural son bien conocidas y funcionan en un punto cercano al óptimo, las estimaciones de gastos de capital (CAPEX) disminuyen para las tecnologías de gas, lo que resulta en una mejora en el tiempo que avanza un poco más rápido que la inflación .

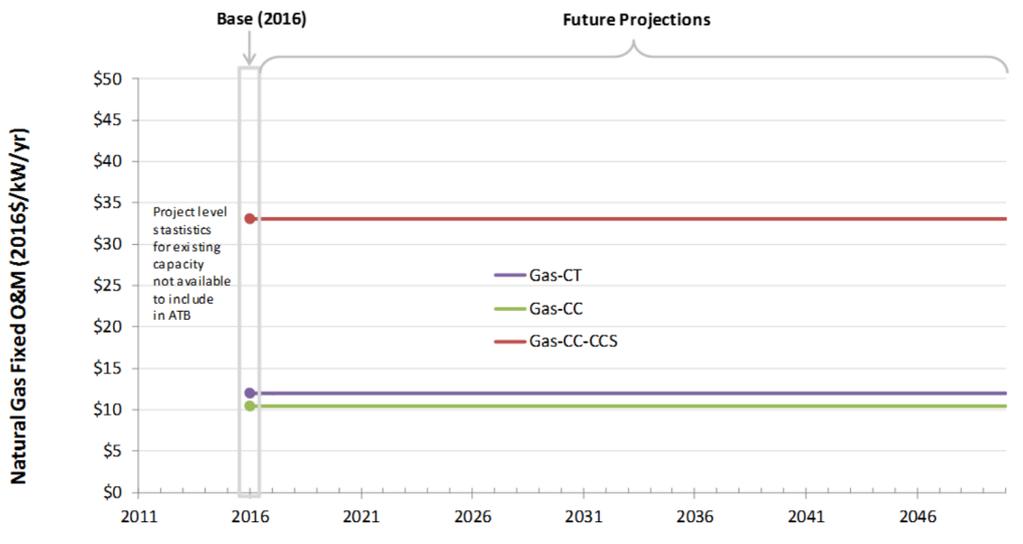


Figura 15: Previsión de Costes de Operación y Mantenimiento (NREL-Natural Gas Plants)

El factor de capacidad representa la producción de energía anual dividida por la producción de energía anual total posible, asumiendo que la planta opera a potencia nominal cada hora del año. Las plantas de gas natural tienen factores de disponibilidad cercanos al 100%. Los factores de capacidad suelen ser una función de los costes marginales y las necesidades de la red local.

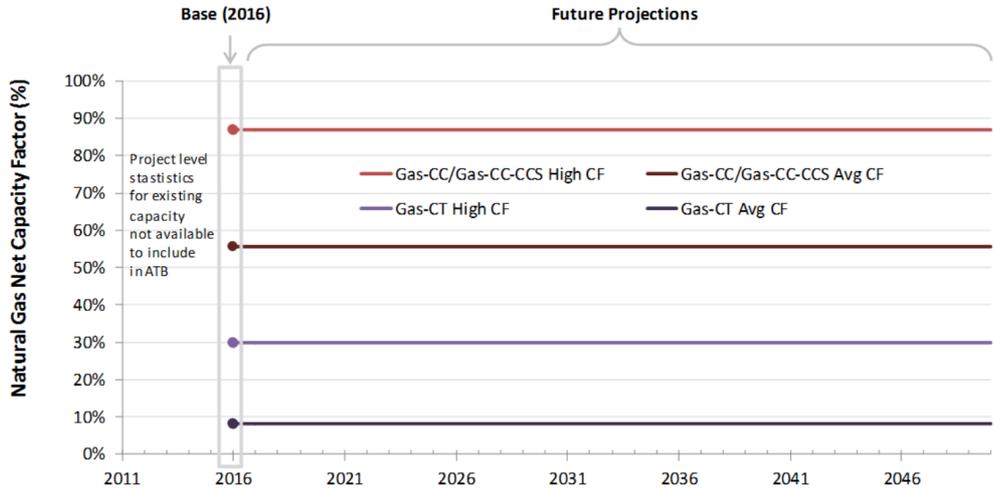


Figura 16: Previsión del Factor de Capacidad (NREL-Natural Gas Plants)

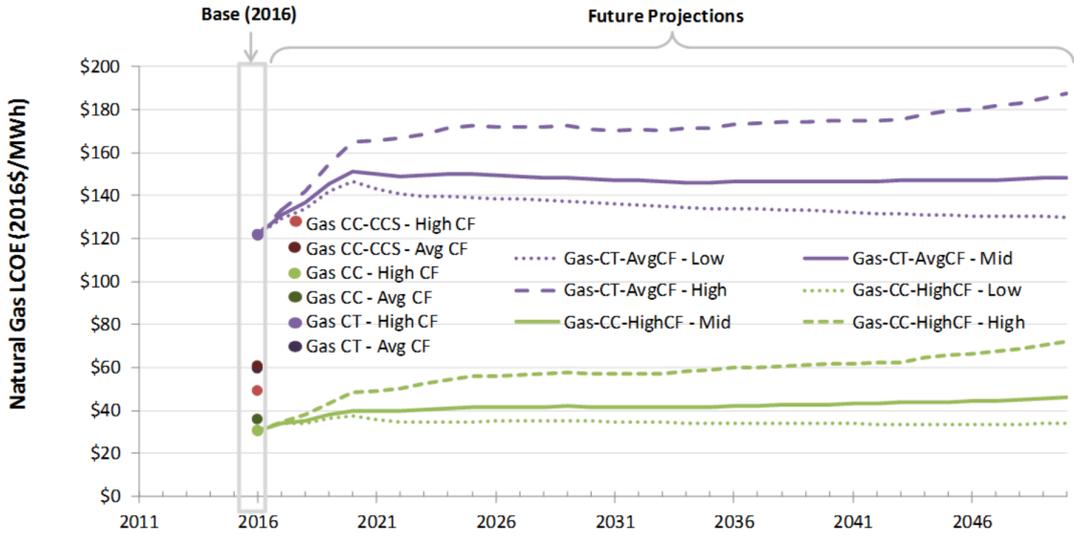


Figura 17: Previsión del LCOE (NREL-Natural Gas Plants)

El LCOE de las plantas de gas natural se ve directamente afectado por el precio del combustible de gas natural, por lo que en la siguiente gráfica también aparecen las trayectorias de precios del gas natural bajo, mediano y alto. El LCOE también se ve afectado por las variaciones en la tasa de calor y los costes de O&M. Debido a que las proyecciones de referencia y el alto precio del gas natural aumentan con el tiempo, el LCOE de las nuevas plantas de gas natural puede aumentar con el tiempo si los precios del gas aumentan más rápido que los costes de capital. Para un año dado, el LCOE asume que los precios del combustible de ese año continúan durante toda la vida útil de la planta.[11]

Estas proyecciones no incluyen ningún coste de carbono, lo que influiría en el LCOE de las unidades fósiles. Además, para las plantas de CCS, el ingreso potencial de la venta del carbono capturado no se incluye (por ejemplo, la operación de recuperación de petróleo mejorada puede comprar CO₂ de una planta de CCS).

A pesar del aumento de la capacidad en términos de megavatios, El uso del gas disminuye drásticamente en Europa, crece en China y se recupera materialmente en India más allá de 2040.

En España las centrales de ciclo combinado sufrieron de un gran crecimiento durante los anteriores situándolas como la tecnología con mayor capacidad en España en 2011, desde entonces su producción no ha parado de disminuir, motivado principalmente por el corte de los pagos por parte del gobierno como ayuda económica a estas, pago por capacidad por ejemplo.

Teniendo en cuenta que estas son centrales de punta y que su producción es variable esto hace que su viabilidad económica sea baja y provoque el cierre de estas, también estas tienen el inconveniente de las emisiones, por el cual también se les han puesto un límite (550 gr CO₂/Kwh) que al ser superado se les dejaría de dar ciertas ayudas. Esto ha hecho que en los últimos años las centrales de ciclo combinado hayan estado produciendo a un 10-15% de su capacidad solamente, lo cual no beneficia a las empresas españolas que quieren producir mediante el uso de esta tecnología.

El hidrógeno podría tomar ventaja de esta situación actuando como vector energético, al tener una producción intermitente, si se aprovecharan los momentos donde la producción eléctrica es alta y se rindiera a la totalidad de su capacidad, ese exceso se podría almacenar con el hidrógeno para después ser utilizado disminuyendo así las emisiones por la constante producción y pudiendo vender energía todo el tiempo que sea posible.

Cogeneración

Estas plantas producen un 11% de la electricidad en España, estas plantas tienen unos rendimientos muy altos, 85-90%, ya que aprovecha el calor de procesos para producir electricidad. Esto hace que haya sido reconocida con buen criterio en la transición energética y el cambio climático.

Por ello se quiere favorecer este tipo de producción y hacer que se eleve el porcentaje de producción en el mix, la industrias que operan con este funcionamiento dependen mucho de cambios en el precio de la electricidad, y debido al fuerte impacto que tienen en la economía hace que sea muy importante su correcto funcionamiento.

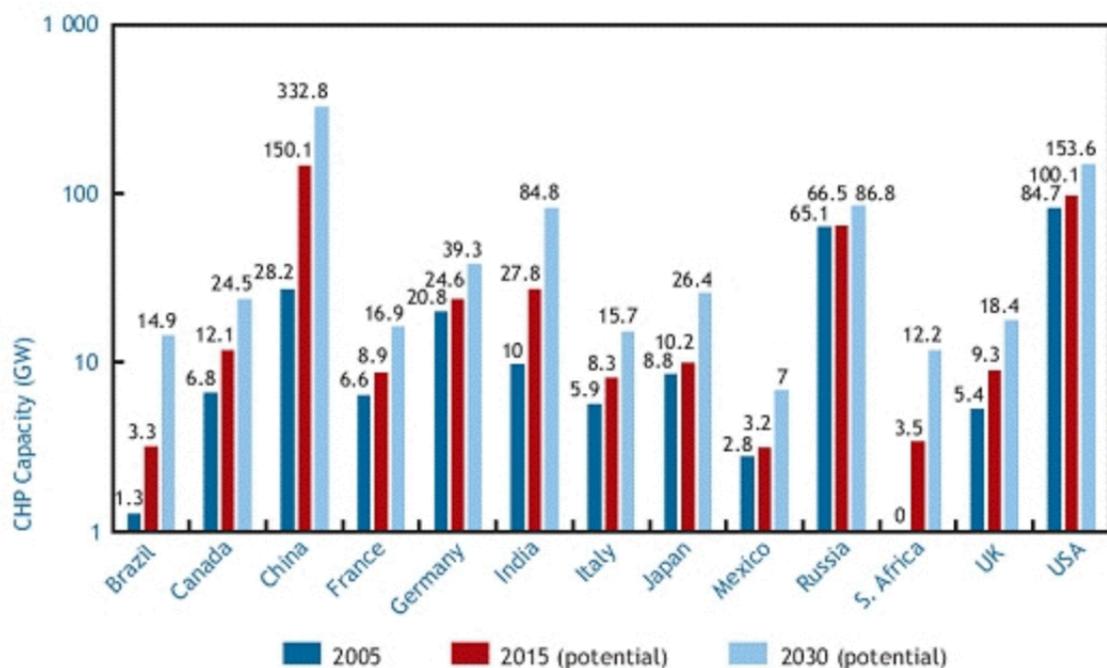


Figura 18: Potencial CHP (IEA-globalchpdhdata)

La figura anterior muestra la previsión esperada en la capacidad de CHP. Se espera que los países experimenten un pequeño aumento hasta 2015, con un crecimiento correspondientemente mayor para 2030 a medida que se promulguen las políticas y comiencen a implementarse. En general, se prevé que la participación de CHP aumenta del 11% de la generación de electricidad actual al 15% en 2015 y al 24% en 2030.

Si se lograsen cumplir los potenciales previstos, esto tendría unos beneficios adicionales centrados en el ahorro de costes, la reducción de emisiones de CO₂ y el ahorro en el uso de combustible.

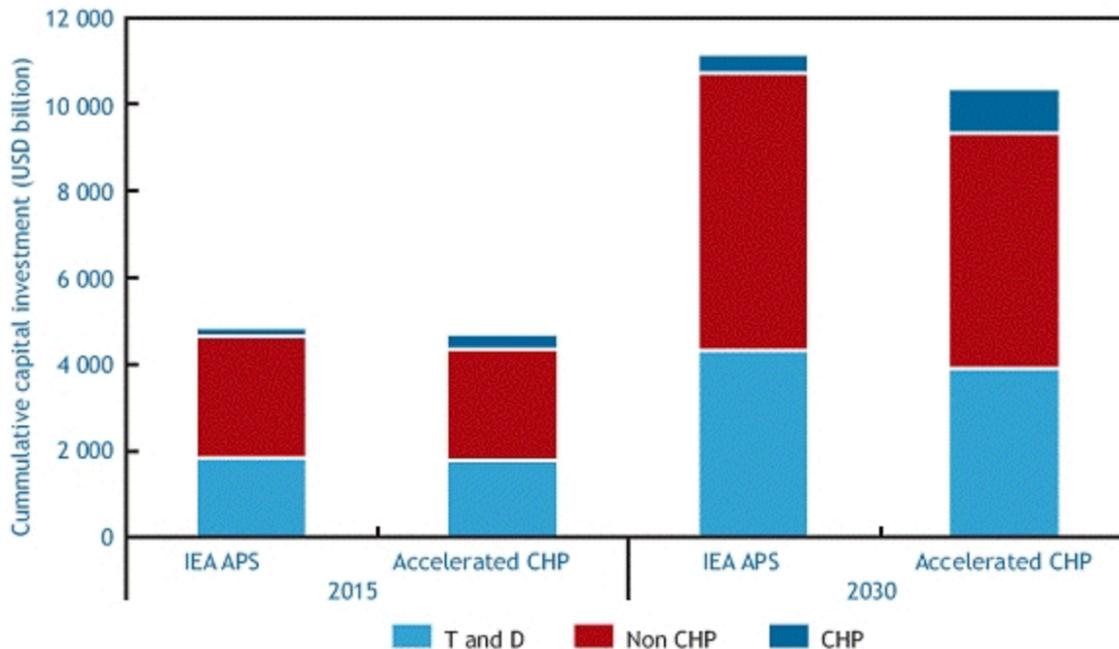


Figura 19: Inversión del capital acumulado (IEA-globalchpdhcddata)

Se requerirá una inversión sustancial para satisfacer la demanda futura de electricidad en ambos escenarios, pero la inversión total es menor en el caso de CHP acelerado. Hay una reducción del 3% en los costes generales para 2015 (USD 150 mil millones), que sube a un 7% (USD 795 mil millones) en 2030. [12]

Para cumplir estos potenciales se plantean unas medidas basadas en el ahorro en la inversión en la red de transporte y distribución, dado que CHP genera electricidad en el punto de uso, la demanda de transporte y distribución se reduce a medida que aumenta la cuota de mercado de CHP. Ahorros a través de una reducción significativa en la generación sin CHP. El coste capital de la nueva inversión de CHP es más bajo que el coste capital medio de la planta de generación central que se encuentra desplazada. Además, dado que un mayor uso de CHP reduce las pérdidas de energía de la red T&D, también reduce la cantidad total de capacidad de generación requerida para satisfacer una cantidad determinada de demanda.[12]

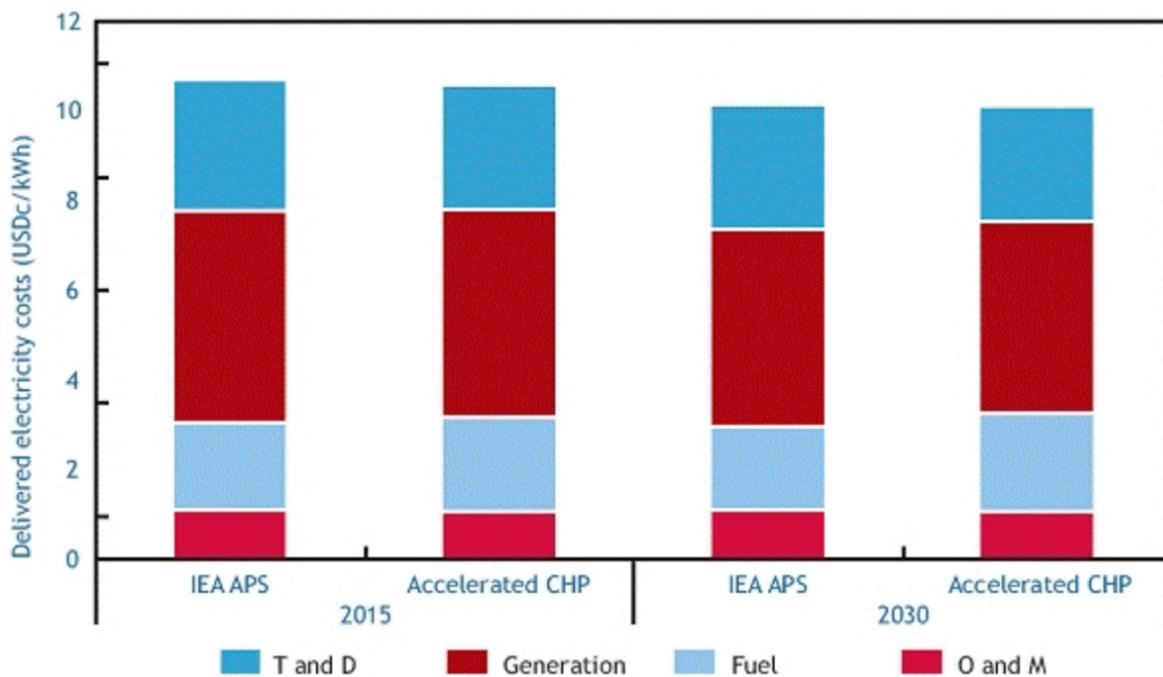


Figura 20: Reducción de Costes (IEA-globalchpdhdata)

En general, hay una pequeña reducción en los costes pagados por los consumidores finales en ambos períodos de tiempo, 1.1% en 2015 y 0.3% en 2030. Por lo tanto, parece que un mayor uso de CHP puede no conducir a un aumento en los precios de la electricidad.

El nivel de desarrollo de la cogeneración en un país depende de la demanda de calefacción y refrigeración en los sectores industrial, comercial y residencial. Esta demanda se utilizó como base para analizar los potenciales de CHP, para estimar, teniendo en cuenta las diferentes circunstancias nacionales, las proporciones de la demanda de calefacción / refrigeración actual y futura en cada uno de los países que CHP podría atender razonablemente.

Estas plantas tienen una vida útil de unos 25 años, a partir de este tiempo dejan de recibir ayudas del gobierno y ponen en peligro la viabilidad de las plantas, por lo que el futuro de estas empresas que son valoradas positivamente dependen de una nueva retribución regulada para seguir funcionando. El hidrógeno tiene poca viabilidad ya que estas tecnologías venden la energía eléctrica que les sobra en un momento concreto, se podría usarlo para almacenarlo y vender cuando la energía está más cara sacando así mayor beneficio pero habría que hacer un estudio complejo de la nueva retribución y como afectaría.

Eólica

Actualmente la energía eólica dentro de las fuentes renovables es la principal productora de energía eléctrica y la segunda en el mix de producción. Esta se caracteriza principalmente por el eje de la turbina, este puede ser horizontal o vertical, y la ubicación del molino, on-shore u off-shore. Y hay dos tecnologías principales, on-shore y off-shore, primero analizaremos la tecnología on-shore.

Los costes de capital, financiación, de operación y mantenimiento y la previsión de la producción anual de electricidad son los principales impulsores del LCOE. El análisis detallado de todos estos factores durante la vida útil de un proyecto permite una visión integral de los costes de la energía eólica.

El coste capital se puede desglosar en cuatro bloques principales. El coste de la turbina, se compone de los elementos mecánicos, el coste de obra civil, de conexión a red, todo el conjunto de la aparamenta eléctrica necesaria para poder conectarse a la red eléctrica, y costes de planificación y del proyecto, licencias, tasas, desarrollo, etc.

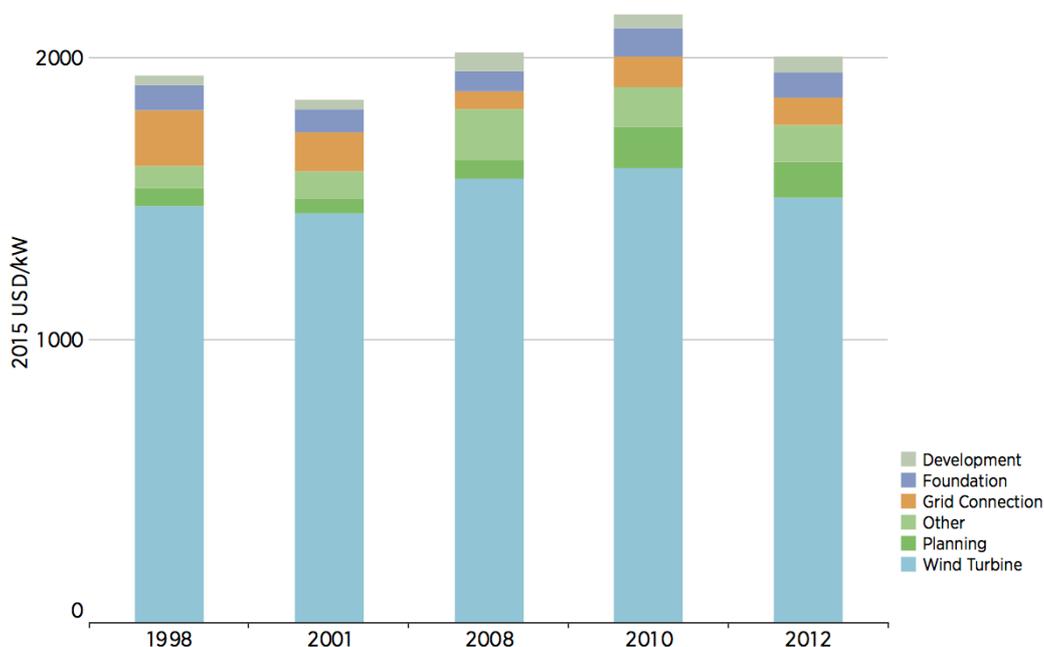


Figura 21: Desglose del coste capital (IRENA-The power to change)

El potencial total de reducción de costes sigue siendo significativo para muchos mercados, aunque los mercados con estructuras de costes muy competitivas, como China e India, o políticas restrictivas, experimentarán reducciones de costes inferiores a la media. Los países en vías de desarrollo con estructuras de costes menos competitivas experimentarán reducciones de costes por encima de la media. A partir de 2025, la media global de los costes de instalación de los parques eólicos on-shore podría caer alrededor de un 12% y representar el 34% del potencial total de reducción de costes del LCOE. [9]

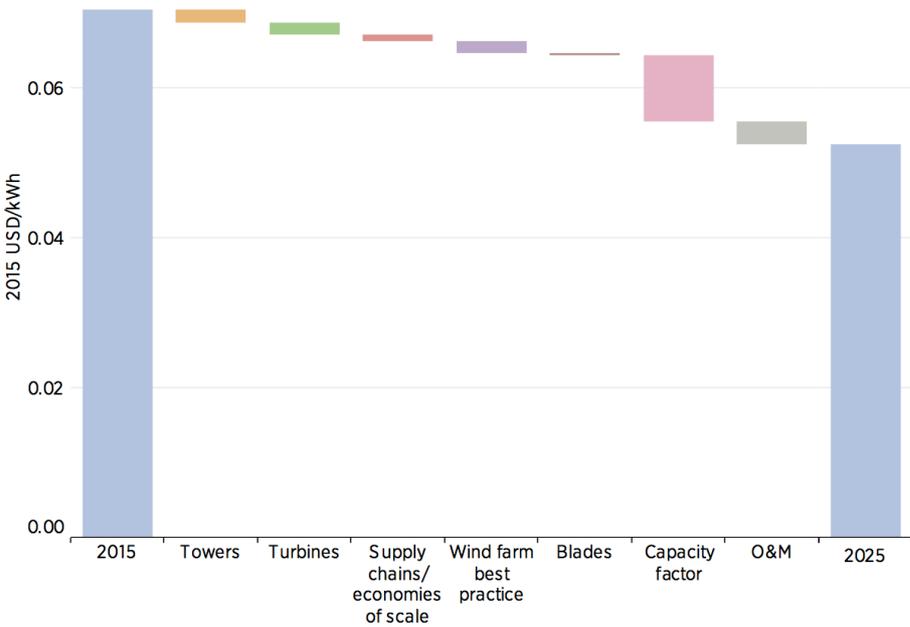


Figura 22: Previsión de reducción del LCOE para 2025 (IRENA-Power to Change 2016)

Los precios de las turbinas han bajado un 32% desde 2010, mientras que las máquinas están extrayendo más energía por megavatio, con una media global de factores de capacidad que van del 16% en el año 2000 a aproximadamente el 31% en 2016, y algunos proyectos superan el 60%. Los nuevos modelos también están ingresando al mercado, lo que abre el acceso a sitios que no hace mucho tiempo se consideraron antieconómicos. Rotores más grandes, alturas de cubo más altas, controles más avanzados y el uso de sensores y datos inteligentes ayudan a optimizar la eficiencia operativa y reducir los costes. [7]

Todos estos conductores tienen una tasa de aprendizaje de hasta el 19%, en MWh, lo que ha contribuido a hacer de la energía eólica terrestre una de las fuentes más baratas de generación a granel en la actualidad. Para 2040, esperamos que los parques eólicos en tierra alcancen un rango de factores de capacidad medio de 35-58%, en consonancia con algunos de los proyectos de mejor desempeño en la actualidad.

El coste medio ponderado de la electricidad de los nuevos parques eólicos terrestres en 2016 fue de entre 0.05 y 0.12 €/kWh, dependiendo de la región, pero los costes pueden alcanzar valores tan bajos 0.03 €/kWh en los proyectos más competitivos sin apoyo financiero. Los costes medio continuarán disminuyendo debido a la presión continua sobre los precios de los aerogeneradores y al crecimiento continuo en alturas y áreas de barrido, lo que resulta en mayores factores de capacidad para el viento. La energía eólica offshore (marina) es considerablemente más cara, con costes de entre 0.10 y 0.21 €/kWh.

La energía eólica juega un papel fundamental tanto en España como en Europa para la transición energética, estas no producen emisiones de CO2, son capaces de generar grandes cantidades de energía eléctrica y tienen un gran impacto económico.

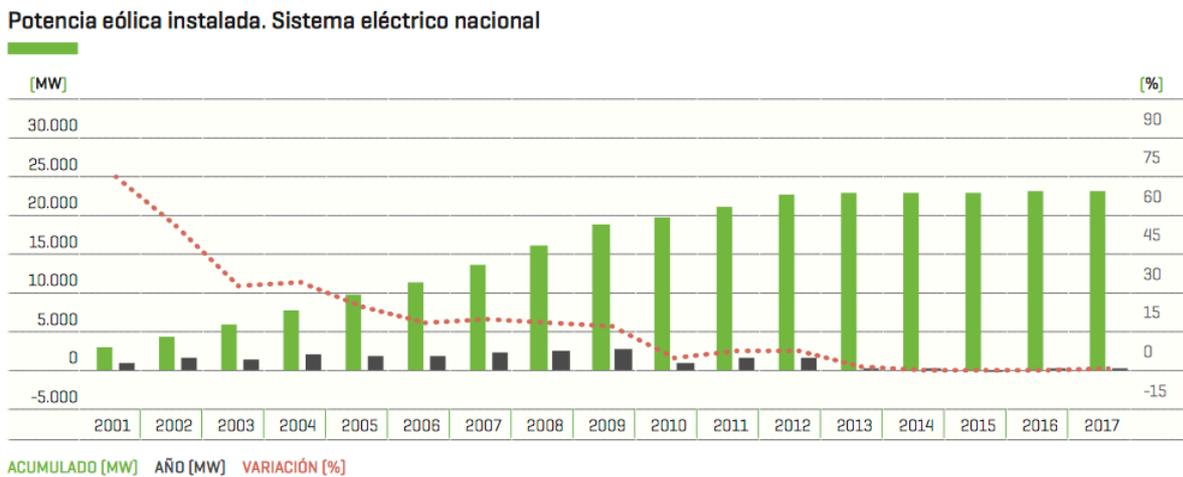


Figura 23: Potencia eólica instalada en España (REE-Informe Energías Renovables 2017)

El mayor inconveniente que tiene esta tecnología es la necesidad de encontrar parques eólicos, los cuales ya están la mayoría explotados y requieren de un estudio del terreno previo y mucho tiempo, y el desaprovechamiento de las horas de producción nocturnas. Esto puede apreciarse muy bien en la gráfica previa, donde a partir del año 2012 se produce un estancamiento en la potencia instalada. Por la noche esta tecnología tiene dos opciones o bien seguir produciendo o bien pararse porque no compensa económicamente la producción ya que en esta franja horaria es cuando menor demanda hay.

En cuanto a la tecnología off-shore, la capacidad total instalada en la costa alcanzó 12.2 GW a finales de 2015 como resultado de la incorporación de 3.4 GW de nueva capacidad en este año. El despliegue eólico marino se concentra en Europa, con una capacidad instalada total de 1.5 GW de capacidad principalmente intermareal en Asia.

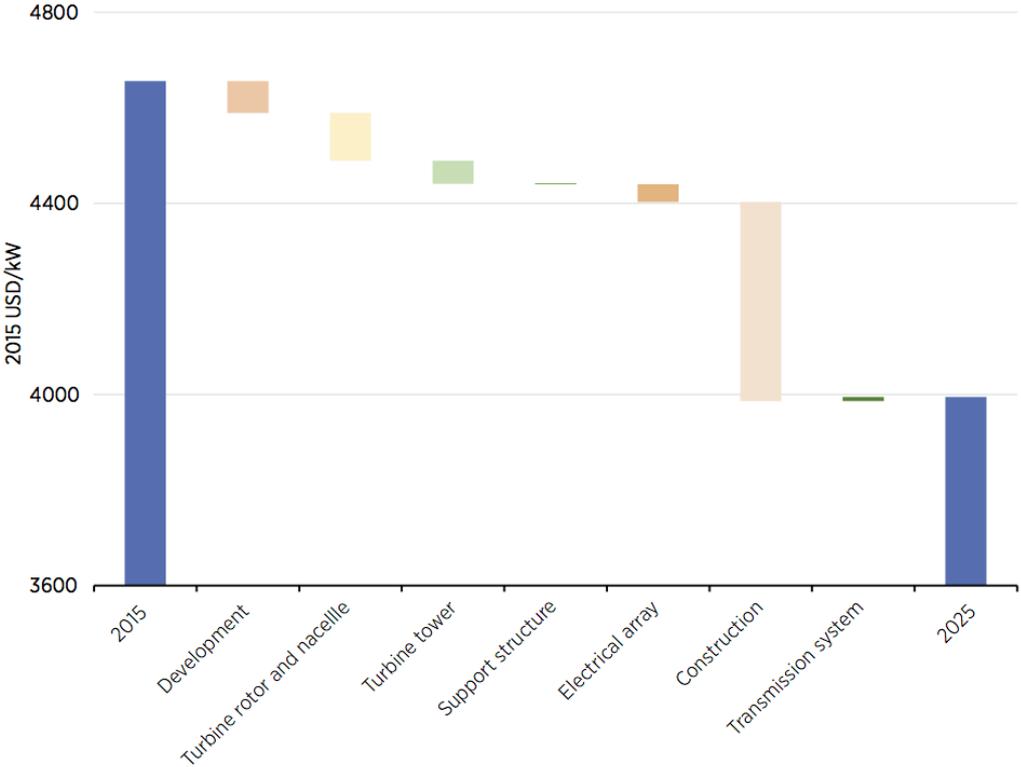


Figura 24: Proyección de costes para off-shore (IRENA-Power to Change 2016)

Se prevé una reducción de costes del 15% respecto a la situación actual, promovida principalmente por la reducción en costes de construcción e instalaciones de futuras plantas, que representan aproximadamente un 60%.

Las mejoras tecnológicas y de procesos en el desarrollo y operación de los parques podría suponer una reducción del 35% en el LCOE de esta tecnología, desde los 0.17 €/kWh en 2015 hasta los 0.11 €/kWh en 2025. Estas previsiones dependerán de las especificaciones de cada proyecto, la velocidad a la que se introducen diferentes innovaciones en diferentes mercados y la incertidumbre en torno al orden de magnitud de los beneficios de las innovaciones técnicas y basadas en procesos identificadas en este informe. [9]

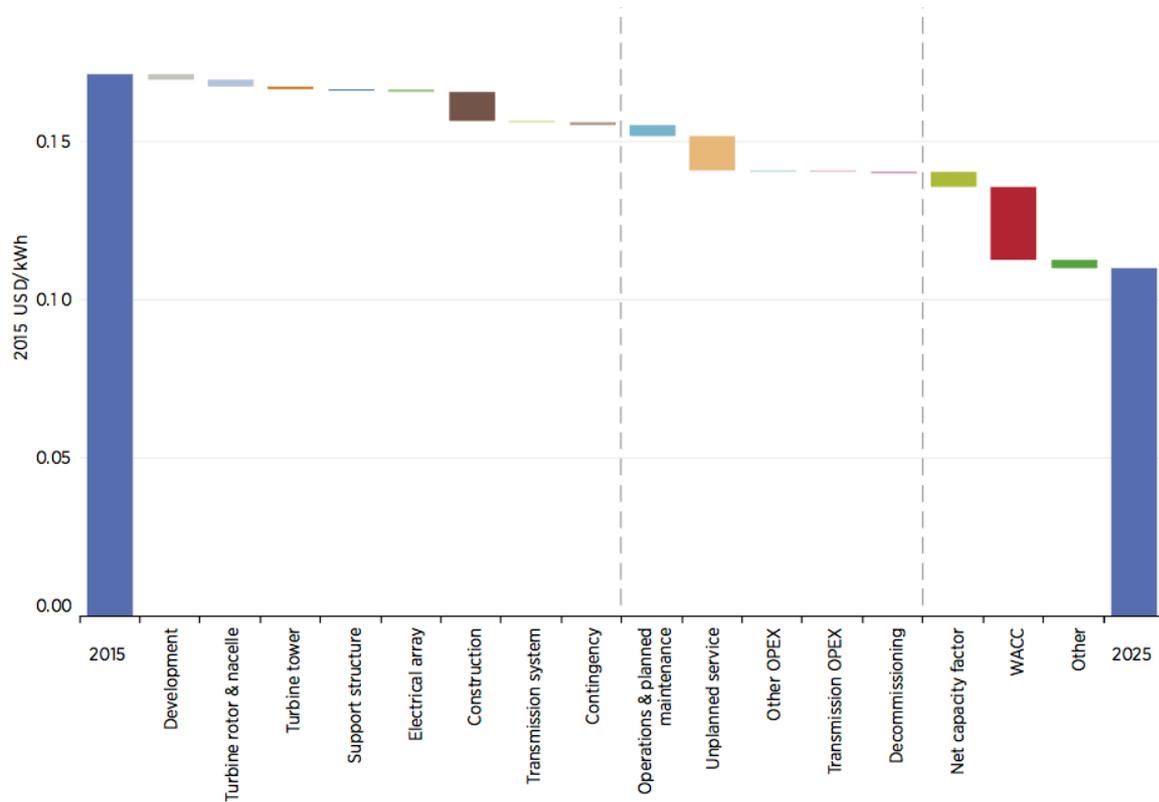


Figura 25: Desglose de la previsión de costes (IRENA-Power to Change 2016)

Por lo tanto habría que estudiar la posibilidad de hacer un almacenamiento de la energía producida durante la noche, bien con baterías (disponibilidad a corto plazo) o bien mediante hidrógeno (disponibilidad a largo plazo), para lo cual se tendría que realizar un análisis económico de ambas opciones viendo todos los escenarios posibles y decidir la mejor opción, de esta forma se mejoraría la eficiencia de estas centrales y se aumentaría tanto el beneficio económico como la transición energética.

Los proyectos eólicos off-shore en zonas cercanas a la costa podrían reducir los costes hasta tan solo 0,08 €/kWh para 2025, mientras que los proyectos en aguas más profundas siempre tendrán costes más altos, aunque se espera una bajada hasta los 0,15 €/kWh.

Solar Fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas representan una tecnología con alto crecimiento mundial tanto en i+d como en capacidad instalada, se esta apostando fuertemente por ella, debido a que sus costes debido a la investigación se han conseguido disminuir bastante. En España también está habiendo un crecimiento de nuevo después del estancamiento que hubo por el conocido “impuesto al sol”.

Los costes totales de un sistema fotovoltaico se componen de una gama de componentes individuales. Para facilitar la comparación, los costes totales se dividen en tres categorías: módulo, inversor y balance de costes del sistema.

El balance de los costes del sistema para las plantas fotovoltaicas podría caer entre un 55% y un 74% entre 2015 y 2025 a medida que se avanza hacia estructuras de costes de mejores prácticas y se acelera bajo el aumento de la competencia.[9]

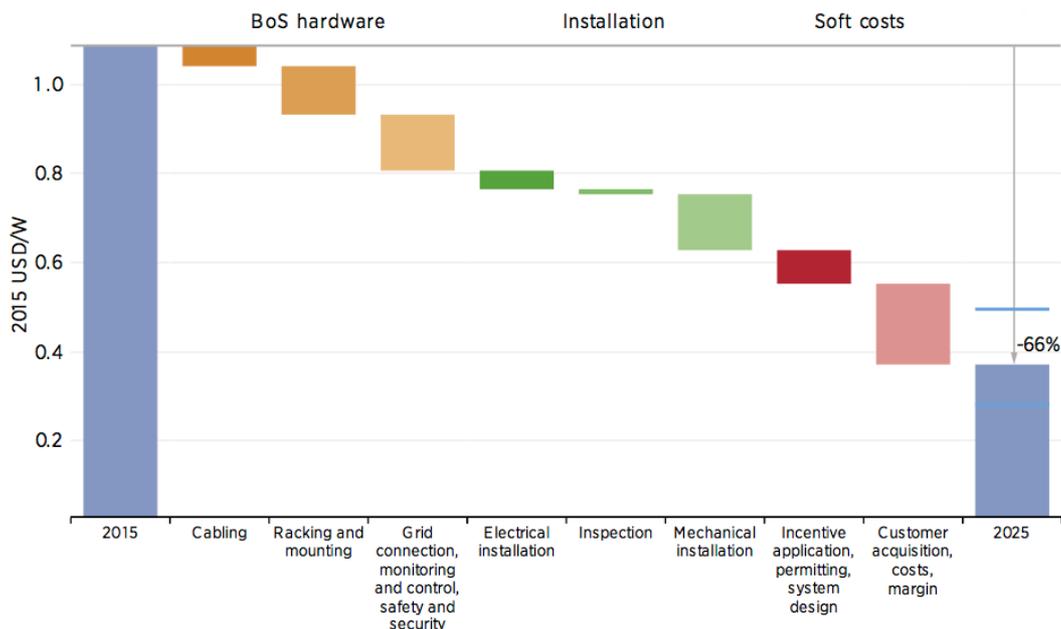


Figura 26: Desglose del balance de los costes del sistema (IRENA-Power to Change 2016)

Para 2025, los costes del módulo fotovoltaico cristalino estarán en un rango entre 0,28 y 0,46 €/W. Según los análisis basados en la tecnología, se espera que los costes caigan entre 0,30 y 0,41 €/W para 2025, lo que también se encuentra dentro de este rango. El límite inferior de estos rangos de costes excede ligeramente el pensamiento actual de la industria sobre los potenciales de reducción de costes y podría resultar en una experiencia similar a la que ocurrió entre 2009 y 2014, cuando los precios de los módulos cayeron más rápido de lo previsto. Esta gama abarca las proyecciones recientes para los costes del módulo de silicio cristalino en 2025 en las cercanías de 0,33 €/W. [9]

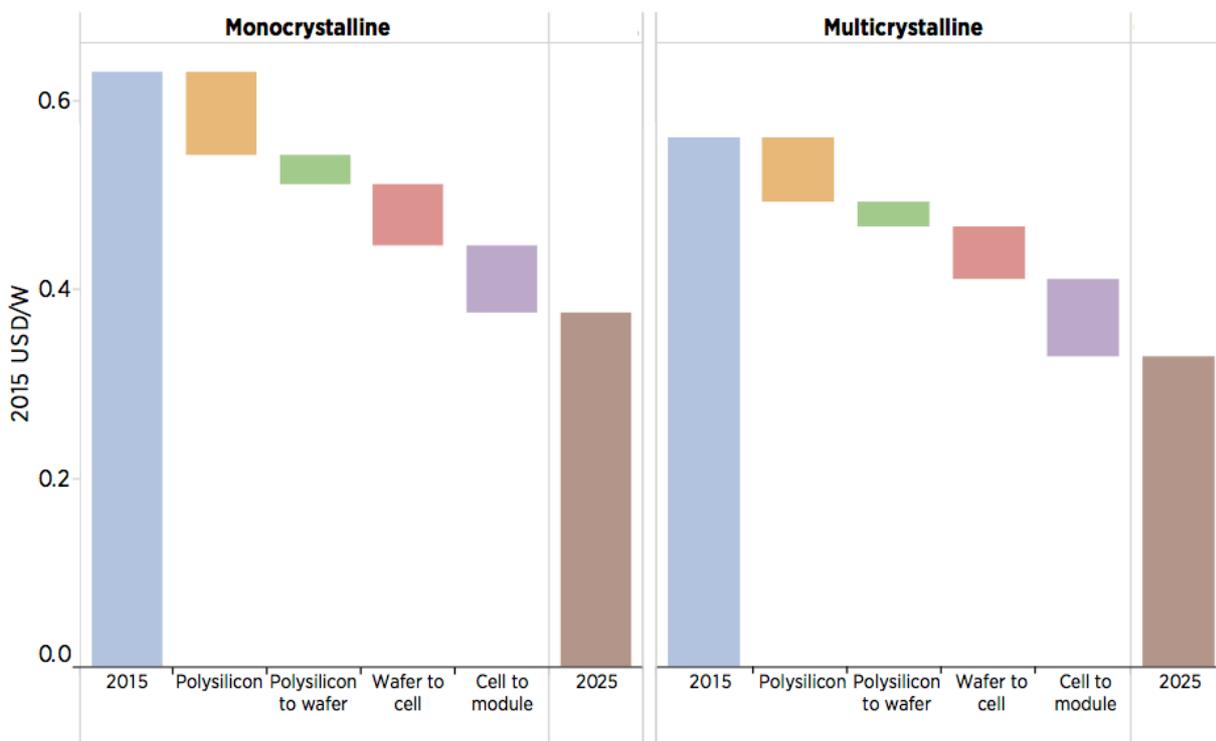


Figura 27: Previsión de costes para los módulos fotovoltaicos (IRENA-Power to Change 2016)

Para las tecnologías de película delgada, se espera que las mejoras en los niveles de eficiencia, las innovaciones de equipos de fabricación y las economías de escala reduzcan el coste de los módulos. Esto podría hacer que se alcancen valores de 0,36 €/W para 2025, un 32% por debajo de su nivel de 2015. En el caso de los módulos CdTe, dichas mejoras resultarían en costes un 35% por debajo de los de 2015, unos 0.26 €/W.

Characteristic/Component	Central inverters	String inverters	Micro-inverters
Global price (2015)	- USD 0.14 USD/W	- USD 0.18 USD/W	- USD 0.38 USD/W
Change to 2025	-39%	-33%	-30%
Global price (2025)	- USD 0.09 USD/W	- USD 0.12 USD/W	- USD 0.27 USD/W
<i>Of which:</i>			
<i>Power electronics</i>	0.010	0.012	0.048
<i>Control card</i>	0.001	0.001	0.009
<i>Filters</i>	0.004	0.004	0.007
<i>Distribution board and others</i>	0.016	0.018	0.077
<i>Indirect costs</i>	0.041	0.065	0.082
<i>Margin</i>	0.014	0.020	0.045

Figura 28: Previsión de costes para inversores (IRENA-Power to Change 2016)

Tras analizar los tres aspectos fundamentales del LCOE en sistemas fotovoltaicos, se espera que la tendencia global de sistemas fotovoltaicos siga a la baja. Esta disminución será impulsada por estructuras de costes futuros más eficientes causadas por menores costes de BoS, así como por continuas reducciones en los costes de los módulos hacia 2025.

La fotovoltaica podría disminuir de 0.13 €/kWh en 2015 a 0.055 €/kWh para 2025, asumiendo el potencial de reducción de costes proyectado, los costes de O&M disminuyen y un aumento en el factor de capacidad medio global de 17.9 % en 2015 a 19.3% en 2025.

Para el desarrollo de esta tecnología en España haría falta una nueva legislación que apoyase a la tecnología, ya que la que había se ha quedado obsoleta, y también habría que regular la producción de autoconsumo que esta experimentando un gran crecimiento y según los expertos esta puede ser el futuro en combinación con el apoyo de las otras tecnologías del mercado.

El gran problema que tiene esta tecnología es la no gestionabilidad que presenta, depende de la estacionalidad y esto altera mucho su producción, desde Mayo hasta Agosto, aproximadamente, la producción es casi el doble que en el resto del año. Si a esto le sumamos la dependencia climatológica diaria, paso de nubes o lluvias inesperadas por ejemplo, hace que la producción diaria pueda ser inexacta, aunque se pueden hacer predicciones generales, y cree incertidumbre en el mercado. Por ello hay que hacer gran trabajo de investigación en el almacenamiento de esta tecnología para poder garantizar una producción continua. Aquí entran las baterías y el hidrógeno, las baterías son muy costosas y a gran escala necesitan de mucho espacio, el hidrógeno podría almacenar todos los picos de producción que haya con menor coste y en mayor cantidad, pero en cualquier caso también requeriría de instalación para el hidrógeno y demás equipos, así que habría que hacer un análisis económico entre ambos para poder decidir.

Hidráulica

La energía hidráulica generalmente sigue siendo la forma más barata de generar electricidad de cualquier fuente en aquellas zonas donde el recurso sea posible. El LCOE medio ponderado para nuevos proyectos de pequeñas centrales hidráulicas está entre 0.03 y 0.115 €/kWh en los países en desarrollo, mientras que para grandes proyectos el rango es de entre 0.02 y 0.06 €/kWh dependiendo de la región. El LCOE de los proyectos hidroeléctricos a gran escala en sitios de alto rendimiento puede alcanzar valores mínimos como 0.02 €/kWh, mientras que los costes medios rondan los 0.05 €/kWh.

Este tipo de energía es una tecnología renovable muy atractiva, debido al bajo coste de la electricidad que produce y la flexibilidad que puede proporcionar a la red. En 2018, el LCOE medio a nivel mundial de la energía hidroeléctrica fue de 0.047 €/kWh, un 11% menos que en 2017, pero un 29% más que en 2010.

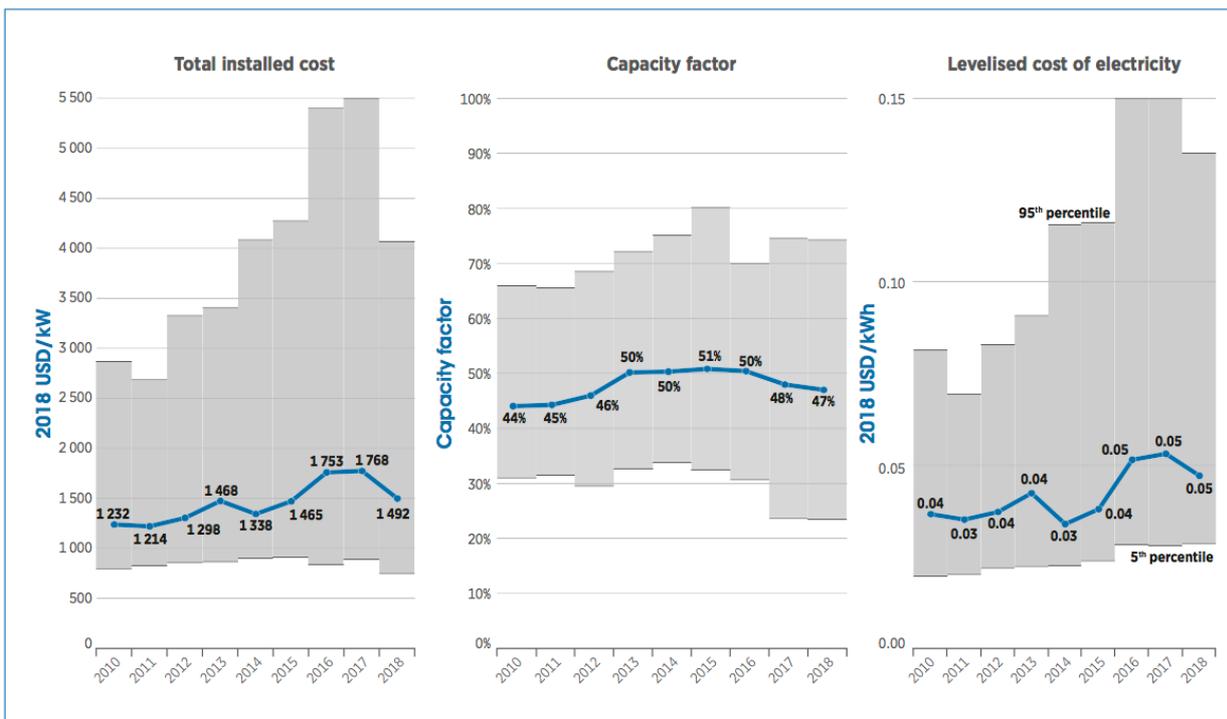


Figura 29: Evolución de los precios de la energía hidráulica (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)

Entre 2010 y 2013, el LCOE medio global de la energía hidroeléctrica se mantuvo relativamente estable, antes de comenzar a elevarse a partir de 2014 a un nivel ligeramente superior. La razón de esto fue el aumento del coste total de instalación en la mayor parte de Asia (excluyendo a China, India y Japón). Dado que la energía hidroeléctrica es una tecnología altamente específica del sitio, con cada proyecto diseñado para una ubicación particular dentro de una cuenca dada, las razones exactas de este aumento de costes son difíciles de identificar. Si bien es necesario realizar más análisis, el aumento de los costes en Asia probablemente se debió a la mayor cantidad de proyectos con condiciones de desarrollo más costosas en comparación con proyectos anteriores cuando se desarrollaron mejores sitios. Actualmente los sitios pueden estar en ubicaciones más remotas, más lejos de la infraestructura de red existente, lo que requiere una mayor conexión a la red, acceso y costes logísticos. También pueden estar en áreas con condiciones geológicas más desafiantes, lo que aumenta el coste de construcción. Una combinación de estos factores podría estar impulsando las tendencias de costes recientes.[13]

Esta tecnología es madura y los ratios de crecimiento son bajos. En consecuencia, el potencial de reducción de costes es pequeño y generalmente se limita a mejoras en las técnicas y procesos de ingeniería civil. La importancia de la energía hidroeléctrica con almacenamiento solo aumentará a medida que aumente la penetración de las energías renovables variables, ya que la capacidad incomparable de la energía hidroeléctrica para proporcionar flexibilidad a la red será cada vez más valiosa. Los costes totales de instalación de los grandes proyectos hidroeléctricos varían desde un mínimo de 1000 €/kW hasta unos 3500 €/kW. [5]

En 2018, el coste instalado medio global de los proyectos hidroeléctricos se redujo a 1492 €/kW, un 16% más bajo que el valor para 2017 (que fue similar al valor de 2016). Queda por verse si esto representa una fluctuación en torno a un nuevo nivel de coste medio más alto, o si los costes medios continuarán disminuyendo. Mucho dependerá de la ubicación de donde se encargarán los futuros proyectos de energía hidráulica, como parte de la razón para la caída de 2018 en el coste medio de instalación global de la energía hidroeléctrica fue la alta proporción de proyectos tomados por China (8.5GW) en el total de nueva capacidad instalada en 2018 (21 GW). Debido a que China tiene costes de instalación que normalmente son entre 10% y 20% más bajos que el medio.[13]

Hasta 2009, en España, esta fue la principal fuente renovable de electricidad cuando fue superada por la eólica, tiene un gran presencia a nivel europeo y España se coloca en octavo lugar, aunque su presencia en términos de cobertura de la demanda total es baja.

Presenta gran variabilidad, hay mucha diferencia entre la producción en años húmedos y años secos, casi el doble en el primer caso, dentro de la estacionalidad también hay diferencia los meses de producción, en los que mayor producción hay son los de invierno y primavera, debido a las lluvias y deshielos. El aumentar el número de centrales de este tipo es complejo ya que aprovecha los desniveles de terreno y estos están en su mayoría ya cubiertos.

Respecto al resto de renovables tiene la ventaja de ser gestionable esto la permite adaptarse a los picos demanda producidos durante el día, además es una tecnología limpia que también contribuye a los objetivos de 2050. El hidrógeno tendría poca presencia en esta tecnología ya que esta es gestionable de por sí y es capaz de producir mediante bombeo casi cuando lo necesita, aunque depende mucho también del nivel de las reservas hidráulicas.

Solar Térmica

Los recursos solares están disponibles en todos los países y las tecnologías de energía solar fotovoltaica y de energía solar de concentración (CSP) se pueden utilizar para convertir este recurso solar en electricidad. La energía solar fotovoltaica puede utilizar la luz solar directa y difusa para generar energía, mientras que la CSP se basa en la luz solar directa, restringiendo de alguna manera su despliegue a áreas con alta irradiancia normal directa. El despliegue de energía solar fotovoltaica alcanzó 291 GW a finales de 2016, mientras que el despliegue de CSP aún está en su infancia con 5 GW.

Las plantas de energía solar concentradas usan espejos para concentrar los rayos del sol. En la mayoría de los sistemas actuales, esto calienta un fluido utilizado para producir vapor, generador de energía. Las plantas de CSP luego generan electricidad de manera similar a las centrales eléctricas convencionales, utilizando turbinas de vapor. Los principales parámetros que afectan a los costes de estas plantas son la ubicación, la irradiación normal directa, colector solar, fluido caloportador, tipo de almacenamiento, la temperatura máxima del fluido, horas de almacenamiento, y la producción neta.

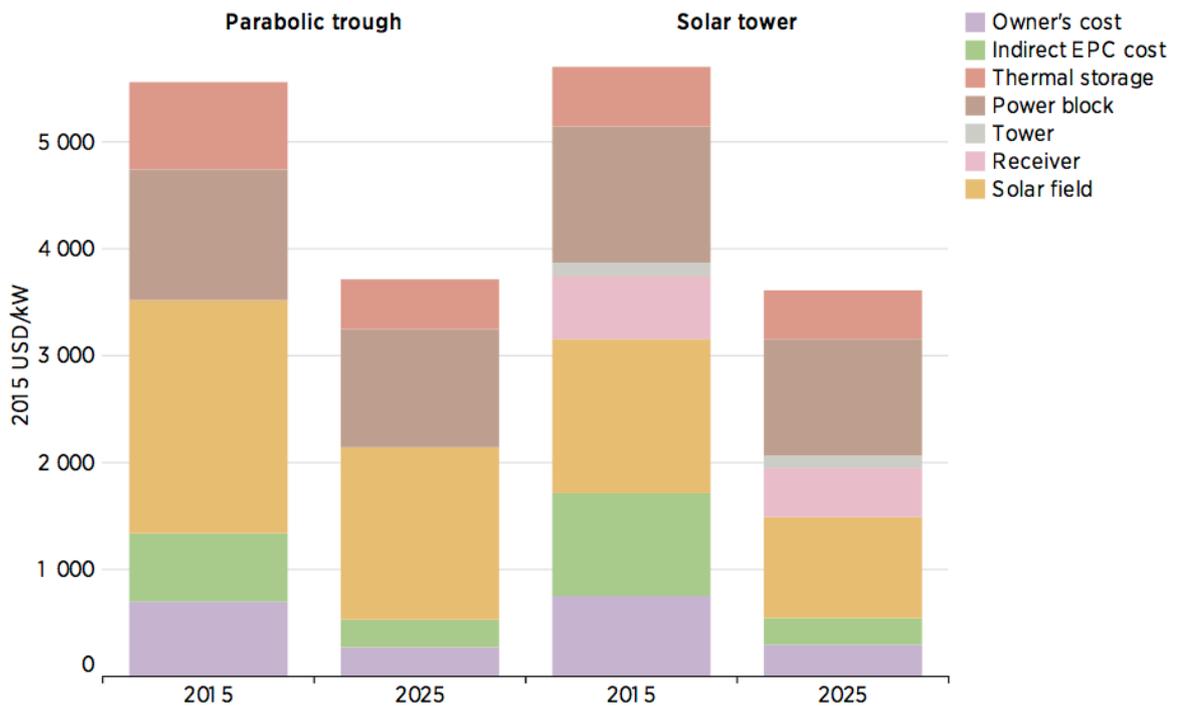


Figura 30: Desglose de costes para plantas CSP (IRENA-Power to Change 2016)

La mayoría de las reducciones de costes instaladas serán impulsadas por mejoras tecnológicas en los elementos del campo solar y por los efectos en las mejoras de volúmenes de implementación más grandes. Junto con la experiencia de la industria.

Para 2025, el LCOE de las tecnologías de CSP podría disminuir en un 37% (0.06 €/kWh) para discos parabólicos y en un 43% (0.07 €/kWh) para torre solar en función de la tecnología y los factores de costes mencionados anteriormente. La disminución en el LCOE hacia 2025 estará fuertemente impulsada por las reducciones en los costes de inversión de capital. Para las plantas de disco parabólicos, el 68% del potencial total de reducción de LCOE hasta 2025 se puede atribuir a la reducción en los costes instalados, mientras que para las plantas de torre solar la cifra es del 61%. [9]

Las plantas de energía solar de concentración apenas están comenzando a implementarse a escala. Los sistemas de CSP en uso comercial son principalmente parabólicas y torres solares, pero también están disponibles los sistemas de disco Stirling, y linear Fresnel . Si bien los costes actuales son altos debido a los bajos niveles de implementación, el potencial de reducción de costes es bueno y la capacidad de incorporar almacenamiento de energía térmica de bajo coste los hará más importantes a medida que aumente la participación de las energías renovables en la generación total de energía. [5]

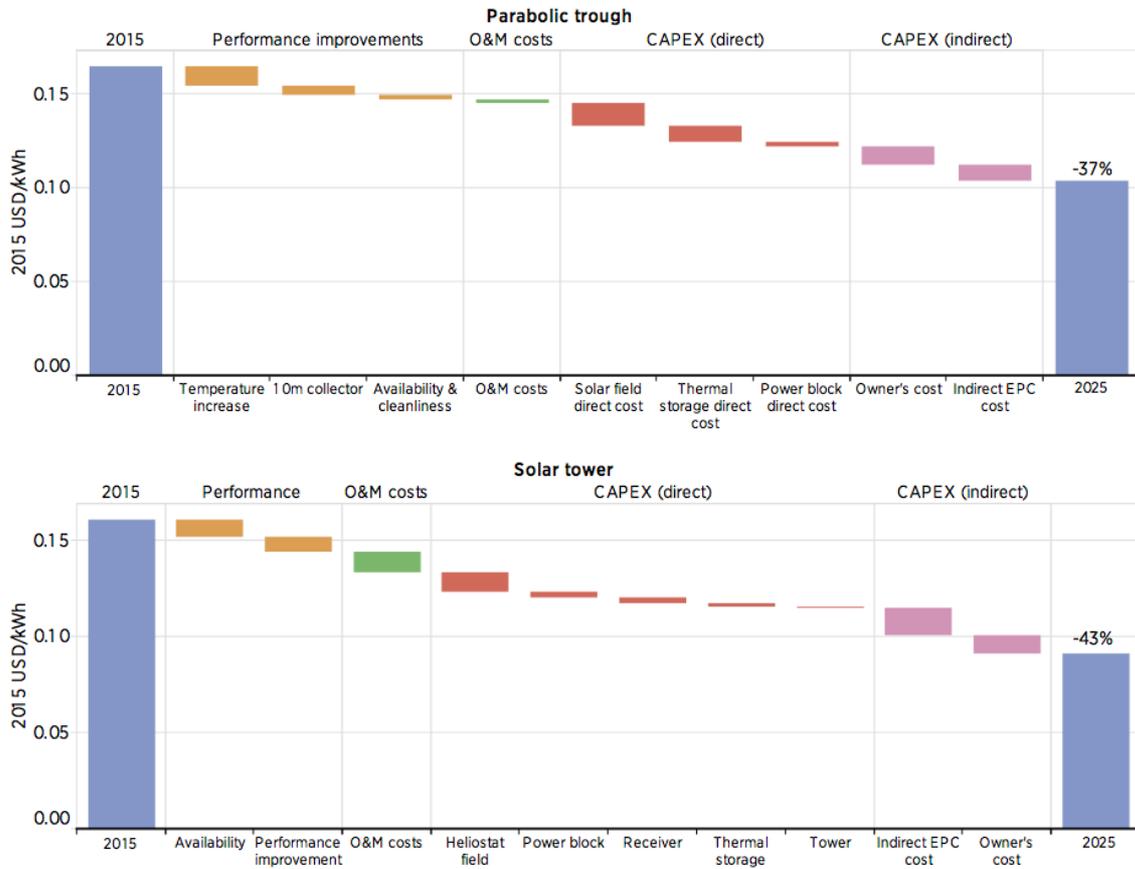


Figura 31: Evolución del LCOE hasta 2025 (IRENA-Power to Change 2016)

Para los discos parabólicos, se pueden identificar dos factores principales de costes. El primero es un aumento en el nivel de temperatura habilitado por el cambio a sal fundida como el HTF, con los consecuentes menores costes de inversión para el almacenamiento térmico, debido a una reducción de tamaño de más del 50%. Esto representa aproximadamente el 13% de la reducción total del LCOE. El segundo factor de coste importante es la reducción de los costes del campo solar, que representa alrededor de una quinta parte de la reducción total de LCOE a 2025. Esto está estrechamente relacionado con el uso de un colector de canal con una apertura más amplia, lo que significa que hay menos unidades de colector necesario. Juntos, ambos factores conducen a reducciones de LCOE de 0.021 €/kWh (34% del potencial de reducción). [9]

Para las torres solares, el factor principal para las reducciones de LCOE está relacionado con las mejoras en los costes de EPC. Se espera que solo el costo indirecto del EPC contribuya aproximadamente una quinta parte al potencial de reducción total de LCOE de las torres. Dado que muchos de los contratistas y desarrolladores de proyectos de EPC construyeron sus primeros proyectos de torres en 2015, los márgenes de riesgo siguen siendo altos.[9]

España es uno de los países con más horas de sol anuales, esto nos da una gran ventaja para ser productor de energía barata usando el sol como fuente. Esta tecnología también sufrió en torno a 2008 un gran estancamiento como ocurrió con la fotovoltaica debido al impuesto al sol.

Esta es gestionable debido al uso de almacenamiento con tanques de sal (tecnología más usada actualmente), los precios de esta son entre 50-60€/MWh y de almacenamiento de unos 40€/kWh mientras que las baterías son aproximadamente unas 10 veces más caras.

Los estudios de mercado sugieren que se vuelva a apoyar a esta tecnología por su gestionabilidad y fiabilidad contribuyendo a la estabilidad de la red. El futuro de la termosolar tiene altas previsiones de crecimiento, esta ahorraría unos 430 millones de euros al sistema en el horizonte de 2025. La previsión se cumpliría con la incorporación al sistema de 7.000 MW de potencia termosolar con almacenamiento, sin centrales de carbón, con una aportación de generación inferior al 16% anual de los ciclos combinados y con el pool por debajo de 5c€/kWh. Esta es la principal conclusión del estudio de Análisis de Valor de las Centrales Termosolares en España en 2025.

El hidrógeno podría suplir al almacenamiento con sales ya que el agua que sale del campo solar, que ya viene caliente, podría utilizarse para producir hidrógeno y su posterior conversión en energía eléctrica, pero habría que analizar la complejidad de las instalaciones y costes.

Otros

Aquí se distinguen cuatro bloques, biomasa y biogás, residuos renovables (50% de los residuos sólidos urbanos), hidroeléctrica e hidráulica y marina, y también hay una pequeña participación de la geotérmica. Todas estas tecnologías han sufrido un constante aumento durante los últimos años, en conjunto cubren en torno al 2% de la demanda eléctrica en España. En comparación con Europa, la potencia instalada en España es bastante inferior, donde se llegan a alcanzar picos de hasta el 26% del total de las renovables.

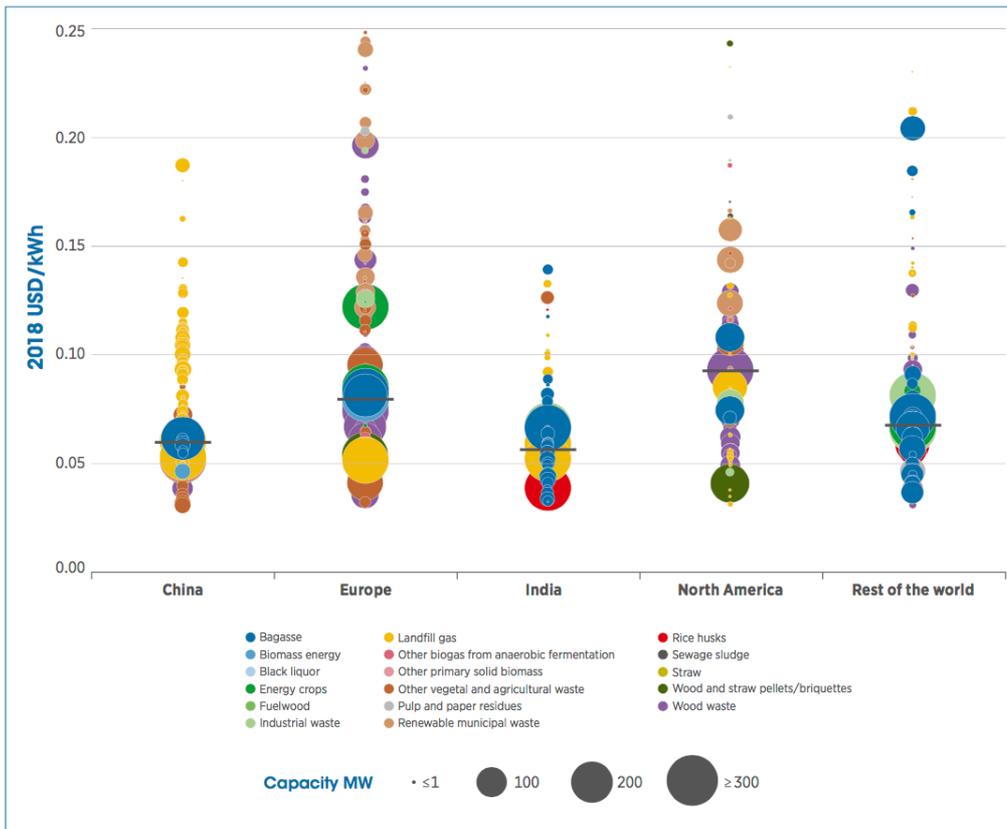


Figura 32: Evolución del LCOE para bioenergía 2000-2018 (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)

China e India tienen la media más baja de LCOE, aproximadamente de 0.06 €/kWh. Los LCOE son más altos en Europa y América del Norte, con aproximadamente 0.08 €/kWh y 0.09 €/kWh, respectivamente, debido a la mayor proporción de plantas que queman residuos municipales renovables. Los rangos son amplios en todas las regiones, lo que refleja la diversidad de costes instalados, disponibilidad de materias primas y tecnologías empleadas.

Las diferencias en los costes totales de instalación de la bioenergía son más importantes entre los países que los tipos de materias primas. Los costes totales de instalación varían significativamente dentro de los países o regiones según la tecnología empleada. Los proyectos de bioenergía que utilizan bagazo y cáscaras de arroz como materia prima tienden a tener costes de instalación más bajos que los que utilizan gas de vertederos, desechos de madera, otros desechos vegetales y agrícolas y desechos municipales renovables.

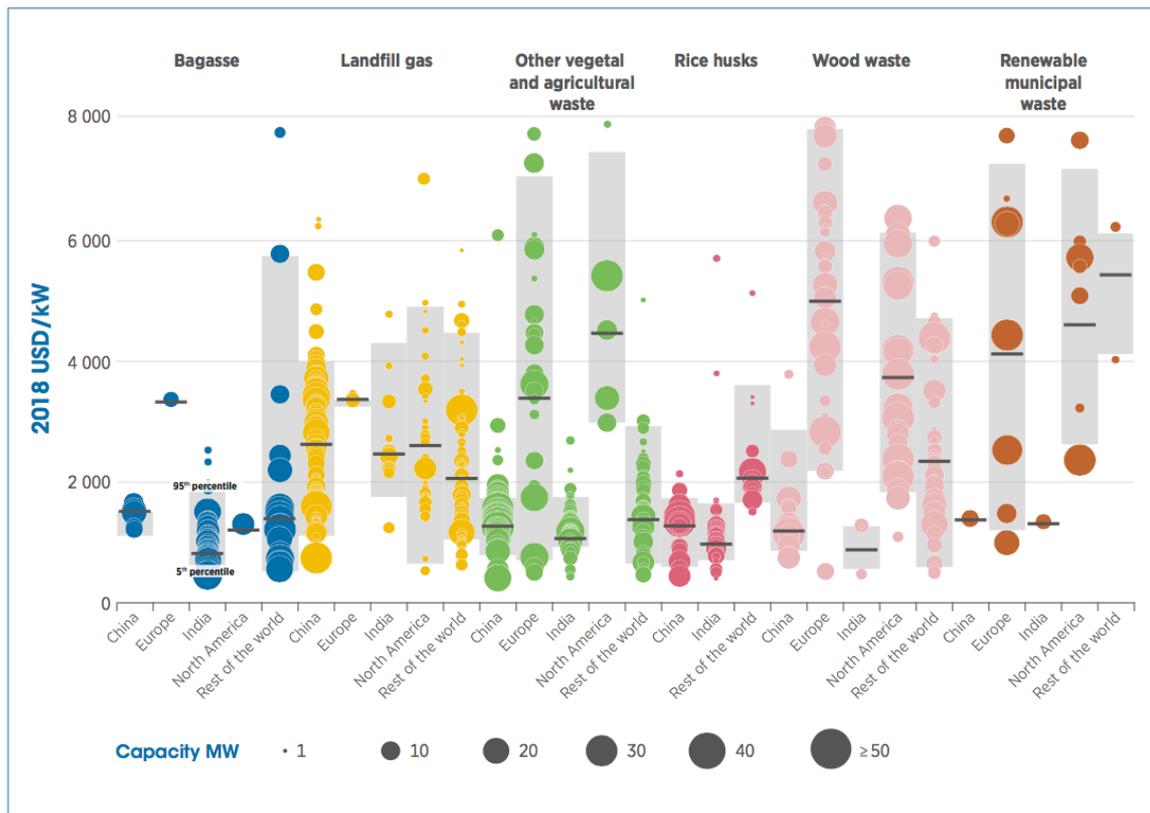


Figura 33: Costes según la materia prima empleada (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)

El LCOE de la planta de bagazo suelen oscilar entre 0,03 y 0,08 €/kWh, con factores de capacidad que van desde 40% al 90%. Los LCOE para proyectos de gas de vertederos tienen LCOE más bajos con factores de capacidad más altos, mientras que algunos proyectos más grandes que utilizan “otros residuos vegetales y agrícolas” (con mayores costos de materia prima) tienden a tener LCOE más altos. Los proyectos de bioenergía que utilizan cáscaras de arroz como materia prima tienden a tener LCOE entre 0,03 y 0,07 €/kWh, para factores de capacidad entre 50% y 90%.

El mercado de la energía geotérmica es relativamente pequeño, lo que lleva a importantes variaciones interanuales en los costes de instalación. Los costes totales instalados para las plantas geotérmicas son generalmente entre 2000 y 5000 €/kW. En media, los costes de las plantas geotérmicas "binarias" son más altos que los de los tipos "flash" que explotan recursos de temperaturas más altas. [13]

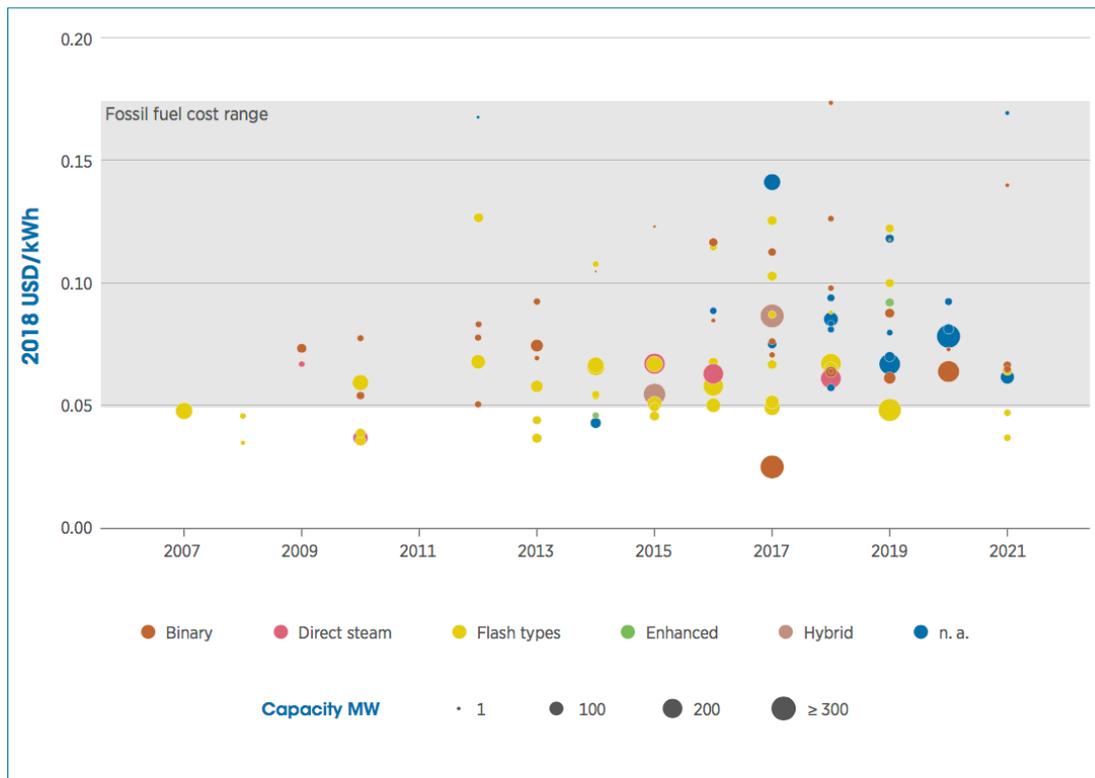


Figura 34: Previsión del LCOE para centrales geotérmicas (IRENA-Renewable Power Generation Costs 2018)

La mayoría de los proyectos de energía geotérmica tienen LCOE entre 0.05 y 0.08 €/kWh, que se encuentran en el extremo inferior del rango de costo de los combustibles fósiles. Entre 2013 y 2015, el LCOE promedio ponderado fue de alrededor de 0.06 €/kWh, aumentando a alrededor de 0.07 €/kWh durante 2016 - 2018.

Estas tecnologías se usan de forma puntual, y su producción está todavía limitada, así que la aplicación del hidrógeno a estas todavía no tiene un gran impacto, habría que realizar primero investigaciones sobre cómo aumentar la capacidad de estas plantas y su posterior optimización.

Hidrógeno

La tecnología del Hidrógeno se considera un elemento clave para la transición energética, mejorará la penetración de las fuentes de energías renovables en el mercado, debido a su alto potencial para almacenar energía como vector energético, de forma limpia y sostenible. Algunas de las ventajas más destacables son las diversas fuentes de las que se puede obtener, el amplio rango de aplicaciones y es complementario a la energía eléctrica. Para ello hay tres aspectos fundamentales en la viabilidad de esta tecnología, la producción, el almacenamiento y el consumo, en nuestro mediante pilas de combustible.

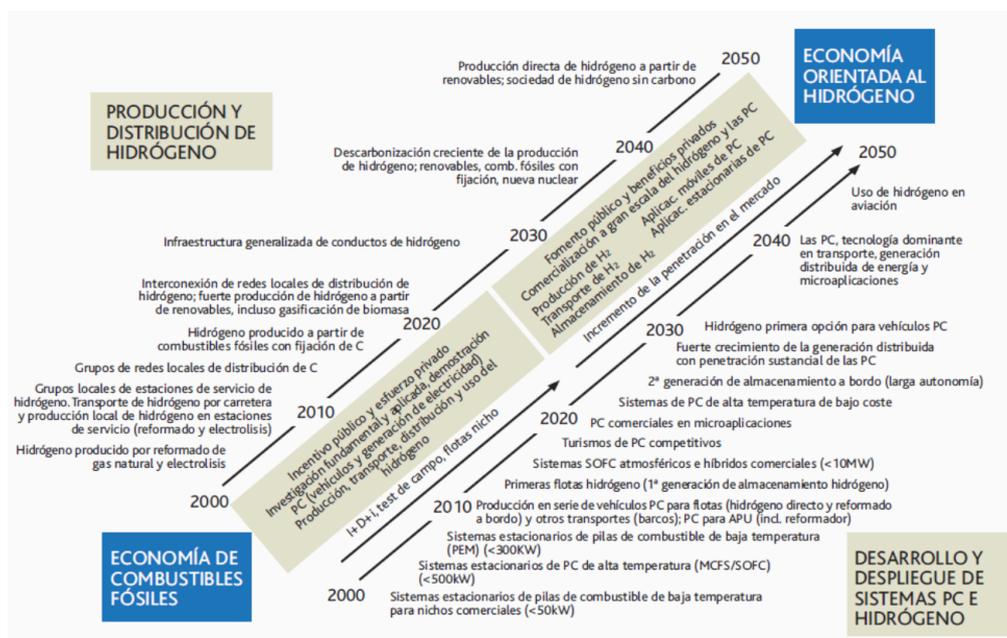


Figura 35: Previsión de desarrollo de la tecnología del hidrógeno (Sistemas Basados en el Hidrógeno)

La producción de Hidrógeno se basa en tres métodos principales, reformado de combustibles, la electrolisis y los ciclos termodinámicos.

El esquema básico del reformado se basa en la purificación del combustible (eliminación del Cloro y Azufre), la producción primaria de H₂, producción secundaria de H₂ y la purificación del H₂.

La producción primaria consta de varias técnicas principales, reformado con vapor (SR), oxidación parcial (POX), reformado autotérmico (ATR) y la descomposición con metanol. El steam reforming, o reformado con vapor, consiste en una reacción en la que como reactivos están el hidrocarburo y agua y se obtiene monóxido de carbono e hidrógeno mediante una reacción endotérmica, con lo que es necesario un aporte de calor para que se dé la reacción, este tiene

un mejor control del proceso de producción de hidrógeno que la oxidación parcial, esta es la tecnología más establecida a nivel mundial y requiere de altas temperaturas y el uso de catalizadores. La oxidación parcial consiste en una reacción en la que como reactivos están el hidrocarburo y el oxígeno y se obtiene monóxido de carbono e hidrógeno mediante una reacción exotérmica (requiere de un quemado parcial del combustible), con lo que es necesario refrigerar el reactor para evitar temperaturas excesivamente altas, aquí se obtiene mayor inercia del proceso de generación de hidrógeno que el proceso anterior. La oxidación autotérmica es una combinación de las dos anteriores, consiste en una reacción en la que como reactivos están el hidrocarburo, agua y oxígeno y se obtiene monóxido de carbono e hidrógeno, diseñada de forma que no sea necesario aportar ni extraer calor del sistema al combinar una reacción exotérmica y una endotérmica. Aunando así las ventajas de los dos procesos anteriores, esto es, facilidad de control y gran inercia del proceso de producción de hidrógeno.

En la producción secundaria la técnica principal es el water shift gas (WSG), donde los niveles de CO y CO₂ dependen del combustible y la temperatura de salida del gas. Finalmente en la purificación del H₂ destacan los procesos de oxidación preferencial (PROX), donde se usa un reactor adiabático con temperatura de entrada de 100°C, y la desulfuración que es un proceso catalítico con temperaturas del orden de 430°C.

La electrólisis del agua consiste en producir hidrógeno a partir de agua y un aporte de energía eléctrica usando para ello una reacción electrolítica, además de endotérmica. Esta técnica está todavía en desarrollo y necesita de mejoras para su comercialización. Hay dos tipologías la monopolar y la bipolar, esta más compleja. Los componentes principales son los electrodos que deben ser seleccionados cuidadosamente en función de parámetros como su corrosión, conductividad o propiedades catalíticas. Esta tecnología está todavía en desarrollo, lo cual no permite su comercialización a día de hoy.

La producción mediante ciclos termodinámicos se basa en la termólisis, disociación directa del agua en hidrógeno y oxígeno para lo que se necesitan elevadas temperaturas (> 2500 K). Estas presentan grandes problemas en los materiales, ya que es difícil encontrar materiales que resistan estas temperaturas y los altos riesgos de explosión en la separación de hidrógeno y oxígeno.

Las principales técnicas de almacenamientos son tres, a presión, líquido o mediante hidruros metálicos. En todas ellas se busca una máxima densidad energética tanto en volumen como en peso, mínimos requerimientos de instalaciones auxiliares, mínimo consumo energético y mínimas pérdidas.

El almacenamiento a presión, que para aplicaciones industriales y de laboratorio suele almacenarse a presiones entre 8 y 30 bar, pero en la automovilística puede llegar hasta los 700 bar.

El almacenamiento de hidrógeno líquido, que presenta la ventaja de que puede almacenarse la misma masa que a presión, sin necesidad de recurrir a altas presiones pero presenta la necesidad de un gran aislamiento térmico ya que la temperatura de ebullición del hidrógeno es de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y los grandes requerimientos de energía necesarios para licuar el hidrógeno, así como las pérdidas asociadas a la necesidad de instalar una válvula de venteo para evitar sobrepresiones en el depósito

Finalmente el almacenamiento mediante hidruros metálicos, consistente en almacenar hidrógeno haciéndolo reaccionar con aleaciones metálicas localizadas en unos tubos en un depósito tipo carcasa y tubos dando lugar una reacción exotérmica necesitando para ello pasar agua fría por la carcasa para refrigerar la reacción, para recuperar el hidrógeno basta con hacer pasar agua caliente por los tubos, de forma que se produce en los tubos una reacción endotérmica en los hidruros metálicos liberando el hidrógeno de forma que en los tubos permanecen las aleaciones iniciales.

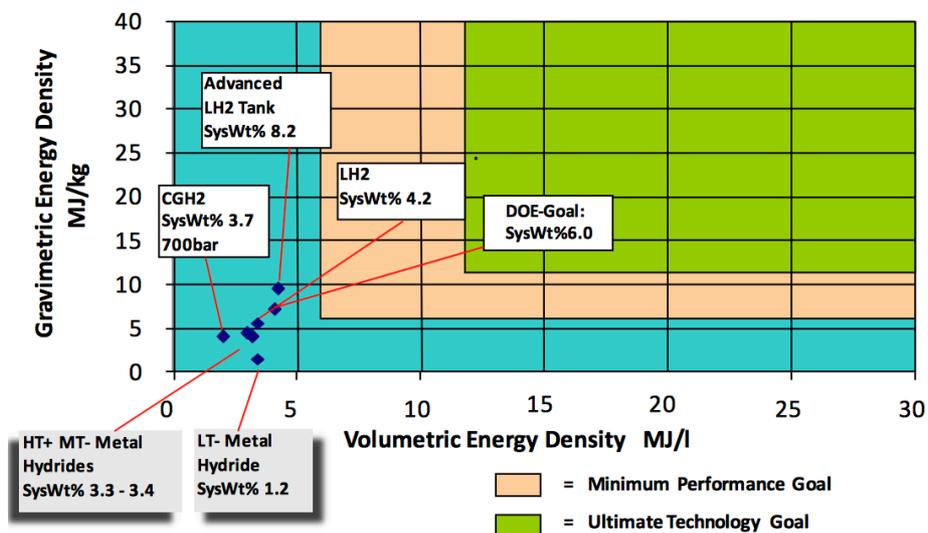


Figura 36: Estado actual de las tecnologías de almacenamiento (Sistemas Basados en Hidrógeno)

Las pilas de combustible son dispositivos capaces de transformar la energía química almacenada en un combustible, mediante una reacción electroquímica, en energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en un stack, agrupación de celdas individuales, que determina la tensión disponible, y cuyo rendimiento es menor a la unidad debido a las pérdidas térmicas.

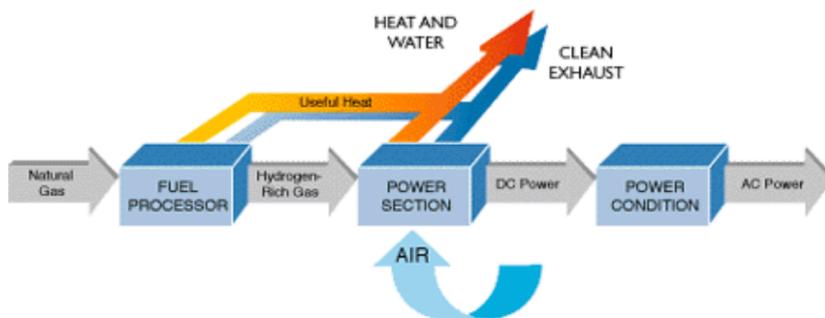


Figura 37: Funcionamiento de una pila de combustibles (Sistemas Basados en Hidrógeno)

Las principales ventajas son sus altos rendimientos, bajo mantenimiento y baja emisión de contaminantes, rápida respuesta ante la demanda y el amplio rango de aplicaciones que tienen. En la actualidad existen diferentes tipos de pilas que dependen del electrolito usado, el cual modifica su temperatura de funcionamiento y elementos necesarios para el stack. Estas pilas son de intercambio protónico (PEMFC), de ácido fosfórico (AFC), de carbonatos fundidos (MCFC), de óxidos sólidos (SOFC) y de metanol directo (DMFC).

5 METODOLOGÍA

Una vez realizado el análisis de las diferentes tecnologías que componen el mercado eléctrico, teniendo en cuenta su perspectiva actual y las previsiones a futuro, procedemos a realizar un estudio económico con la finalidad de estimar la capacidad de negocio para los volúmenes de energía de compra-venta en los diferentes mercados.

El principal motivo para este estudio son los excedentes energéticos producidos por las fuentes de energía renovables. Las tecnologías no renovables carecen de interés en el estudio debido a que este tipo de tecnología, como se vio previamente, tendrá costes mayores que las tecnologías renovables, además tienen una contribución negativa en la transición energética.

Las fuentes de energía renovable tienen, mayoritariamente, un carácter no gestionable, lo que hace que su producción sea intermitente y tenga unos rendimientos a nivel de energía producida y energía vendida bastante bajos. Los almacenamientos comercializados actualmente presentan dificultades para adaptarse a las diferentes tecnologías que hay o tienen altos costes que hacen que su implementación carezca de sentido para la viabilidad del proyecto, y no permiten gestionar los excedentes producidos.

Estos excedentes de producción tiene varios factores negativos en el mercado eléctrico. Primero, esta energía no llega a ser inyectada en la red, por lo tanto, no participa en el mercado de compra-venta de energía eléctrica, disminuyendo los beneficios y contribuyendo así a pérdidas económicas en el sistema. Hace que los costes de generación se incrementen, como se vio previamente las fuentes de energía renovables están al mismo nivel de costes que las no renovables y para un futuro se prevé que sean inferiores, por lo tanto esta energía que no es aprovechada, en momentos posteriores tendrá que ser generada mediante combustibles fósiles lo que hace que los costes de generación sean mayores y se emitan más emisiones que contribuyen en la crisis medioambiental que vivimos.

Si se desarrollaran nuevos sistemas de almacenamiento que fueran capaces de almacenar los excesos de producción, se favorecería de diversas maneras la producción eléctrica mundial. La penetración de las energías renovables incrementaría, en consecuencia se contribuiría en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y se favorecería la reducción de costes de generación ya que los beneficios aumentarían al aumentar la cantidad de energía de compra-venta.

Para esto, se propone el uso de la tecnología del hidrógeno. Este es un vector energético, capaz de almacenar y transportar energía, de forma segura y sostenible, que servirá como ayuda en la penetración de las fuentes de energía renovable y a la hora de garantizar el suministro eléctrico, favorecería en la reducción del carácter no gestionable de este tipo de tecnologías. El hidrógeno no es una fuente de energía primaria, por lo tanto requiere de un proceso que transforme esa energía almacenada en energía eléctrica, para ello se usan las pilas de combustible, cuyos rendimientos de transformación de energía química a energía eléctrica es superior al de los procesos térmicos.

El binomio Hidrógeno-Pila de Combustible puede ser empleado en cualquier aplicación que requiera de energía eléctrica, así en el futuro se prevén numerosos usos además del propuesto como coches, trenes, aviones junto a otras aplicaciones móviles o estacionarias.

En definitiva la tecnología del hidrógeno es limpia, segura y sostenible, que contribuye a la diversificación energética, la garantía y seguridad del suministro, la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y a la autosuficiencia energética.

6 PLAN DE NEGOCIO

Se analizarán diversos escenarios, tratando de estimar las pérdidas sufridas y sus costes, como los beneficios generados para poder tratar de dar un visión sobre el alcance e implementación real de este estudio, enfocado hacia las fuentes de energías renovables.

En consecuencia de lo previamente dicho, también se tratará de establecer posibles políticas que pudieran beneficiar la implementación futura de esta tecnología, diferentes métodos y la obtención de las mejores oportunidades de precio de venta en el mercado. De esta manera se conseguiría plantear una serie de recomendaciones y posibles orientaciones que disminuyan las barreras del mercado.

Debido a la transición energética hacia una parque eléctrico libre de combustibles, la validez temporal de un posible modelo de negocio se ve limitada. Así que hay que destacar que las propuestas y planes realizados tienen un importante carácter volátil en cuanto a volúmenes y precios de mercado.

Análisis de Mercado

La compra de energía mensual a lo largo del año, entre 2017-2018, tiene un valor aproximadamente constante, entre 20.000 y 25.000 GWh. Si tenemos en cuenta las exportaciones con Francia, Marruecos y Andorra puede aparecer una variación de -1,7%.



Figura 38: Compra en MIBEL de la energía asociada en los mercados (OMIE-Informe precios 2018)

Sin embargo el volumen económico de estas compras presenta unas fluctuaciones de aproximadamente un 6,3%, entre 2017 y 2018, un valor que va desde los 750 M€ hasta los 2.000M€. Reflejándose esto en un aumento de la compra-venta de energía eléctrica, es decir, el consumo y la demanda de energía eléctrica se va haciendo cada vez mayor.

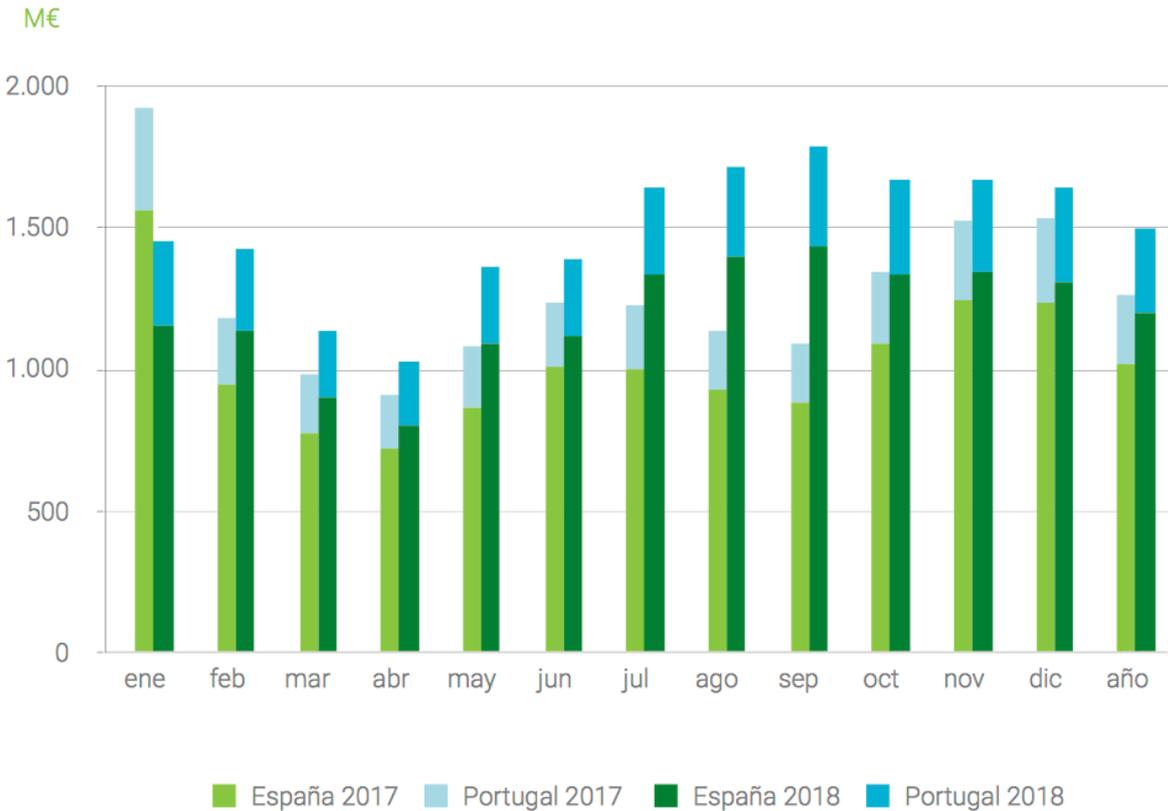


Figura 39: Volumen económico de las compras negociadas (OMIE-Informe de precios 2018)

	Mercado diario		Mercado intradiario subastas		Mercado intradiario continuo		Total	
	Energía GWh	Contratación kEUR	Energía GWh	Contratación kEUR	Energía GWh	Contratación kEUR	Energía GWh	Contratación kEUR
ene	21.842	1.150.445	3.000	156.017			24.842	1.306.462
feb	20.210	1.135.750	2.686	151.680			22.896	1.287.430
mar	21.690	888.152	3.136	133.239			24.826	1.021.391
abr	18.366	798.475	2.890	127.248			21.256	925.723
may	18.690	1.052.400	3.082	174.251			21.772	1.226.651
jun	18.031	1.074.697	2.972	173.601	62	3.685	21.065	1.251.983
jul	20.370	1.279.409	3.112	193.148	163	10.557	23.645	1.483.114
ago	19.801	1.293.334	3.592	233.793	315	21.269	23.708	1.548.396
sep	18.835	1.359.037	3.149	229.257	281	20.965	22.265	1.609.259
oct	18.929	1.250.391	3.430	227.079	383	24.427	22.742	1.501.897
nov	20.185	1.275.016	3.280	206.703	363	22.319	23.828	1.504.038
dic	20.242	1.275.000	3.025	189.338	308	19.028	23.575	1.483.366
año	237.189	13.832.105	37.353	2.195.354	1.876	122.252	276.418	16.149.711

Figura 40: Valores de energía y contratación MIBEL (OMIE-Informe de precios 2018)

Aquí podemos ver el gran volumen económico que maneja el mercado eléctrico en nuestro país, aproximadamente el 1,8% del PIB español en 2015 (repartido en torno a un 45% producción y un 40% distribución).

En 2018, España multiplica por siete las inversiones en proyectos de energías limpias, alcanzando un valor de unos 6.480 M€, esto la sitúa en el top ten mundial y como el país europeo con mayor crecimiento en inversiones renovables.

El gobierno actual pretende fijar un 35% de renovables para 2035, esto implicaría una inversión aproximada de entre 60.000-70.000 M€, con un plan de ayudas que favorezcan todas estas inversiones.

Todos estos datos hacen que, con un adecuado plan de negocio y unas medidas que favorezcan, un proyecto de energías apoyado de la tecnología del hidrógeno adquiera un fuerte carácter atractivo hacia futuras inversiones.

Desde la crisis económica mundial en 2008, se han producido importantes cambios en la sociedad y economía de nuestro país, esto se ve reflejado en la relación entre la demanda eléctrica y la actividad económica del país (medido con el PIB). Hasta el año 2005, por cada punto de crecimiento del PIB la demanda crecía más.

En los años donde la crisis es más profunda se tratan de años de ajuste, así que estos datos puntuales no tienen tanta importancia. A partir de 2013 comienza el periodo de recuperación, aquí la economía crece a mayor velocidad que la demanda, estos indicadores nos sirven para plantear un futuro paradigma energético.

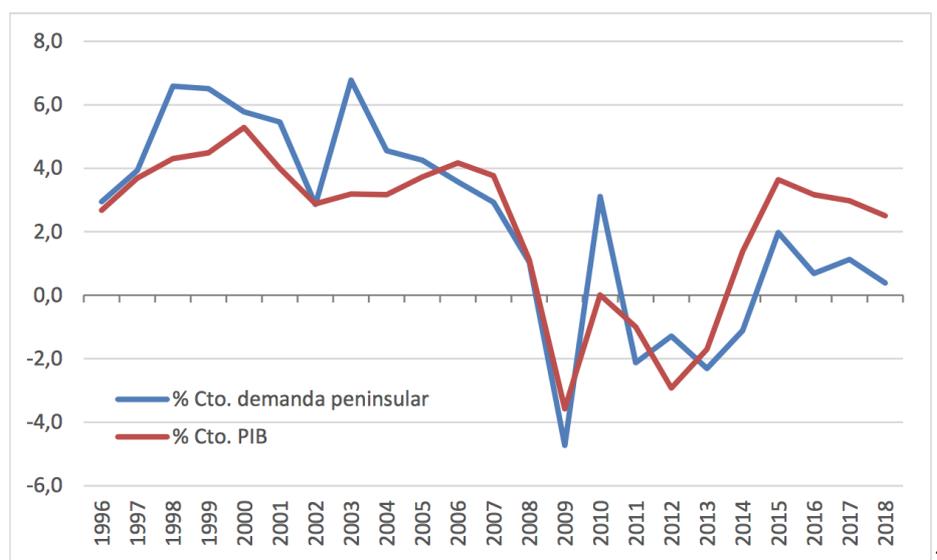


Figura 41: Evolución de la demanda eléctrica y PIB (REE-Demanda eléctrica y actividad económica)

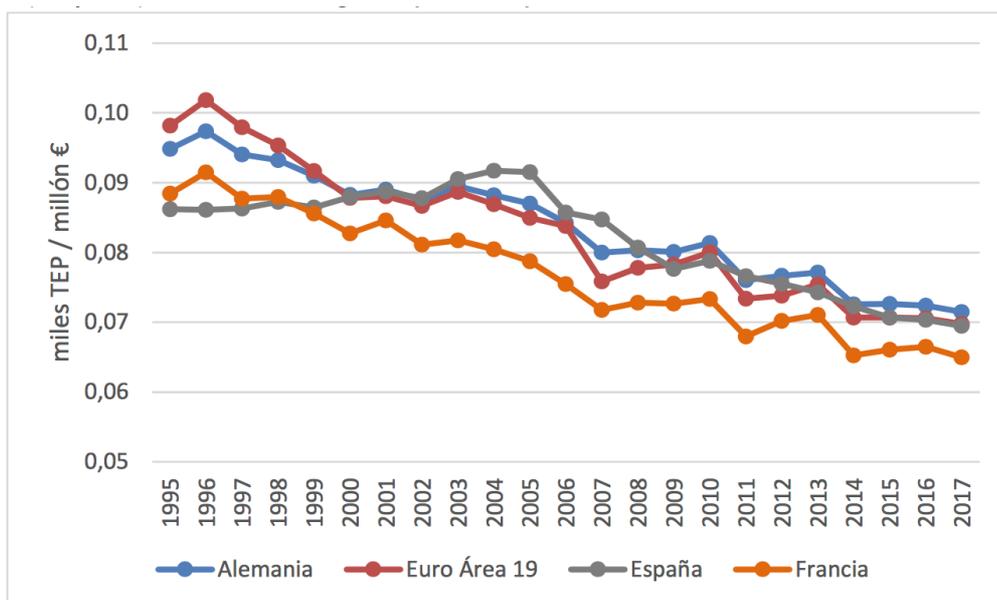


Figura 42: Intensidad energética volumen (REE-Demanda eléctrica y actividad económica)

Para medir la eficiencia energética en términos económicos durante los últimos años utilizamos la intensidad energética.

En las últimas dos décadas se observa que esta ha tenido una tendencia prácticamente negativa, hay dos parámetros fundamentales que hacen que ocurra este fenómeno, la mejora en la eficiencia energética y el cambio en la estructura económica del país, que hizo que las actividades con mas peso en el uso de la energía pierdan relevancia.

De forma análoga ocurre con la intensidad eléctrica aunque de manera mas acentuada, debido al proceso de electrificación de Europa, que ha hecho que esta ocupo en torno al 25% de la demanda energética. Por ello, una vez alcanzados los estándares europeos se deberán plantear nuevas medidas de eficiencia para poder situarnos a la vez que el resto de países, que están por debajo de España.

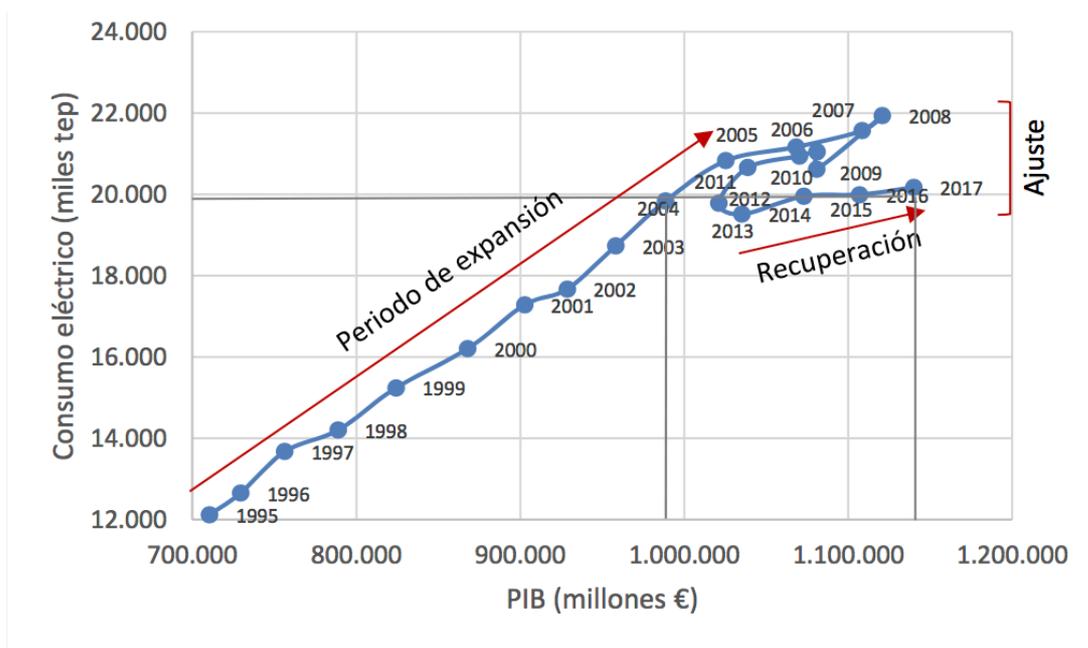


Figura 43: PIB y consumo de electricidad (REE-Demanda eléctrica y actividad económica)

Aquí podemos ver estos signos de posibles mejoras en eficiencia (en términos económicos), en 2017 con un PIB mayor se consumía más energía eléctrica que en 2004.

De todos estos datos podemos sacar diversas conclusiones a tener en cuenta para futuras inversiones en el mercado eléctrico.

La primera es que, la relación entre la demanda energética y su actividad económica se modera tras superar periodos de expansión económica (crisis) y en consecuencia una caída de las inversiones. Según los expertos se prevé una nueva burbuja, potenciada por la deudas de las grandes potencias y, en consecuencia, un posible periodo de crisis que según lo visto anteriormente hace que se vea favorecida la actividad económica energética.

En términos de demanda energética, esta, a pesar del periodo de moderación ha aumentado reflejándose esto en el consumo eléctrico que ha superado al consumo energético.

Esto apoyado también en la transición energética en la que nos encontramos, el fin de la era de los combustibles fósiles, hacia un futuro basado en energías limpias hace que plantearse una inversión en este tipo de tecnologías adquiere un carácter atractivo para futuras inversiones. Aunque para poder hacer un análisis mas exhaustivo habría que plantear estudios sobre evolución demográfica, electrificación de la sociedad y mejoras en eficiencias.

Ahora vamos a tratar de analizar los excedentes de producción de energías renovables y darle un valor económico aproximado con el que poder tener un orden de magnitud que caracterice este modelo de negocio.

Análisis de Producción Renovable

A día de hoy, desde la entrada en vigor del RD413/2014, las instalaciones de producción de energías renovables participan en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías en los mercados de producción. Esto hace que la programación de energía tenga un carácter de un entorno de competencia y de oferta libre, por lo que las no casaciones de energía renovable en el mercado pueden ser debidas a una falta de beneficio económico suficiente para sus gestores.

En muchos casos, la compleja predicción de la producción con energía renovable hace que esta producción no se integre en el mercado. Aunque desde junio de 2018, con la implementación del mercado intradiario continuo (XBID), que abre una ventana de negociación mucho más próxima al momento de entrega, da una oportunidad a los representantes de instalaciones renovables de ajustar su compra-venta de energía y por lo tanto evitar una pérdida de energía no vendida.

Así mismo, la participación de renovables en los servicios de ajuste da una nueva oportunidad a las instalaciones renovables para negociar la compra-venta de su energía, y de nuevo ajustar adecuadamente sus programas a su previsión de producción.

Ante esta situación, el volumen de excedentes solo es posible estimarlo comparando la producción de energía renovable con respecto a la última previsión de producción, y asumiendo que si el volumen de producción no alcanza el valor estimado la diferencia ha sido un excedente no integrado en el sistema.

Además, como se ha indicado antes, con los mecanismos de mercado existentes a día de hoy para la integración de producción renovable, la energía supuestamente excedentaria no ha sido producida por razones de interés económico, ya que la situación actual permite dar cabida a toda la producción renovable posible.

A continuación se mostrarán diversas tablas, que contienen unos cálculos aproximados de la energía procedente de energías renovables que es tirado por no ser vertida a la red, durante un año natural (2018-2019). Estos cálculos se basan teniendo en cuenta la demanda mensual de cada tipo de energía y comparándola con la producción real medida.

MES	GENERACIÓN (MWh)	PREVISIÓN (MWh)	BALANCE (MWh)
Abril	4,416,549	4,427,747	-11,198
Mayo	3,264,151	3,254,088	10,063
Junio	2,576,111	2,583,204	-7,093
Julio	2,480,891	2,486,111	-5,220
Agosto	3,066,018	3,054,249	11,769
Septiembre	2,405,795	2,389,657	16,138
Octubre	4,297,172	4,271,659	25,513
Noviembre	4,525,949	4,523,222	2,727
Diciembre	4,319,243	4,298,293	20,950
Enero	5,971,097	5,974,981	-3,884
Febrero	3,646,435	3,644,886	1,549
Marzo	4,823,676	4,806,054	17,622
Abril	4,594,989	4,606,748	-11,759
		Excedente (MWh)	106,331

Tabla 1: Excedente de producción eólica (REE-esios análisis)

1

MES	GENERACIÓN (MWh)	PREVISIÓN (MWh)	BALANCE (MWh)
Abril	325,935	341,919	-15,984
Mayo	477,209	497,961	-20,752
Junio	551,292	577,985	-26,693
Julio	858,898	881,363	-22,465
Agosto	688,557	725,723	-37,166
Septiembre	465,636	492,766	-27,130
Octubre	292,493	313,818	-21,325
Noviembre	78,576	99,228	-20,652
Diciembre	109,574	127,048	-17,474
Enero	166,150	178,435	-12,285
Febrero	261,978	280,782	-18,804
Marzo	477,923	501,109	-23,186
Abril	379,268	397,905	-18,637
		Excedente (MWh)	0

Tabla 2: Excedente de producción solar térmica (REE-esios análisis)

¹ Se utiliza la “/” como separador de miles.

Los números en rojo indican que no se ha producido excedente en el mes dado, sino que ha faltado energía.

MES	GENERACIÓN (MWh)	PREVISIÓN (MWh)	BALANCE (MWh)
Abril	665,360	678,312	-12,952
Mayo	778,698	801,752	-23,054
Junio	781,477	805,827	-24,350
Julio	892,501	912,991	-20,490
Agosto	807,831	829,426	-21,595
Septiembre	687,735	696,325	-8,590
Octubre	543,580	549,724	-6,144
Noviembre	353,857	349,207	4,650
Diciembre	404,604	411,025	-6,421
Enero	481,123	4,840,583	-4,359,460
Febrero	601,965	614,525	-12,560
Marzo	772,620	772,042	578
Abril	662,421	665,221	-2,800
		Excedente (MWh)	5,228

Tabla 3: Excedente de producción solar fotovoltaico (REE-esios análisis)

MES	GENERACIÓN (MWh)	PREVISIÓN (MWh)	BALANCE (MWh)
Abril	4,564,305	3,811,804	752,501
Mayo	3,378,663	2,726,031	652,632
Junio	3,438,717	2,844,869	593,848
Julio	2,577,814	2,417,598	160,216
Agosto	1,804,536	1,835,551	-31,015
Septiembre	1,689,159	1,874,470	-185,311
Octubre	1,361,154	1,398,231	-37,077
Noviembre	2,010,073	1,649,737	360,336
Diciembre	2,332,847	1,894,374	438,473
Enero	1,960,835	1,611,062	349,773
Febrero	2,418,440	1,901,684	516,756
Marzo	2,091,672	1,543,686	547,986
Abril	1,864,760	1,245,517	619,243
		Excedente (MWh)	4,991,764

Tabla 4: Excedente de producción hidráulica (REE-esios análisis)

MES	GENERACIÓN (MWh)	PREVISIÓN (MWh)	BALANCE (MWh)
Abril	237,333	62,292	175,041
Mayo	247,927	68,662	179,265
Junio	251,691	67,784	183,907
Julio	266,105	68,286	197,819
Agosto	268,501	66,780	201,721
Septiembre	277,883	64,684	213,199
Octubre	273,420	68,027	205,393
Noviembre	256,885	62,400	194,485
Diciembre	285,181	64,928	220,253
Enero	292,432	65,420	227,012
Febrero	268,032	61,651	206,381
Marzo	290,955	68,780	222,175
Abril	295,095	68,620	226,475
		Excedente (MWh)	2,653,126

Tabla 5: Excedente de producción de biogás (REE-esios análisis)

MES	GENERACIÓN (MWh)	PREVISIÓN (MWh)	BALANCE (MWh)
Abril	119,978	176,686	-56,708
Mayo	165,156	228,047	-62,891
Junio	192,325	253,165	-60,840
Julio	200,426	276,378	-75,952
Agosto	199,027	264,027	-65,000
Septiembre	197,651	260,295	-62,644
Octubre	180,839	248,528	-67,689
Noviembre	183,128	241,469	-58,341
Diciembre	178,161	247,139	-68,978
Enero	180,364	252,680	-72,316
Febrero	168,987	240,976	-71,989
Marzo	189,006	253,019	-64,013
Abril	158,618	214,719	-56,101
		Excedente (MWh)	0

Tabla 6: Excedente de producción de biomasa (REE-esios análisis)

MES	GENERACIÓN (MWh)	PREVISIÓN (MWh)	BALANCE (MWh)
Abril	357,335	239,033	118,302
Mayo	413,101	296,721	116,380
Junio	444,017	320,950	123,067
Julio	466,536	344,667	121,869
Agosto	467,541	330,812	136,729
Septiembre	475,543	324,980	150,563
Octubre	454,280	316,564	137,716
Noviembre	440,036	303,891	136,145
Diciembre	463,362	312,091	151,271
Enero	472,819	318,109	154,710
Febrero	437,464	302,881	134,583
Marzo	482,317	324,214	158,103
Abril	456,441	285,819	170,622
		Excedente (MWh)	1,810,060

Tabla 7: Excedente de producción de otras renovables (REE-esios análisis)

TIPO	CANTIDAD (MWh)
Eólica	106,331
S.Térmica	0
S.Fotovoltaica	5,228
Hidráulica	4,991,764
Biogás	2,653,126
Biomasa	0
Otras Renovables	1,801,160
TOTAL	9,557,609

Tabla 8: Tabla resumen de los excedentes de producción y el total (REE-esios análisis)

Mes	Precio (€/MWh)
Abril	51.26
Mayo	62.09
Junio	64.85
Julio	68.41
Agosto	71.14
Septiembre	77.56
Octubre	71.47
Noviembre	67.66
Diciembre	68.09
Enero	68.09
Febrero	60.09
Marzo	54.34
Abril	56.68

Tabla 9: Precios medios mensuales de la energía (OMIE-Resultados de Mercado)

Obteniendo estos precios de medios mensuales de la energía (tabla 9), y los excedentes energéticos mensuales de cada fuente de energía renovable podemos calcular las pérdidas económicas generadas por cada tipo, y la total, al no facturar estos excedentes por no ser almacenados, y en consecuencia energía “tirada”.

Mes	Precio (€/MWh)	Coste Excedentes mensual
Abril	51.26	-574,009.48 €
Mayo	62.09	624,811.67 €
Junio	64.85	-459,981.05 €
Julio	68.41	-357,100.20 €
Agosto	71.14	837,246.66 €
Septiembre	77.56	1,251,663.28 €
Octubre	71.47	1,823,414.11 €
Noviembre	67.66	184,508.82 €
Diciembre	68.09	1,426,485.50 €
Enero	68.09	-264,461.56 €
Febrero	60.09	93,079.41 €
Marzo	54.34	957,579.48 €
Abril	56.68	-666,500.12 €
	TOTAL	7,198,788.93 €

Tabla 10: Costes mensuales de los excedentes de producción eólica

Mes	Precio (€/MWh)	Coste Excedentes mensual
Abril	51.26	-819,339.84 €
Mayo	62.09	-1,288,491.68 €
Junio	64.85	-1,731,041.05 €
Julio	68.41	-1,536,830.65 €
Agosto	71.14	-2,643,989.24 €
Septiembre	77.56	-2,104,202.80 €
Octubre	71.47	-1,524,097.75 €
Noviembre	67.66	-1,397,314.32 €
Diciembre	68.09	-1,189,804.66 €
Enero	68.09	-836,485.65 €
Febrero	60.09	-1,129,932.36 €
Marzo	54.34	-1,259,927.24 €
Abril	56.68	-1,056,345.16 €
	TOTAL	0.00 €

Tabla 11: Costes mensuales de los excedentes de producción solar térmica

Mes	Precio (€/MWh)	Coste Excedentes mensual
Abril	51.26	-663,919.52 €
Mayo	62.09	-1,431,422.86 €
Junio	64.85	-1,579,097.50 €
Julio	68.41	-1,401,720.90 €
Agosto	71.14	-1,536,268.30 €
Septiembre	77.56	-666,240.40 €
Octubre	71.47	-439,111.68 €
Noviembre	67.66	314,619.00 €
Diciembre	68.09	-437,205.89 €
Enero	68.09	-296,835,631.40 €
Febrero	60.09	-754,730.40 €
Marzo	54.34	31,408.52 €
Abril	56.68	-158,704.00 €
	TOTAL	346,027.52 €

Tabla 12: Costes mensuales de los excedentes de producción fotovoltaica

Mes	Precio (€/MWh)	Coste Excedentes mensual
Abril	51.26	38,573,201.26 €
Mayo	62.09	40,521,920.88 €
Junio	64.85	38,511,042.80 €
Julio	68.41	10,960,376.56 €
Agosto	71.14	-2,206,407.10 €
Septiembre	77.56	-14,372,721.16 €
Octubre	71.47	-2,649,893.19 €
Noviembre	67.66	24,380,333.76 €
Diciembre	68.09	29,855,626.57 €
Enero	68.09	23,816,043.57 €
Febrero	60.09	31,051,868.04 €
Marzo	54.34	29,777,559.24 €
Abril	56.68	35,098,693.24 €
	TOTAL	302,546,665.92 €

Tabla 13: Costes mensuales de los excedentes de producción hidráulica

Mes	Precio (€/MWh)	Coste Excedentes mensual
Abril	51.26	8,972,601.66 €
Mayo	62.09	11,130,563.85 €
Junio	64.85	11,926,368.95 €
Julio	68.41	13,532,797.79 €
Agosto	71.14	14,350,431.94 €
Septiembre	77.56	16,535,714.44 €
Octubre	71.47	14,679,437.71 €
Noviembre	67.66	13,158,855.10 €
Diciembre	68.09	14,997,026.77 €
Enero	68.09	15,457,247.08 €
Febrero	60.09	12,401,434.29 €
Marzo	54.34	12,072,989.50 €
Abril	56.68	12,836,603.00 €
	TOTAL	172,052,072.08 €

Tabla 14: Costes mensuales de los excedentes de producción de biogás

Mes	Precio (€/MWh)	Coste Excedentes mensual
Abril	51.26	-2,906,852.08 €
Mayo	62.09	-3,904,902.19 €
Junio	64.85	-3,945,474.00 €
Julio	68.41	-5,195,876.32 €
Agosto	71.14	-4,624,100.00 €
Septiembre	77.56	-4,858,668.64 €
Octubre	71.47	-4,837,732.83 €
Noviembre	67.66	-3,947,352.06 €
Diciembre	68.09	-4,696,712.02 €
Enero	68.09	-4,923,996.44 €
Febrero	60.09	-4,325,819.01 €
Marzo	54.34	-3,478,466.42 €
Abril	56.68	-3,179,804.68 €
	TOTAL	0.00 €

Tabla 15: Costes mensuales de los excedentes de producción de biomasa

Mes	Precio (€/MWh)	Coste Excedentes mensual
Abril	51.26	6,064,160.52 €
Mayo	62.09	7,226,034.20 €
Junio	64.85	7,980,894.95 €
Julio	68.41	8,337,058.29 €
Agosto	71.14	9,726,901.06 €
Septiembre	77.56	11,677,666.28 €
Octubre	71.47	9,842,562.52 €
Noviembre	67.66	9,211,570.70 €
Diciembre	68.09	10,300,042.39 €
Enero	68.09	10,534,203.90 €
Febrero	60.09	8,087,092.47 €
Marzo	54.34	8,591,317.02 €
Abril	56.68	9,670,854.96 €
	TOTAL	117,250,359.26 €

Tabla 16: Costes mensuales de los excedentes de producción de otras renovables

Fuente	Coste de Excedentes Anual
Eólica	7,198,788.93 €
Solar Térmica	0.00 €
S. Fotovoltaica	346,027.52 €
Hidráulica	302,546,665.92 €
Biogás	172,052,072.08 €
Biomasa	0.00 €
Otras	117,250,359.26 €
TOTAL	599,393,913.71 €

Tabla 17: Costes económicos del desaprovechamiento energético

Aquí podemos ver que el volumen de negocio ronda los 600 M€, estos costes es dinero que se deja de ingresar por no comercializar esa energía, claramente estas son cifras que no se pueden despreciar y hace que plantearse un posible negocio en el almacenamiento energético para fuentes de energía renovable empiece a tener un carácter atractivo para inversores.

Esta energía que se desaprovecha, es energía que, tras ser almacenada, podría ser introducida en la red cuando la fuentes de energía renovables no son capaces de abastecer toda la demanda y de este modo estaríamos introduciendo energía limpia durante todo el periodo, sustituyendo así a las centrales de combustibles fósiles.

Por ello vamos a tratar de cuantificar el coste de producir esta energía extra, cuando fuese demanda, mediante combustibles fósiles y ver si supondría, además de un beneficio al estar vendiendo energía almacenada, un ahorro hacerlo mediante los excesos de producción de renovables.

La composición del coste de la generación de energía eléctrica varía con el tipo de fuente de energía eléctrica. Para la evaluación de los costes directos de la generación de electricidad se tiene en cuenta el coste de la inversión, el interés (I) [US\$ / kW], factor de carga (fc), eficiencia térmica (ϵ), el tiempo de construcción (N) [años], tiempo de funcionamiento (M) [años], el precio del combustible (Cc) [\$/ MWh] y el coste de la operación (Co) [\$/ MWh].

Actualmente el coste de generación oscila dependiendo de los parámetros mencionados anteriormente entre 0.05-0.17 €/KWh, por lo que para poder realizar los cálculos y poder estimar un orden de magnitud en cuanto a ahorro, usamos un valor de 0.05 €/KWh.

Demanda (MWh)	Mes
19,768,996	abr-18
20,130,591	may-18
20,175,203	jun-18
22,041,050	jul-18
21,969,872	ago-18
20,805,780	sept-18
20,463,002	oct-18
21,008,488	nov-18
23,113,792	dic-18
23,581,403	ene-19
21,367,624	feb-19
22,193,551	mar-19
19,741,470	abr-19

Tabla 18: Demanda mensual de energía eléctrica (REE-esios análisis)

Cobertura con Renovables (MWh)	Cobertura con No Renovables (MWh)	Mes
9,640,951	10,128,045	abr-18
7,766,565	12,364,026	may-18
7,334,808	12,840,395	jun-18
7,263,267	14,777,783	jul-18
6,951,792	15,018,080	ago-18
5,819,502	14,986,278	sept-18
6,785,788	13,677,214	oct-18
7,150,161	13,858,327	nov-18
7,014,886	16,098,906	dic-18
8,793,325	14,788,078	ene-19
6,944,032	14,423,592	feb-19
8,339,808	13,853,743	mar-19
7,395,252	12,346,218	abr-19

Tabla 19: Desglose de la cobertura de la demanda

La cobertura con energías renovables se calcula restando de la producción de estas los excedentes que no se aprovechan y no es vendida en el mercado por tanto.

50	Coste Generación No Renovable (€/MWh)	Ingresos de generacion No Renovable	Beneficios
abr-18	506,402,250.00 €	519,163,586.70 €	12,761,336.70 €
may-18	618,201,300.00 €	767,682,374.34 €	149,481,074.34 €
jun-18	642,019,750.00 €	832,699,615.75 €	190,679,865.75 €
jul-18	738,889,150.00 €	1,010,948,135.03 €	272,058,985.03 €
ago-18	750,904,000.00 €	1,068,386,211.20 €	317,482,211.20 €
sept-18	749,313,900.00 €	1,162,335,721.68 €	413,021,821.68 €
oct-18	683,860,700.00 €	977,510,484.58 €	293,649,784.58 €
nov-18	692,916,350.00 €	937,654,404.82 €	244,738,054.82 €
dic-18	804,945,300.00 €	1,096,174,509.54 €	291,229,209.54 €
ene-19	739,403,900.00 €	1,006,920,231.02 €	267,516,331.02 €
feb-19	721,179,600.00 €	866,713,643.28 €	145,534,043.28 €
mar-19	692,687,150.00 €	752,812,394.62 €	60,125,244.62 €
abr-19	617,310,900.00 €	699,783,636.24 €	82,472,736.24 €
TOTAL	8,958,034,250.00 €	11,698,784,948.80 €	2,740,750,698.80 €

Tabla 20: Cálculo del beneficio de fuentes no renovables

Para los costes se ha multiplicado la generación calculada en la Tabla 19 y se ha multiplicado por el coste de generación, los ingresos de la misma forma pero multiplicando por el precio de venta mensual, y finalmente, los beneficios restando ingresos menos costes.

	Coste Generación Renovable (€/MWh)	Ingresos de generacion Renovable	Beneficios
abr-18	521,794,030.00 €	494,195,148.26 €	-27,598,881.74 €
may-18	397,829,570.00 €	482,226,020.85 €	84,396,450.85 €
jun-18	362,023,830.00 €	475,662,298.80 €	113,638,468.80 €
jul-18	315,066,840.00 €	496,880,095.47 €	181,813,255.47 €
ago-18	311,590,640.00 €	494,550,482.88 €	182,959,842.88 €
sept-18	266,848,730.00 €	451,360,575.12 €	184,511,845.12 €
oct-18	362,229,580.00 €	484,980,268.36 €	122,750,688.36 €
nov-18	407,262,550.00 €	483,779,893.26 €	76,517,343.26 €
dic-18	412,865,090.00 €	477,643,587.74 €	64,778,497.74 €
ene-19	494,132,170.00 €	598,737,499.25 €	104,605,329.25 €
feb-19	374,687,420.00 €	417,266,882.88 €	42,579,462.88 €
mar-19	432,495,280.00 €	453,185,166.72 €	20,689,886.72 €
abr-19	405,343,500.00 €	419,162,883.36 €	13,819,383.36 €
TOTAL	5,064,169,230.00 €	6,229,630,802.95 €	1,165,461,572.95 €

Tabla 21: Cálculo del beneficio de fuentes renovables

Para los costes de generación de fuentes renovables, hubo más complicaciones, los datos de costes de generación se obtuvieron de un informe de IRENA (Agencia internacional de energías renovables) [4], donde se estiman en 60€/MWh para eólica, 120 y 100 €/MWh para solar térmica y fotovoltaica respectivamente y 40 €/MWh para el resto.

Excedentes mensuales Totales (MWh)	Mes
1,045,844	Abril
958,340	Mayo
900,822	Junio
479,904	Julio
350,219	Agosto
379,900	Septiembre
617,150	Octubre
698,343	Noviembre
1,078,086	Diciembre
731,495	Enero
859,269	Febrero
788,361	Marzo
1,016,340	Abril

Tabla 22: Excedentes de producción renovable no almacenados mensuales

A continuación se muestra un desglose de los costes de generación y beneficios de las fuentes de energía renovables que conforman el mix.

60	Coste Generación Eólica (€/MWh)	Ingresos	Beneficio
Abril	264,992,940.00 €	226,392,301.74 €	-38,600,638.26 €
Mayo	195,849,060.00 €	202,671,135.59 €	6,822,075.59 €
Junio	154,566,660.00 €	167,060,798.35 €	12,494,138.35 €
Julio	148,853,460.00 €	169,717,753.31 €	20,864,293.31 €
Agosto	183,961,080.00 €	218,116,520.52 €	34,155,440.52 €
Septiembre	144,347,700.00 €	186,593,460.20 €	42,245,760.20 €
Octubre	257,830,320.00 €	307,118,882.84 €	49,288,562.84 €
Noviembre	271,556,940.00 €	306,225,709.34 €	34,668,769.34 €
Diciembre	259,154,580.00 €	294,097,255.87 €	34,942,675.87 €
Enero	358,265,820.00 €	406,571,994.73 €	48,306,174.73 €
Febrero	218,786,100.00 €	219,114,279.15 €	328,179.15 €
Marzo	289,420,560.00 €	262,118,553.84 €	-27,302,006.16 €
Abril	275,699,340.00 €	260,443,976.52 €	-15,255,363.48 €
TOTAL	3,023,284,560.00 €	3,226,242,622.00 €	202,958,062.00 €

Tabla 23: Generación eólica

50	Coste Generación hidráulica (€/MWh)	Ingresos	Beneficios
Abril	228,215,250.00 €	233,966,274.30 €	5,751,024.30 €
Mayo	168,933,150.00 €	209,781,185.67 €	40,848,035.67 €
Junio	171,935,850.00 €	223,000,797.45 €	51,064,947.45 €
Julio	128,890,700.00 €	176,348,255.74 €	47,457,555.74 €
Agosto	90,226,800.00 €	128,374,691.04 €	38,147,891.04 €
Septiembre	84,457,950.00 €	131,011,172.04 €	46,553,222.04 €
Octubre	68,057,700.00 €	97,281,676.38 €	29,223,976.38 €
Noviembre	100,503,650.00 €	136,001,539.18 €	35,497,889.18 €
Diciembre	116,642,350.00 €	158,843,552.23 €	42,201,202.23 €
Enero	98,041,750.00 €	133,513,255.15 €	35,471,505.15 €
Febrero	120,922,000.00 €	145,324,059.60 €	24,402,059.60 €
Marzo	104,583,600.00 €	113,661,456.48 €	9,077,856.48 €
Abril	93,238,000.00 €	105,694,596.80 €	12,456,596.80 €
TOTAL	1,574,648,750.00 €	1,992,802,512.06 €	418,153,762.06 €

Tabla 24: Generación hidráulica

40	Coste Generación Biogás (€/MWh)	Ingresos	Beneficios
Abril	9,493,320.00 €	12,165,689.58 €	2,672,369.58 €
Mayo	9,917,080.00 €	15,393,787.43 €	5,476,707.43 €
Junio	10,067,640.00 €	16,322,161.35 €	6,254,521.35 €
Julio	10,644,200.00 €	18,204,243.05 €	7,560,043.05 €
Agosto	10,740,040.00 €	19,101,161.14 €	8,361,121.14 €
Septiembre	11,115,320.00 €	21,552,605.48 €	10,437,285.48 €
Octubre	10,936,800.00 €	19,541,327.40 €	8,604,527.40 €
Noviembre	10,275,400.00 €	17,380,839.10 €	7,105,439.10 €
Diciembre	11,407,240.00 €	19,417,974.29 €	8,010,734.29 €
Enero	11,697,280.00 €	19,911,694.88 €	8,214,414.88 €
Febrero	10,721,280.00 €	16,106,042.88 €	5,384,762.88 €
Marzo	11,638,200.00 €	15,810,494.70 €	4,172,294.70 €
Abril	11,803,800.00 €	16,725,984.60 €	4,922,184.60 €
TOTAL	140,457,600.00 €	227,634,005.88 €	87,176,405.88 €

Tabla 25: Generación biogás

40	Coste Generación Biomasa (€/MWh)	Ingresos	Beneficios
Abril	4,799,120.00 €	6,150,072.28 €	1,350,952.28 €
Mayo	6,606,240.00 €	10,254,536.04 €	3,648,296.04 €
Junio	7,693,000.00 €	12,472,276.25 €	4,779,276.25 €
Julio	8,017,040.00 €	13,711,142.66 €	5,694,102.66 €
Agosto	7,961,080.00 €	14,158,780.78 €	6,197,700.78 €
Septiembre	7,906,040.00 €	15,329,811.56 €	7,423,771.56 €
Octubre	7,233,560.00 €	12,924,563.33 €	5,691,003.33 €
Noviembre	7,325,120.00 €	12,390,440.48 €	5,065,320.48 €
Diciembre	7,126,440.00 €	12,130,982.49 €	5,004,542.49 €
Enero	7,214,560.00 €	12,280,984.76 €	5,066,424.76 €
Febrero	6,759,480.00 €	10,154,428.83 €	3,394,948.83 €
Marzo	7,560,240.00 €	10,270,586.04 €	2,710,346.04 €
Abril	6,344,720.00 €	8,990,468.24 €	2,645,748.24 €
TOTAL	92,546,640.00 €	151,219,073.74 €	58,672,433.74 €

Tabla 26: Generación biomasa

40	Coste Generación otras (€/MWh)	Ingresos	Beneficios
Abril	14,293,400.00 €	18,316,992.10 €	4,023,592.10 €
Mayo	16,524,040.00 €	25,649,441.09 €	9,125,401.09 €
Junio	17,760,680.00 €	28,794,502.45 €	11,033,822.45 €
Julio	18,661,440.00 €	31,915,727.76 €	13,254,287.76 €
Agosto	18,701,640.00 €	33,260,866.74 €	14,559,226.74 €
Septiembre	19,021,720.00 €	36,883,115.08 €	17,861,395.08 €
Octubre	18,171,200.00 €	32,467,391.60 €	14,296,191.60 €
Noviembre	17,601,440.00 €	29,772,835.76 €	12,171,395.76 €
Diciembre	18,534,480.00 €	31,550,318.58 €	13,015,838.58 €
Enero	18,912,760.00 €	32,194,245.71 €	13,281,485.71 €
Febrero	17,498,560.00 €	26,287,211.76 €	8,788,651.76 €
Marzo	19,292,680.00 €	26,209,105.78 €	6,916,425.78 €
Abril	18,257,640.00 €	25,871,075.88 €	7,613,435.88 €
TOTAL	233,231,680.00 €	379,172,830.29 €	145,941,150.29 €

Tabla 27: Generación de otras renovables

Hubo una gran complicación en el cálculo de costes con la tecnología fotovoltaica y solar térmica. Estas dos dependen mucho de las ayudas que reciben y siempre suelen vender en momentos puntuales cuando el precio es más alto para maximizar los beneficios.

Ante la falta de datos para poder calcular estas ayudas, si hacemos los cálculos en función de costes menos ingresos siempre nos sale un resultado negativo como se observa en la siguiente, esto hace que en el cálculo global, los resultados siempre sean negativos.

100	Coste Generación fotovoltaica (€/MWh)	Ingresos	Beneficios
Abril	66,536,000.00 €	34,106,353.60 €	-32,429,646.40 €
Mayo	77,869,800.00 €	48,349,358.82 €	-29,520,441.18 €
Junio	78,147,700.00 €	50,678,783.45 €	-27,468,916.55 €
Julio	89,250,100.00 €	61,055,993.41 €	-28,194,106.59 €
Agosto	80,783,100.00 €	57,469,097.34 €	-23,314,002.66 €
Septiembre	68,773,500.00 €	53,340,726.60 €	-15,432,773.40 €
Octubre	54,358,000.00 €	38,849,662.60 €	-15,508,337.40 €
Noviembre	35,385,700.00 €	23,941,964.62 €	-11,443,735.38 €
Diciembre	40,460,400.00 €	27,549,486.36 €	-12,910,913.64 €
Enero	48,112,300.00 €	32,759,665.07 €	-15,352,634.93 €
Febrero	60,196,500.00 €	36,172,076.85 €	-24,024,423.15 €
Marzo	77,262,000.00 €	41,984,170.80 €	-35,277,829.20 €
Abril	66,242,100.00 €	37,546,022.28 €	-28,696,077.72 €
TOTAL	843,377,200.00 €	543,803,361.80 €	-299,573,838.20 €

Tabla 28: Generación fotovoltaica

120	Coste Generación S.térmica (€/MWh)	Ingresos	Beneficios
Abril	39,112,200.00 €	16,707,428.10 €	-22,404,771.90 €
Mayo	57,265,080.00 €	29,629,906.81 €	-27,635,173.19 €
Junio	66,155,040.00 €	35,751,286.20 €	-30,403,753.80 €
Julio	103,067,760.00 €	58,757,212.18 €	-44,310,547.82 €
Agosto	82,626,840.00 €	48,983,944.98 €	-33,642,895.02 €
Septiembre	55,876,320.00 €	36,114,728.16 €	-19,761,591.84 €
Octubre	35,099,160.00 €	20,904,474.71 €	-14,194,685.29 €
Noviembre	9,429,120.00 €	5,316,452.16 €	-4,112,667.84 €
Diciembre	13,148,880.00 €	7,460,893.66 €	-5,687,986.34 €
Enero	19,938,000.00 €	11,313,153.50 €	-8,624,846.50 €
Febrero	31,437,360.00 €	15,742,258.02 €	-15,695,101.98 €
Marzo	57,350,760.00 €	25,970,335.82 €	-31,380,424.18 €
Abril	45,512,160.00 €	21,496,910.24 €	-24,015,249.76 €
TOTAL	616,018,680.00 €	334,148,984.54 €	-281,869,695.46 €

Tabla 29: Generación Solar Térmica

Por lo tanto ante esta situación y poder un orden de magnitud se opta por no incluir estos costes en los cálculos mostrados en la tabla 21.

Según los cálculos hechos en la primera situación en la cual no se tienen en cuenta el aprovechamiento de los excedentes de producción, las fuentes de energía renovables tienen una cobertura de la demanda global media anual del 35.17%.

El beneficio total de la producción eléctrica total es de 3,906,212,271.75 €, correspondiéndose con una producción total de renovables de 97,200,137 MWh, y una producción total de no renovables de 179,160,685 MWh.

Según IRENA, Los datos de proyectos y subastas sugieren que, para el 2020, todas las tecnologías de generación de energía renovable actualmente comercializadas estarán generando en un rango de 0.03-0.10 €/kWh, compitiendo o estando incluso por debajo de los costes de generación con combustibles fósiles [4].

Por tanto ahora pasamos a analizar un segundo escenario donde analizamos el aprovechamiento los excedentes mensuales de producción renovable, y se tratará de ver si se produce una mejoría en el mercado.

Para estos cálculos a la generación de producción renovable calculada en la tabla 19, se le suman los excedentes mensuales (tabla 22) que ahora, son almacenados e introducidos de nuevo en la red, estamos simplemente sustituyendo la fuente de generación. Así conseguimos disminuir los costes de generación ya que estos se dividen entre más energía utilizada.

Los costes de generación no renovable, como se ha dicho previamente son superiores a los renovables, según el informe de IRENA, de esta forma si disminuimos la contribución de energías no limpias, en teoría deberíamos estar aumentando los beneficios de generación ya que seguimos vendiendo la misma cantidad de energía pero a menor coste.

Cobertura con Renovables (MWh)	Cobertura con No Renovables (MWh)	Mes
10,686,795	9,082,201	abr-18
8,724,905	11,405,686	may-18
8,235,630	11,939,573	jun-18
7,743,171	14,297,879	jul-18
7,302,011	14,667,861	ago-18
6,199,402	14,606,378	sept-18
7,402,938	13,060,064	oct-18
7,848,504	13,159,984	nov-18
8,092,972	15,020,820	dic-18
9,524,820	14,056,583	ene-19
7,803,301	13,564,323	feb-19
9,128,169	13,065,382	mar-19
8,411,592	11,329,878	abr-19

Tabla 30: Cobertura de la demanda con los excesos de producción renovable

El total de la demanda cubierta es de 107,104,210 MWh para las renovables y de 169,256,612 MWh para las no renovables, esto ya nos indica una mejora significativa en el aprovechamiento energético del 10% y una disminución del 5,5% de no renovables. Ahora vamos a ver la importancia de este pequeño porcentaje mediante su valor económico.

50	Coste Generación No Renovables (€/MWh)	Ingresos de generación No Renovables	Beneficios
abr-18	454,110,050.00 €	465,553,623.26 €	11,443,573.26 €
may-18	570,284,300.00 €	708,179,043.74 €	137,894,743.74 €
jun-18	596,978,650.00 €	774,281,309.05 €	177,302,659.05 €
jul-18	714,893,950.00 €	978,117,902.39 €	263,223,952.39 €
ago-18	733,393,050.00 €	1,043,471,631.54 €	310,078,581.54 €
sept-18	730,318,900.00 €	1,132,870,677.68 €	402,551,777.68 €
oct-18	653,003,200.00 €	933,402,774.08 €	280,399,574.08 €
nov-18	657,999,200.00 €	890,404,517.44 €	232,405,317.44 €
dic-18	751,041,000.00 €	1,022,767,633.80 €	271,726,633.80 €
ene-19	702,829,150.00 €	957,112,736.47 €	254,283,586.47 €
feb-19	678,216,150.00 €	815,080,169.07 €	136,864,019.07 €
mar-19	653,269,100.00 €	709,972,857.88 €	56,703,757.88 €
abr-19	566,493,900.00 €	642,177,485.04 €	75,683,585.04 €
TOTAL	8,462,830,600.00 €	11,073,392,361.44 €	2,610,561,761.44 €

Tabla 31: Beneficios de generación no renovable con excedentes

	Coste Generación Renovable (€/MWh)	Ingresos de generación Renovable	Beneficios
abr-18	521,794,030.00 €	547,805,111.70 €	26,011,081.70 €
may-18	397,829,570.00 €	541,729,351.45 €	143,899,781.45 €
jun-18	362,023,830.00 €	534,080,605.50 €	172,056,775.50 €
jul-18	315,066,840.00 €	529,710,328.11 €	214,643,488.11 €
ago-18	311,590,640.00 €	519,465,062.54 €	207,874,422.54 €
sept-18	266,848,730.00 €	480,825,619.12 €	213,976,889.12 €
oct-18	362,229,580.00 €	529,087,978.86 €	166,858,398.86 €
nov-18	407,262,550.00 €	531,029,780.64 €	123,767,230.64 €
dic-18	412,865,090.00 €	551,050,463.48 €	138,185,373.48 €
ene-19	494,132,170.00 €	648,544,993.80 €	154,412,823.80 €
feb-19	374,687,420.00 €	468,900,357.09 €	94,212,937.09 €
mar-19	432,495,280.00 €	496,024,703.46 €	63,529,423.46 €
abr-19	405,343,500.00 €	476,769,034.56 €	71,425,534.56 €
TOTAL	5,064,169,230.00 €	6,855,023,390.31 €	1,790,854,160.31 €

Tabla 32: Beneficios de generación renovable con excedentes

Al disminuir la cantidad de energía eléctrica generada mediante fuentes energía no renovables, sus costes disminuyen y sus ingresos también, porque hay menos energía cazada en el mercado, en consecuencia sus beneficio general disminuye, en concreto estas pérdidas alcanzan un valor de 130,188,937.36 €, un 5% menos de beneficio por parte de las generadoras en este sector eléctrico.

Las generadoras renovables en cambio, producen una mejora bastante significativa. Al reducir sus costes de generación, se reparten entre más energía cazada en el mercado, y vender más sus beneficios aumentan claramente, estas ganancias se cuantifican por un total de 625,392,587.36 €.

Este valor se corresponde con el estimado previamente en la tabla 17, de 599 M€, esto supone una mejora económica del 54% para las fuentes de energía renovables.

En el mercado eléctrico, el primer caso genera unos beneficios totales por parte de ambos sectores, renovables y no renovables, de 3,906,212,271.75 €, al incluir los excedentes de producción renovables, se llega a la conclusión de que estos no solo contribuyen a la transición energética sino que contribuyen al beneficio neto del mercado eléctrico, con un resultado total de 4,401,415,921.75 €, una mejora del 13%.

7 CONCLUSIONES

Como se ha visto previamente vivimos en un tiempo donde es necesaria una transición energética, se han alcanzado máximos históricos de emisiones de gases de efecto invernadero, la población crece a un ritmo exponencial y de seguir así, no podremos abastecer la demanda.

Para poder solventar esta problemática, hay que apostar por nuevas tecnologías, limpias y sostenibles, que permitan disminuir la contribución de energías basadas en combustibles fósiles y que abaraten los costes de producción para que puedan ser competitivas en el mercado. Por ello se apuesta por las fuentes de energía renovables, estas cumplen con los requisitos comentados previamente y sus costes de producción decrecen constantemente. La problemática principal que presentan estas tecnologías es su carácter no gestionable, esto afecta a sus costes de producción y a su capacidad para abastecer la demanda eléctrica del mercado, como solución a esto se obta por la tecnología del hidrógeno. Este tiene las mismas características que las fuentes de energía renovables en términos medioambientales, y un alto potencial para almacenar energía, lo cual disminuiría el carácter no gestionable de las renovables y mejoraría su penetración en el mercado.

Se realizó un análisis de mercado donde se estudió la contribución y los costes de producción de las diferentes tecnologías que participan en el mix-eléctrico.

Primero se estudiaron las tecnologías basadas en combustibles fósiles y nuclear, se analizó la evolución de las tecnologías y su previsión a largo plazo. Se analizó su evolución y su previsión a largo plazo, aquí se observó que en la mayoría de casos los costes de generación han ido en aumento y sus previsiones siguen al alza, esto combinado con la extinción de la materia prima hace que a largo plazo haya que buscar alternativas que actualmente tienen un peso importante en el mercado. En estas tecnologías cabe destacar las positivas presiones que tienen las centrales nucleares y de ciclo combinado, donde se espera que sus costes sigan disminuyendo y su contribución en el mercado aumente debido a sus bajas o nulas emisiones y capacidad de generación, ayudando así a cubrir la producción del resto de tecnologías no renovables.

Después se analizaron las fuentes de energía renovables, estas juegan un papel fundamental en la transición energética, y como era de esperar a largo plazo se prevé que tengan una importancia en el mercado. En todas ellas sus costes de generación disminuirán por niveles bastantes inferiores a las tecnologías no renovables, esto ya hace que sean mucho más atractivas no solo con una finalidad medioambiental sino también económica, en algunos casos hasta los 0.05 €/kwh. Esta reducción de costes se ve favorecida principalmente por los desarrollos tecnológicos en los diferentes.

A la hora de analizar las fuentes de energía renovables, hay un aspecto de gran importancia que hace que contribuye a la reducción de costes y a la viabilidad económica de estas tecnologías, los excedentes de producción. Debido a la no gestionabilidad de estas tecnologías hay momentos en los que la producción excede la demanda y momentos donde esta es inferior a la demanda, si mediante el hidrógeno pudiéramos almacenar estos excedentes para posteriormente inyectarlos en el sistema eléctrico se mejoraría la contribución de estas tecnologías, se aumentarían los beneficios y reducirían los costes.

En consecuencia de lo anteriormente mencionado se procedió a realizar un análisis de viabilidad económica para estimar el impacto que tendría esta mejora de almacenar los excedentes de producción. Primero se analizó el estado económico sin aprovechar los excedentes, el cálculo de los excedentes alcanzaba la cifra aproximada de 9,904,073 MWh, lo que sería un 3.6% de la demanda total, a priori un número bajo pero traducido a cifras económicas representa unos 600,000,00 € lo cual hace que la idea de invertir en esta tecnología pueda empezar a tener cierto atractivo para futuros inversores. Posteriormente tras comparar los resultados se observó que la contribución de las energías renovables aumentaba en un 10% y económicamente un 54%. Finalmente para el sistema en general debido a la reducción de costes y mayor rendimiento en la producción, los ingresos ascenderían a los 4,401,415,921.75 €, una mejora del 13%.

Tras todo lo analizado, llegamos a la conclusión que los excedentes de producción de las fuentes de energía renovable tienen un impacto significativo y positivo en todos los aspectos, en términos medioambientales beneficiaría a la descarbonización del sistema, ya que estas tecnologías no emiten gases de efecto invernadero y disminuiría la contribución de las tecnologías no renovables también. Y términos económicos hay un gran beneficio económico, tanto para el mercado como para los productores, lo cual hace que aumente el interés en este proyecto.

REFERENCIAS

- [1] Documentación Pública. Disponible en: Agencia Andaluza de la Energía
- [2] Omie – Nuestros Mercados de Electricidad. Disponible en :
<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>
- [3] EUPHEMIA Public Description - PCR Market Coupling Algorithm. Disponible en :
<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-europeo/pcr/otros>
- [4] Informe IRENA. Disponible en:
<https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2018/Jan/La-energia-elica-terrestre-es-ahora-tan-barata-como-cualquier-otra-fuente.pdf?la=en&hash=825A4CC3B83540CDD615EC691DB928138CFB829F>
- [5] Power Generation Costs-Irena. Disponible en:
<https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs>
- [6] EIA-Levelized cost and levelized avoided cost of new generation. Disponible en:
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- [7] BloomberNEF- New Energy Outlook 2019. Disponible en:
<https://bnef.turfl.co/story/neo2018?teaser=true>
- [8] BP-Energy Outlook 2019. Disponible en:
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>
- [9] IRENA-Power to Change 2016. Disponible en:
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf
- [10] World Nuclear Association-Nuclear Power Economics. Disponible en:
http://world-nuclear.org/getmedia/84082691-786c-414f-8178-a26be866d8da/REPORT_Economics_Report_2017.pdf.aspx
- [11] NREL-Natural Gas Plants. Disponible en:
<https://atb.nrel.gov/electricity/2018/index.html?t=cg>

-
- [12] IEA-GlobalCHPDHCdata. Disponible en:
<https://www.iea.org/chp/data/globalchpdhcddata-currentbaseline/>
- [13] IRENA-Renewable Power Generations Costs in 2018: Disponible en:
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf

