Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España

Daniel Carralero, Aida González y José Luis Velasco

Observatorio Crítico de la Energía

El Observatorio
Crítico de la energía

El **Observatorio Crítico de la Energía** (OCE) es fundado a comienzos de 2007 por un grupo de jóvenes ingenieros y científicos que, unidos en torno a un análisis común de los problemas de la sociedad, deciden comenzar una actividad pública orientada a la transformación y regeneración del sistema democrático. Los principios sobre los que se organiza dicha actividad tienen su origen en una crítica a la insostenibilidad ecológica y económica de nuestra sociedad y a la degradación de la cultura democrática. Concebido como una organización de carácter esencialmente progresista y crítico, el OCE es un foro de discusión y análisis en el que se intenta generar un discurso riguroso e informado para abordar estas cuestiones desde una postura que combine la solvencia del método científico con la conciencia política y social.

Hacia un sistema eléctrico 100% renovable.
El ejemplo de Francia y su extrapolación a España.

es obra de

El Observatorio Crítico de la Energía

y está acogido a licencia

Creative Commons.

(http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

Ilustración de la portada: Plantas PS20 y PS10 en Andalucía.
Imagen cedida por Koza1983 a Wikimedia Commons con licencia Creative Commons 3.0

(https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/deed.en)

1ª edición: 25 de enero de 2016.

2ª edición: 18 de enero de 2017.

3ª edición: 4 de febrero de 2017.

1 Introducción

2 ¿Qué se puede hacer hoy? El ejemplo de Francia

2.1 La Ley de Transición Energética en Francia

2.2 Antecedentes y situación política

3 ¿De qué sistema eléctrico parte Francia?

3.1 Un mix de generación con todavía fuerte presencia nuclear

3.2 Unas infraestructuras casi completamente en manos públicas

3.3 Un mercado fuertemente regulado

3.3.1 Mercado mayorista

3.3.2 Mercado minorista

3.3.3 Asignación de los costes de la red de distribución

3.3.4 Fomento de la generación renovable

4 ¿Es posible un sistema eléctrico 100% renovable?

4.1 El estudio de ADEME

4.2 Método de cálculo

4.3 Algunos detalles del cálculo

4.4 El mix óptimo

4.5 Funcionamiento diario, semanal y estacional

4.6 Coste

5 ¿Y España?

5.1 Diferencias con Francia

5.2 Un estudio similar en España: el estudio de Galbete

6 Conclusiones

1. Introducción

¿Es posible tener un sistema eléctrico 100% renovable? ¿Cuándo lo será? ¿Cómo han de ser los pasos que nos lleven hacia él? ¿Existen algunas condiciones (geográficas, regulatorias, institucionales...) que faciliten el camino?

La necesidad de cambiar nuestro actual modelo energético para hacerlo más sostenible y menos contaminante está fuera de toda duda. También lo está el hecho de que las energías renovables son un elemento clave para conseguirlo, especialmente en el sector eléctrico. Sin embargo, el sentir general es que tener un sistema eléctrico 100% renovable sería muy deseable pero resulta en realidad inviable. Este lugar común se debe en gran parte a la propaganda anti-renovable de los defensores de las tecnologías tradicionales (o más concretamente de los defensores de un modelo de negocio, el suyo, basado en tecnologías no renovables). Por un lado, en España se ha acusado a las renovables de todos los males del sector eléctrico, que se concretan en un precio de la electricidad bien por encima de la media europea y la existencia de un déficit de tarifa. Por otro lado han hecho hincapié en la impredecibilidad del sol y del viento, en su intermitencia; incluso han llegado a afirmar que es necesario, por cada gigavatio (GW) de central renovable, tener de respaldo una central de ciclo combinado de un GW[1].

En este informe trataremos de responder a las preguntas planteadas inicialmente, rebatiendo de paso los argumentos de tertulia de sobremesa que acabamos de ver. Para ello nos fijaremos en el ejemplo de Francia, un país que, partiendo de un sistema eléctrico menos renovable que el español, tiene objetivos más ambiciosos. El motivo para elegir este ejemplo y no otro (España, sin ir más lejos) es que Francia es de los países que más recientemente ha dado pasos explícitos hacia la transición energética. El estudio francés que resumiremos, relativamente reciente y con datos por tanto actualizados, resulta además muy didáctico a la hora de entender de forma general como funciona un sistema 100% eléctrico. España, que tras un notable esfuerzo inversor se había situado a la cabeza de la implantación mundial de energías renovables, ha dado por el contrario un paso atrás, por motivos fundamentalmente políticos, y podría decirse que la transición energética está prácticamente paralizada. En este trabajo discutiremos también cómo condicionantes no técnicos pueden afectar a dicha transición energética, y la comparación entre Francia y España puede aportar luz en ese sentido.

En la sección 2 de este informe repasaremos la Ley de Transición Energética que el gobierno francés aprobó en verano de 2015; discutiremos en la sección 3 la situación de partida de su sistema eléctrico, haciendo hincapié en los elementos clave de cara a la transición. En la sección 4, veremos cuál es el objetivo en el horizonte, planteado por la Agencia del Medio Ambiente y de la Gestión de la Energía francesa[2]: un sistema eléctrico 100% renovable, compuesto de generación,

[1] http://electrica.uc3m.es/geste/Anteriores/MixGenera_3.pdf

[2] Entidad en cierto modo equivalente al español Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

redes de transporte, conexiones internacionales y sistemas de gestión de la demanda, que garantice el suministro incluso en periodos sin viento, sol o lluvia, sin necesidad de respaldo de centrales contaminantes, y que no sea sustancialmente más caro que las alternativas tradicionales. En la sección 5, nos preguntaremos qué puede hacerse en España al respecto.

2. ¿Qué se puede hacer hoy? El ejemplo de Francia.

2.1. La ley de Transición Energética en Francia.

La Ley de Transición Energética[3] fue una de las promesas de la campaña del presidente François Hollande. Después de 2 años esperando a ser sancionada por el parlamento francés, tras pasar por varias tandas de enmiendas y correcciones, el 22 de julio de 2015 fue finalmente aprobada. Compuesta de 66 artículos, su principal meta es crear una nueva estrategia para el sector energético francés. Sus seis objetivos más importantes incluyen:

- Reducir el consumo energético al 50% en 2050 comparado con niveles de 2012 (pasando por una reducción del 30% para 2030).

- Reducir en un 30% el consumo de energía fósil en 2030 comparado con 2012.

- Reducir la contribución al mix eléctrico de la energía nuclear a un 50% en 2025 frente al 77% que existía en 2014 (poniendo un límite de 63,2 GW a la potencia instalada).

- Alcanzar un 32% del consumo final de energía y un 40% de generación eléctrica con fuentes renovables en 2030.

- Reducir un 40% la emisión de gases de efecto invernadero en 2030 comparado con los niveles de 1990.

- Reducir en un 50% la cantidad de residuos en vertederos en 2050.

Con esta ley, el gobierno francés espera crear 100.000 puestos de trabajo sostenible en los próximos tres años. La generación de electricidad es uno de los ámbitos principales de la ley: además de los objetivos numéricos, establece unos nuevos principios para las energías renovables, incluyendo el incremento de la capacidad de los ciudadanos y las comunidades locales para financiar proyectos de energía renovable directamente, y una simplificación de los procedimientos administrativos para proyectos hidroeléctricos y eólicos. Se implementarán también medidas necesarias para el desarrollo del autoconsumo eléctrico, incluyendo la definición de tal régimen y las condiciones a las que estarán sometidas estas instalaciones. Se espera que se establezca un régimen específico para las instalaciones individuales con una capacidad de menos de 100 kW. La reducción de la contribución nuclear se conseguirá a través del cierre de varios reactores en los próximos 10 años, al final de su vida útil[4].

---

[3] Disponible aquí: http://www.developpement-durable.gouv.fr/Nouvelle-lecture-au-Senat-et-vote.html

[4] En Francia la mayoría de los reactores nucleares fueron diseñados para una vida útil de 20 años, aunque dependiendo del caso, este tiempo se ha prolongado hasta 40 años.

Finalmente, mencionamos brevemente otros aspectos de la ley en los que no nos detendremos: la ley también establece principios y obligaciones relativas a la mejora de la eficiencia energética de edificios. El gobierno ha introducido la obligación de aumentar el rendimiento energético cuando se realizan trabajos de renovación, y dedicará para incentivarlo recursos financieros (préstamos con interés cero y créditos fiscales). Se llevará a cabo además la instalación de contadores inteligentes para el gas y la electricidad. La ley también prevé la instalación de 7 millones de puntos de recarga para vehículos eléctricos hasta 2030, y habrá subvenciones disponibles para las familias que deseen instalar un punto de recarga en sus hogares. Finalmente, se proveerá ayuda financiera a las familias en situación precaria que no pueden pagar su factura energética[5].

2.2. Antecedentes y situación política.

Para cumplir con el mandato de la Directiva 2009/28/UE, Francia publicó en 2009 su plan de acción de energía renovable[6] en el cual se impuso el objetivo de producir el 27% de la electricidad con tecnología renovable en 2020, además de otros objetivos sectoriales. Este objetivo concreto de aumento de la contribución renovable en el mix eléctrico se ha modificado con la Ley de Transición Energética: ahora es de 32% de renovables en consumo final de energía y 40% de renovables en el sector eléctrico en 2030.

En la actualidad, en Francia existe un creciente apoyo político a las energías renovables tanto del gobierno socialista de François Hollande, de su socio de coalición (Los Verdes) como, en menor medida, de los partidos de la oposición. Consideran necesaria esta ley de transición energética, aunque la importancia de la energía nuclear en el país influye en la toma de decisiones y en la redacción de los puntos más sensibles de la ley, como el objetivo poco ambicioso de reducción de energía nuclear del mix energético. Las organizaciones patronales francesas, unidas en una declaración del Movimiento de Empresas de Francia (MEDEF), consideran que no es necesario reducir la energía nuclear ya que es "rentable y segura"[7]. Unión por el Movimiento Popular (UMP), el partido conservador del expresidente Nicolas Sarkozy, argumenta que la ley no tiene viabilidad económica, sobre todo en lo que respecta a la reducción de la energía nuclear en el mix energético. La Ministra de Energía Segolène Royal, por el contrario, intenta defender la ley como una fuente de inversión en el mercado energético. El Frente

[5] Esta ayuda financiera en forma de "tarifa social" o "tarifa de primera necesidad" consiste en una rebaja en la factura anual de la primera vivienda de las familias que cumplan unos requisitos económicos determinados o tengan una cobertura sanitaria gratuita debido a su situación financiera (en Francia existe el copago sanitario). La reducción va de 71 a 140 € anuales en función de la potencia instalada y del número de personas residiendo en la vivienda. La tarifa social dura un año, prorrogable una vez se vuelven a verifican los requisitos de acceso a la ayuda. Además, esta ayuda es acumulable a otras como la "tarifa especial de solidaridad" para reducir la factura del gas natural o el "fondo de solidaridad para el alojamiento" para facturas impagadas.

[6] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans

[7] http://economia.elpais.com/economia/2013/07/18/agencias/1374151970_769453.html

Nacional de Francia, partido presidido por Marine Le Pen, es el único que se opone radicalmente al desarrollo de las energías renovables, en su caso por motivos ideológicos, ya que niega la existencia del cambio climático. Por su parte, el sindicato CGT considera que la ley se ha centrado en la energía nuclear y ha dejado de lado el problema del incremento de las emisiones por parte del sector transporte (aunque existe un objetivo de introducción de vehículos limpios en administraciones públicas, taxis y empresas de alquiler para 2020 en la ley[8]).

En lo que respecta a la energía nuclear, el respaldo con el que ha contado siempre por parte de la mayoría de los partidos se está diluyendo, debido al coste de las mejoras de seguridad post-Fukushima, los retrasos y sobrecostes en la construcción del nuevo reactor de Flamanville 3 en Normandía y el alto coste de la sustitución de las plantas que pronto alcanzarán su vida útil. Respecto a la opinión pública, el 53% de los franceses estaría de acuerdo con una eliminación progresiva de la energía nuclear en el país, de acuerdo con una encuesta realizada en 2013 por Le Parisien[9].

Por otro lado, en Francia existe una moratoria sobre el *fracking*, aunque la actitud hacia esta tecnología está cambiando últimamente, según reflejan declaraciones de la ministra Royal[10]: Francia ha aplicado hasta ahora el principio de precaución ante las sospechas de contaminación de aguas subterráneas debido al fracking y por ello se ha prohibido esta tecnología en el país; sin embargo, la ministra dijo recientemente que, si se prueba que no es peligrosa, estaría abierta a utilizarla, lo que choca frontalmente con la defensa que ha hecho de su Ley de Transición Energética: aunque la nueva ley francesa no menciona explícitamente el *fracking*, ésta obliga a aumentar el uso de tecnologías limpias y sostenibles, lo que excluiría el potencial uso del *fracking* para generar energía en el futuro. La UMP por su parte apoya levantar la moratoria y pone como ejemplo a Estados Unidos. Aparte de estas declaraciones, por ahora no existen indicios de que el *fracking* vaya a ser utilizado en Francia.

[8] http://energytransition.de/2014/08/french-labor-union-openly-opposes-nuclear/

[9] http://www.leparisien.fr/environnement/53-des-francais-favorables-a-une-sortie-progressive-du-nucleaire-26-09-2013-3171731.php#xtref=http%3A%2F%2Fenergytransition.de%2F2015%2F03%2Ffrench-nuclear-power-history%2F

[10] http://www.connexionfrance.com/France-fracking-ban-segolene-royal-shale-gas-oil-le-parisien-15815-view-article.html

3. ¿De qué sistema eléctrico parte Francia?

3.1. Un mix de generación con fuerte presencia nuclear.

El parque francés de generación de electricidad está dominado por la energía nuclear, que en 2014 constituyó el 49% de la potencia total instalada en Francia, 129 GW, y el 77% de la generación eléctrica[11], como muestran las figuras 1 y 2. Además de la energía nuclear, las hidroeléctricas suponen un 20% de la potencia instalada, y producen un 13% del total de electricidad total. Sólo una de las centrales hidroeléctricas, la de Eau d'Olle, de 1,8 GW de potencia, tiene capacidad de bombeo. El porcentaje total de las energías renovables (hidroeléctrica, fotovoltaica, eólica, geotérmica y biomasa) es el 31,3% de la potencia instalada y el 18,3% de la generación. Otros recursos convencionales como el carbón, el petróleo y el gas natural suponen los restantes 4, 7 y 8 por ciento de la potencia instalada respectivamente, mientras que los ciclos combinados contribuyen al 5% total de la generación de electricidad en Francia.

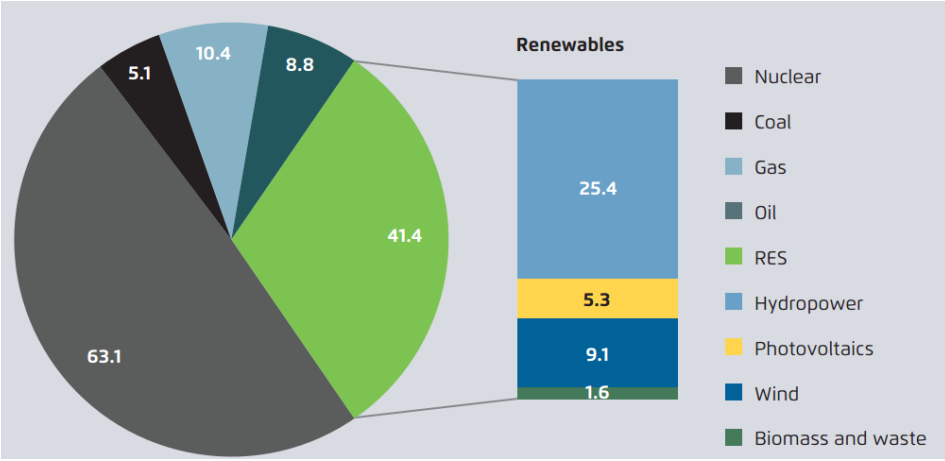

Figura 1: Potencia instalada en Francia en GW, 2014 (Fuente: Agora-energiewende, RTE, 2015).

Francia es el país europeo que más electricidad exporta a sus vecinos. En 2013 existían 37 líneas conectando con 6 países (Bélgica, España, Italia, Alemania, Reino Unido y Suiza) que sumadas alcanzaban una potencia de interconexión de 14 GW[12] para exportación y 11 GW para importación. En ese año existía una potencia de exportación de 1,3 MW de Francia a España y 1,1 GW de importación[13]. En 2015 hay proyectados 10 GW adicionales de líneas para

[11] http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/CP-Frankreich/Agora_CP_France_web.pdf

[12] http://www.rte-france.com/sites/default/files/plaquette_interconnexions_anglais.pdf

[13] Las cifras diferentes para exportación e importación de electricidad en las redes de transporte se justifican por los acuerdos contractuales de compra-venta de electricidad que existen entre los dos

intercambiar electricidad con estos países, incluidos 2 GW de una línea submarina en el Golfo de Vizcaya.

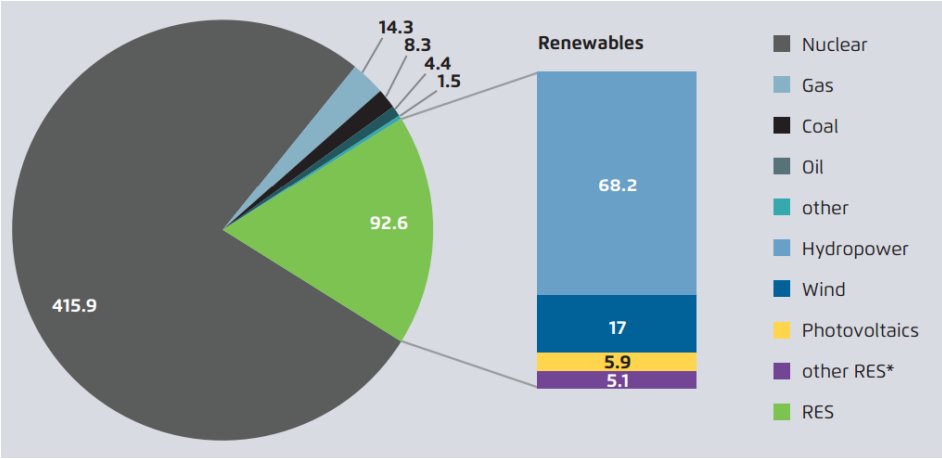

Figura 2: Generación de electricidad en Francia por fuente de energía en TWh, 2013 (Fuente: Agora-energiewende, RTE, 2015).

La energía renovable está dominada por la hidroeléctrica con un 65% de la potencia renovable instalada (39,3 GW). La energía eólica contribuye con un 22% (9,1 GW) y la solar fotovoltaica con un 13% (5,3 GW). Adicionalmente, 1,5 GW de potencia instalada corresponden a la energía térmica renovable (biogás, biomasa y residuos). La capacidad de las instalaciones de geotérmica y mareomotriz es todavía mínima, y por lo tanto no se cuantifica en estas gráficas.

La demanda energética pico en Francia es de 102,1 GW, y anualmente se alcanza en el invierno en semanas de bajas temperaturas debido a la alta proporción de calefacción eléctrica en los edificios.

Francia tiene planes para redefinir sus fuentes de generación eléctrica; por lo tanto la potencia instalada como la conocemos cambiará significativamente en el futuro próximo. Actualmente hay 58 centrales nucleares operando en Francia y un reactor nuclear adicional está siendo construido, Flamanville 3, que tendrá una potencia instalada de 1,63 GW y se espera que entre en operación en 2017[14]. Como la Ley de Transición Energética francesa limita el nivel máximo de potencia nuclear a 63,2 GW (la potencial actual), 1,63 GW de potencia nuclear tendrán que cerrar cuando Flamanville comience a funcionar. Si en lugar de potencia instalada tenemos en cuenta la electricidad producida y que contribuye al total de la demanda, Francia generó 418 TWh de energía nuclear en 2014, el 77% de la producción total (541 TWh)[15]. Por ello, para cumplir el objetivo anteriormente

países.

[14] El proyecto ha sufrido múltiples retrasos respecto al plan de ejecución inicial, además de costar más del doble de lo que se presupuestó inicialmente. De 3.300 millones de euros y puesta en marcha en 2012 se pasó a 10.500 millones de euros y puesta en marcha en 2020. La mayoría de estos retrasos han sido debidos a problemas técnicos.

[15] http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/France/

mencionado de reducir la producción nuclear al 50% del total, más de un 25% de la producción total de electricidad que actualmente es de origen nuclear deberá ser producida por renovables en 2025, y como consecuencia varios reactores tendrán que ser desmantelados. El número de reactores es incierto aún, pero según Greenpeace Francia[16], además de los dos reactores de 900 megavatios eléctricos (MWe) de Fessenheim, tres reactores adicionales tendrán que cerrar hasta 2018 para alcanzar los objetivos.

Como se puede concluir de la información anterior, el parque de generación francés no renovable está dominado por la energía nuclear. Sin embargo, también existen instalaciones de combustibles fósiles: las plantas de generación térmica contribuyen a la potencia total instalada con 24,3 GW, es decir, el 20%. En 2016, de acuerdo con el Gobierno, la mitad de esta potencia será retirada, incluyendo 1,9 GW de carbón, 3,8 GW de petróleo y 3 GW (como mínimo) de cogeneración, aunque todavía no se ha hecho público el plan oficial para reducir la potencia instalada convencional. El resto de la potencia retirada correspondería a instalaciones antiguas de gas natural. Al mismo tiempo, se espera que dos nuevos ciclos combinados se pongan en marcha en 2017, y las turbinas de gas de ciclo abierto continuarán operando. Los planes de desmantelamiento se deben a que estas plantas generadoras prácticamente no se usan, ya que la energía nuclear y la renovable, incluida la hidroeléctrica, cubren la mayor parte de la demanda. Del mismo modo, se espera que el incremento de instalaciones de energías renovables y la reducción en el consumo energético debido a un incremento en la eficiencia energética hagan innecesarias las instalaciones de combustibles fósiles en el futuro.

Sin embargo, en este mismo año se ha aprobado un nuevo mecanismo de capacidad que se basa en establecer una cierta remuneración por la futura potencia instalada, con el objetivo de incentivar la inversión y así garantizar el suministro. Este mecanismo incentiva de facto la instalación de potencia de energías fósiles, ya que se suponen mantenedoras del suministro eléctrico en momentos de alta demanda (las energías renovables, por su naturaleza más intermitente, quedan excluidas en estos mecanismos de capacidad)[17].

3.2. Unas infraestructuras casi completamente en manos públicas.

El 8 de abril de 1946 fue aprobada la ley de nacionalización de las empresas eléctricas francesas y se creó "Electricité de France" (EDF), integrando las empresas de producción de electricidad, distribución y transporte. Las empresas

---

[16] http://energie-climat.greenpeace.fr/loi-pour-la-transition-energetique-votee-place-au-concret

[17] Por otro lado, este mecanismo aplicado en Francia podría ir en contra del objetivo común de la UE de aumentar las interconexiones a nivel europeo y, con ello, la eficiencia energética: mayores interconexiones entre Francia y España a través de los Pirineos irían en la dirección de reducir la necesidad de instalar más potencia.

eléctricas propiedad de los municipios no fueron nacionalizadas y actualmente se dedican a la distribución. Después de la liberalización del mercado eléctrico francés que comenzó en 2007, la generación se liberalizó, mientras que el transporte continuó siendo un monopolio mayoritariamente en manos del Estado. La distribución está regulada y la comercialización se ha liberalizado, aunque las pequeñas empresas tienen una mínima cuota de mercado.

En la actualidad el mercado eléctrico francés está copado por EDF, que es la mayor empresa en Francia y a su vez pertenece al estado en un 85%. EDF y sus empresas subsidiarias claramente dominan todos los subsectores del mercado eléctrico, incluida la generación, el transporte (Réseau de Transport d'Electricité o RTE), la distribución (Électricité Réseau Distribution France o ERDF) y la comercialización. RTE es una filial autónoma de EDF, mientras que ERDF se separó de EDF en 2008. EDF es dueña del 80% de la potencia instalada en Francia y produce el 86% de la electricidad. En 2013, la energía nuclear dominaba su cartera de energías con un 63% de potencia instalada, seguida por un 20% de renovables, 15% de hidroeléctrica y 1% de combustibles fósiles. RTE posee y opera la red de transporte de electricidad francés mientras que ERDF gestiona el 95% de la red de distribución eléctrica en Francia a través de más de 730 contratos de concesión con autoridades locales[18]. Además de EDF y sus empresas subsidiarias, la Compagnie National du Rhone, GdF Suez y E.ON tienen activos en Francia, pero su cuota de mercado es sensiblemente inferior.

3.3. Un mercado fuertemente regulado.

En Francia, el Ministerio de Industria tiene menos poder a la hora de tomar decisiones y de llevar a cabo políticas energéticas que su homólogo español ya que muchas de esas responsabilidades recaen en el regulador energético. La Comisión Reguladora de la Energía (CRE) es el regulador del mercado eléctrico y gasista francés[19]. Su actividad prioritaria es el apoyo para la correcta operación de los mercados de electricidad y gas natural de acuerdo con los objetivos de la política energética establecida por el gobierno. El CRE es un organismo independiente que supervisa la regulación energética y es responsable de la interacción entre los operadores y los usuarios de las redes de electricidad y gas natural. Tiene las siguientes funciones:

- Regular los mercados para asegurar la competencia, sobretodo en la comercialización de energía.

- Asegurar el acceso no discriminatorio a las redes de transporte y

[18] Por comparación, en España existen 349 empresas distribuidoras de electricidad, de las que solamente 5 tienen más de 100.000 clientes cada una. Estas empresas son Unión Fenosa Distribución, Iberdrola Distribución Eléctrica, Endesa Distribución, Hidrocantábrico Distribución (EDP HC Energía) y Viesgo Distribución.

[19] En España la CRE equivaldría a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aunque esta última engloba más sectores.

distribución.

- Establecer las tarifas de transporte y distribución.
- Aprobar los programas de inversión anuales y los planes de desarrollo de la red de distribución.
- Supervisar el mercado minorista y establecer los precios para acceso regulado del mercado nuclear.
- Publicar estudios sobre el diseño del mercado eléctrico francés y sus posibles mejoras.

3.3.1. Mercado mayorista.

El mercado mayorista francés de la electricidad es similar al diseño de otros mercados europeos: se compone de generadores, comercializadoras y *traders* que compran y venden energía con contratos bilaterales o en el mercado de intercambio de electricidad europeo (European Power Exchange o EPEX). La compra-venta de electricidad tiene lugar en mercados diario e intradiario. En ese momento, el operador del sistema, RTE, asume la responsabilidad de crear un balance final de energía para cada periodo que asegure que la red no exceda su capacidad.

En Francia, el mercado mayorista eléctrico está todavía bastante concentrado y, aunque se está diversificando y la liquidez está creciendo, ésta sigue siendo baja comparada con España. En 2013, la liquidez (medida como la energía comercializada en el día anterior comparada con la demanda de energía nacional) fue del 12% comparado con 64% español. El resto de la compra-venta de electricidad suele venir por contratos bilaterales. La falta de liquidez en el mercado no va en la línea de las llamadas de las autoridades europeas a conseguir un mercado diario de electricidad armonizado en Europa ya que muchos de los precios de venta de electricidad mayorista no son conocidos cuando se realizan contratos a largo plazo entre dos empresas.

La fijación de precios del mercado eléctrico europeo (EPEX) se realiza del mismo modo que en España[20]: es un mercado marginalista en el que el precio de la electricidad en el mercado diario se establece como el último precio que entra en el *pool*. Los beneficios de las empresas de energía nuclear en Francia son comparables a los beneficios de las nucleares en España ya que la mayoría de ellas están amortizadas[21] (teniendo en cuenta de que se diseñaron para una vida útil de

[20] "Entiende el mercado eléctrico", C. Gallego y M. Victoria
http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf

[21] http://www.minetur.gob.es/energia/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx

25-30 años), con la diferencia de que, en promedio, el precio mayorista de electricidad en Francia es más bajo que en España.

Los precios del mercado mayorista francés han sido históricamente bastante similares a los precios belgas y alemanes, debido en parte a la convergencia de sus mercados por su alto índice de importación y exportación de electricidad. Sin embargo, desde 2012, los precios de la electricidad del día siguiente han seguido tendencias ligeramente diferentes en Centroeuropa debido a al aumento de la cuota de energía eólica y fotovoltaica en Alemania (que cerró casi la mitad de sus reactores nucleares en 2011 como respuesta al desastre de Fukushima) y los bajos precios del carbón en el mercado internacional. En consecuencia, los precios alemanes se redujeron en comparación con los de otros mercados europeos como el belga. En particular, se observó que cuando Alemania producía grandes cantidades de energías renovables, los precios de la electricidad en Francia bajaban drásticamente, especialmente en días con demanda baja[22].

Hasta la fecha, el mercado de la electricidad ha operado como un mercado "solo-energía", sin remuneración alguna para la capacidad. Sin embargo, después de la adopción de la Ley "Nome" (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) en 2010, un mecanismo de capacidad se introducirá a partir de este año. La motivación alegada para la introducción del mecanismo francés de capacidad es la disminución de los recursos suficientes para abastecer el mercado, además del histórico pico de demanda de 102,1 GW alcanzado en febrero de 2012, que llevó al sistema eléctrico a una situación cercana al apagón. El sistema eléctrico francés es muy sensible a las fluctuaciones de temperatura debido a la prevalencia de sistemas eléctricos de calefacción: un descenso de temperatura de 1°C aumenta la demanda 2,3 GW. A los generadores se les asignaran unas obligaciones de capacidad o potencia determinadas basadas en el consumo actual de sus clientes en periodos pico (generalmente en invierno). Para cumplir con esas obligaciones, los generadores tendrán que garantizar que cuentan con esa capacidad o potencia instalada, bien por sus propias plantas, por gestión de la demanda, o adquiriéndola de otros generadores. Existirá un proceso de certificación por el cual se asignara la cantidad de certificados que cada operador de capacidad (generador) requiera. Según la RTE, los desajustes de capacidad que puedan existir proporcionarán un incentivo para mejorar la disponibilidad de electricidad, es decir, de que cada generador tenga capacidad o potencia suficiente para suministrar electricidad a sus clientes. Después del invierno, se comparará la disponibilidad de las plantas que se había proyectado a comienzo de cada año con la disponibilidad observada durante los períodos pico y se ajustará consecuentemente. Por el momento, únicamente la potencia instalada en Francia podrá participar en el mercado, y las interconexiones se tendrán en cuenta para reducir las obligaciones de los generadores de electricidad. RTE tendrá que detallar las reglas sobre las que potencias instaladas en el extranjero podrán participar de este mecanismo.

[22] Un caso notable fue el 16 de junio de 2013, cuando los precios en el mercado mayorista francés cayeron a negativo, por debajo de los -200 €/MWh, debido a la baja demanda en Francia y la alta oferta de renovables en Alemania. Había tanta electricidad disponible que las nucleares –que no pueden detener su generación- tuvieron pagar a otros operadores para que renunciaran a verter la energía que habían vendido previamente en el mercado diario, con el fin de poder dar salida a su propia energía.

3.3.2. Mercado minorista

El mercado minorista es aquel en el que los consumidores eligen la comercializadora que desean para suministrar su electricidad. Las empresas comercializadoras compran electricidad y la venden a sus clientes a través de las redes de las empresas distribuidoras. Normalmente todavía ofrecen dos tipos de tarifas, como es el caso de Francia y España: tarifas reguladas y tarifas de mercado libre. Las tarifas reguladas son precios de electricidad que fijan los ministerios o reguladores energéticos periódicamente (la llamada tarifa azul en Francia). Las tarifas del mercado libre son tarifas que ofrecen las comercializadoras basadas fundamentalmente en el precio de la electricidad en el mercado mayorista y su propio margen de beneficio.

La liberalización del mercado eléctrico francés comenzó en 2007 y se está desarrollando en etapas. Las tarifas reguladas son las más extendidas todavía (91% en 2013) aunque también se puede comprar electricidad a precio de mercado. La tarifa azul consta de diferentes componentes, y se divide en tramos que reflejan los diferentes costes de la electricidad: 36% corresponde a generación, 30% a la red de transporte y distribución (TURPE), 2,4% a la contribución adicional para pagar las pensiones de los trabajadores de la industria eléctrica, 6% a impuestos locales, 10% a la obligación al servicio público, que incluye ayuda a renovables y tarifa para familias en riesgo de exclusión social, y 15% al IVA. Estos porcentajes representan la división de costes en 2014 pero varían año a año, entre otros motivos porque la parte del mercado no está bajo control estatal. Dentro de las tarifas reguladas, los consumidores domésticos tienen tres opciones de estructura de tarifas: tarifa plana, tarifa pico y no pico y tarifa hora a hora ("opción tempo", solo disponible para clientes de EDF).

Actualmente existen 10 comercializadoras para consumidores residenciales en Francia. Entre ellos se encuentra EDF, que tiene una cuota de mercado de más del 90%.

Los precios de la electricidad para consumidores domésticos e industriales se mantienen en la media europea. Los precios para los primeros podrían subir hasta un 30% en 2017 de acuerdo a estimaciones de CRE, debido a las inversiones que hay que realizar en la red y la generación. Estas inversiones tienen que ver parcialmente con la Ley de Transición Energética, ya que parece que el gobierno francés querría financiar al menos una fracción de esas inversiones a través de la tarifa eléctrica.

3.3.3. Asignación de los costes de la red de distribución

El coste de financiar y operar las redes de distribución y transporte de electricidad se traslada al consumidor final a través del concepto TURPE de la

tarifa (Tarifa de Utilización de Recursos Públicos de Electricidad). La TURPE, propuesta por el CRE y aprobada por el Ministerio de Energía y Finanzas, se cobra a los comercializadores de electricidad, y a su vez estos la traspasan a los consumidores finales.

3.3.4. Fomento de la generación renovable

La electricidad proveniente de fuentes renovables se subvenciona actualmente con *feed-in-tariffs* (FiT)[23], concursos especiales y beneficios fiscales. Las obligaciones de las FiT actualmente requieren que los distribuidores de electricidad compren electricidad renovable a un precio fijo dependiendo de la tecnología. Las tarifas se establecen por decretos ministeriales periódicamente. El gobierno francés espera modificar su esquema de subvenciones hacia un modelo de régimen de mercado *premium*[24] (FiP).

La electricidad generada por fuentes renovables (eólica, solar, hidroeléctrica y biomasa) está también subvencionada a través de varios incentivos fiscales, incluyendo un rebaja en el impuesto sobre la renta a las personas empadronadas en Francia que invierten en energías renovables y un IVA reducido para servicios, equipamiento, etc. relacionado con las inversiones en energía renovable. Además, licitaciones especiales se convocan cada cierto tiempo para asegurarse de que Francia cumple con los objetivos establecidos para las renovables.

[23]Feed-in Tariff: sistema retributivo por el cual la energía eléctrica inyectada a la red se remunera a los productores a un precio fijado de antemano, típicamente más alto que el del mercado. El coste del incentivo está dado por la diferencia entre ese precio fijado y el precio de mercado. Típicamente, este incentivo se mantiene durante un periodo fijado de antemano, que garantiza la rentabilidad de la inversión.

[24] Feed-in Premium: sistema retributivo por el cual la generación de electricidad viene remunerada a través de dos componentes separadas: una viene de la venta directa de la electricidad vertida a la red y la otra es un premium por la electricidad generada o vertida a la red. Generalmente, la legislación establece unos topes máximos o mínimos a la remuneración total o puede fijar que el premium sea cero.

4. ¿Es posible tener un sistema eléctrico 100% renovable?

4.1. El estudio de ADEME.

La respuesta a esta pregunta nos la da, entre otros, el informe "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050" (en francés, "Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050"[25]). Este estudio ha sido realizado por ADEME (Agencia del Medio Ambiente y de la Gestión de la Energía, en sus siglas en francés), un ente público dependiente del Ministerio de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía, y tiene como objetivo plantear un parque eléctrico 100% renovable en Francia (sin incluir las islas) para 2050. El informe no se pregunta si tal cosa es posible, sino cuál de los diferentes parques de generación posibles es el que mejor cumple los objetivos que se esperan de él, a saber, garantía de suministro, generación sostenible, ausencia de residuos y bajo coste.

Veremos que el objetivo de generación sostenible y ausencia de residuos es fácil de cumplir, pues existe ya una gran variedad de tecnologías renovables disponibles; el informe de ADEME considera 15 tecnologías de generación: eólica terrestre (de antigua y de nueva generación), eólica marina (flotante y sobre plataforma), fotovoltaica (en suelo y en tejado), fuentes marinas (energía de las corrientes, undimotriz y mareomotriz), incineración de residuos urbanos, saltos de agua, hidroeléctrica de embalse, cogeneración con madera, solar de concentración y metanización[26]. ADEME descarta la energía nuclear puesto que, aunque su operación apenas emite dióxido de carbono, principal responsable del cambio climático, genera otros residuos de larga duración y alta peligrosidad.

El de la garantía de suministro es el problema más delicado: es necesario que en todo instante se ponga a disposición de los consumidores la energía eléctrica que estos demanden. Con tecnologías tradicionales esto es relativamente fácil de conseguir: una central de gas natural prácticamente puede quemar el combustible que haga falta en cada momento (con cierto tiempo de reacción, y suponiendo que lo haya comprado antes y haya podido pagarlo). No ocurre así con, por ejemplo, las tecnologías eólica y fotovoltaica, que dependen en cada momento del nivel de viento y de irradiación solar: la fotovoltaica produce más en verano y tiene su pico de generación a mediodía, la eólica terrestre produce más en invierno y tiene un perfil diario de generación más plano, pero suele generar más por la noche que por el día, etc. (existen sin embargo tecnologías renovables gestionables, como la hidroeléctrica de embalse, la solar térmica de concentración con sistemas de almacenamiento y la cogeneración con biomasa). Desde luego, si se pudiese instalar una cantidad suficiente de aerogeneradores y se complementaran con baterías que almacenaran la energía eólica sobrante de

[25] http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/rapport100enr_comite.pdf

[26] La metanización es un proceso de producción de biogás basado en la fermentación anaeróbica de los componentes orgánicos de los residuos.

determinados instantes para su uso posterior, en principio el problema estaría solucionado.

Y esto nos lleva al tercer punto, el del precio. De todas las tecnologías renovables, no basta con elegir la más barata de ellas y construir todas las centrales eléctricas iguales; cada tecnología tiene unas características especiales. El hipotético sistema eléctrico sugerido al final del párrafo anterior, basado únicamente en energía eólica y baterías, no sería óptimo: aunque a día de hoy el precio del kWh producido con aerogeneradores sea más barato que el producido con paneles solares, resulta más barato instalar una determinada cantidad de fotovoltaica que aproveche la luz solar del mediodía en lugar de sobredimensionar el parque eólico y los sistemas de almacenamiento.

4.2. Método de cálculo.

ADEME se hace dos preguntas muy concretas: ¿cuántos GW de cada tecnología renovable, de almacenamiento y de transporte tengo que instalar en (y entre) cada región de Francia para suministrar a todos los hogares y empresas francesas electricidad 100% renovable sin fallar ni una hora del año? Y, de todas las opciones disponibles, ¿cuál es el *mix* de tecnologías más barato?

Para contestar a la segunda pregunta, ADEME realiza lo que en computación se denominan cálculos de minimización. Estos cálculos constan de:

- **Parámetros fijos**: por ejemplo, el precio del kWh generado con tecnología eólica en la región de Aquitania.

- **Parámetros variables:** por ejemplo, la cantidad de GW fotovoltaicos sobre tejado que se quieren instalar en la región de Alsacia.

- **Ligaduras**: por ejemplo, no se puede cubrir más de un determinado porcentaje de los tejados de la región de Île-de-France con paneles fotovoltaicos, y hay reservas naturales donde no se pueden instalar aerogeneradores.

- **Función objetivo:** la cantidad a minimizar, que es el precio promedio de la electricidad en un año, incluyendo generación, almacenamiento, transporte y distribución.

Los parámetros fijos son cantidades que no se modifican durante el cálculo. Dados estos, cada valor de los parámetros variables (cantidad de GW de cada tecnología en cada una de las 21 regiones de Francia consideradas) se traduce en un determinado precio de la electricidad. En un cálculo de minimización se juega con los parámetros variables, dentro del margen que permiten las ligaduras, hasta que se minimiza la función objetivo, esto es, hasta que se obtiene el *mix* que produce la electricidad más barata.

Se trata de un cálculo a realizar con superordenadores: hay del orden de 500 parámetros variables con los que jugar, del orden de 14 millones de cantidades diferentes (la producción en cada hora del año de cada tecnología en cada región, por ejemplo) y 19 millones de ligaduras. La principal ligadura es que es necesario tener equilibrio hora a hora entre oferta y demanda en cada región.

4.3. Algunos detalles del cálculo.

En los cálculos de ADEME, la máxima potencia disponible por región y tecnología, que es una ligadura, se basa en datos climáticos (velocidad del viento, niveles de irradiación, superficie total de tejado en la que se pueden instalar paneles, por ejemplo) previos, cuya validez se verifica comparando con datos de producción reales (producción de energía eólica y fotovoltaica por cada MW instalado). Se estima que el potencial de generación renovable aprovechable del país triplica a la demanda total de electricidad. Destacan en todas las regiones la fotovoltaica sobre tejado y la eólica terrestre como tecnologías con más potencial (figura 3).

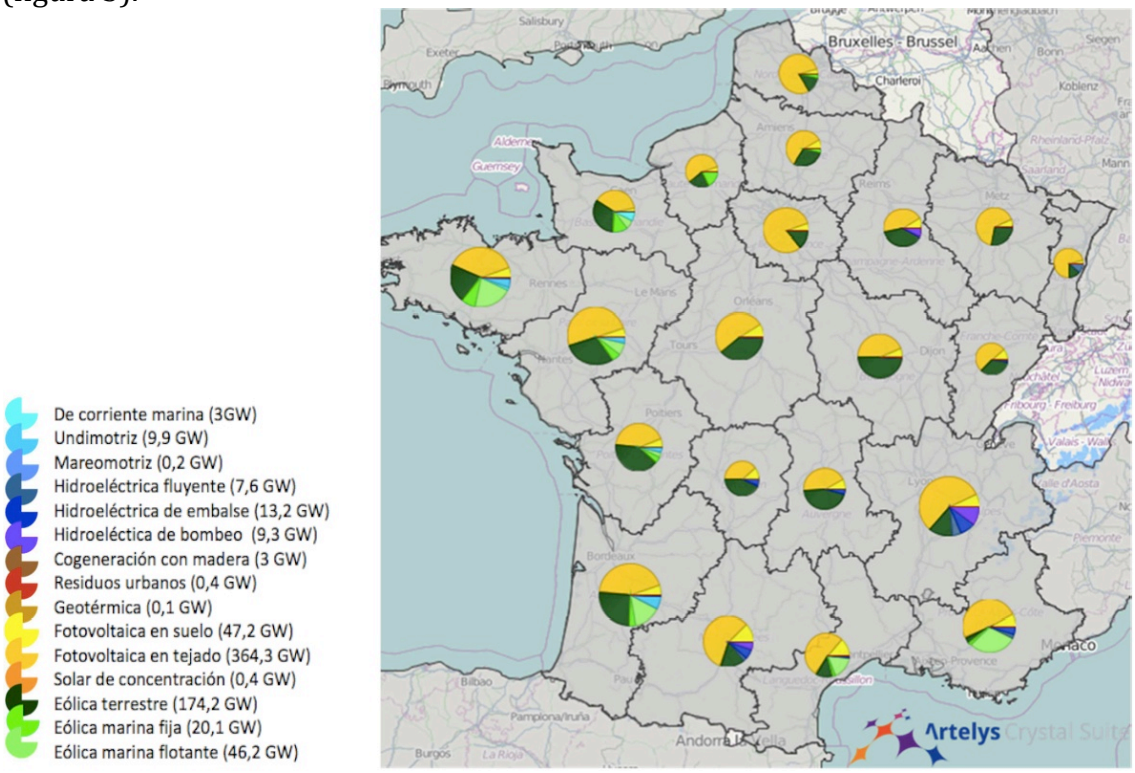

Figura 3: Potencia máxima disponible por tecnología y región (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Otras ligaduras que se tienen en cuenta son las características técnicas de cada tecnología, como el tiempo de encendido (que es diferente, por ejemplo, en eólica de nueva y vieja generación), el tiempo de descarga de sistemas de almacenamiento, etc.

El coste de cada tecnología, que es un parámetro fijo, se extrapola basándose en la bibliografía existente y en las condiciones climáticas de cada región: el coste del kWh fotovoltaico, por ejemplo, depende del nivel de irradiación, y por tanto depende de la zona climática. Se usa la fórmula LCOE (coste promediado de la electricidad, en inglés), que tiene en cuenta costes de inversión, tasa de actualización, costes de mantenimiento, costes de combustibles (si los hubiera) y coste de conexión. En las figuras 4 y 5 se muestran varias estimaciones de costes de diferentes tecnologías.

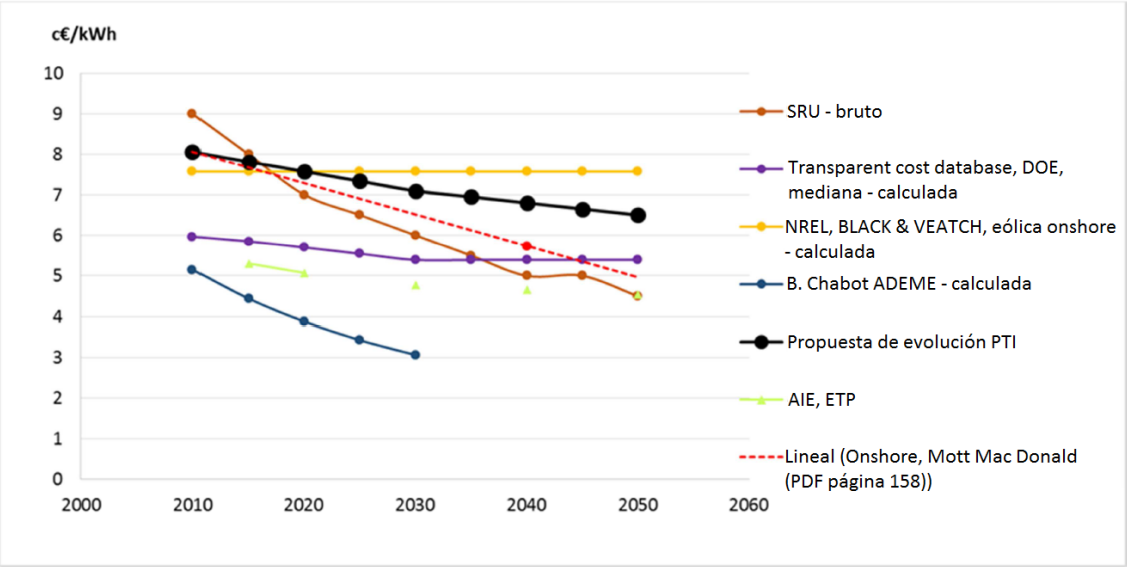

Figura 4: Varias estimaciones de coste futuro de la energía generada con tecnología eólica terrestre (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

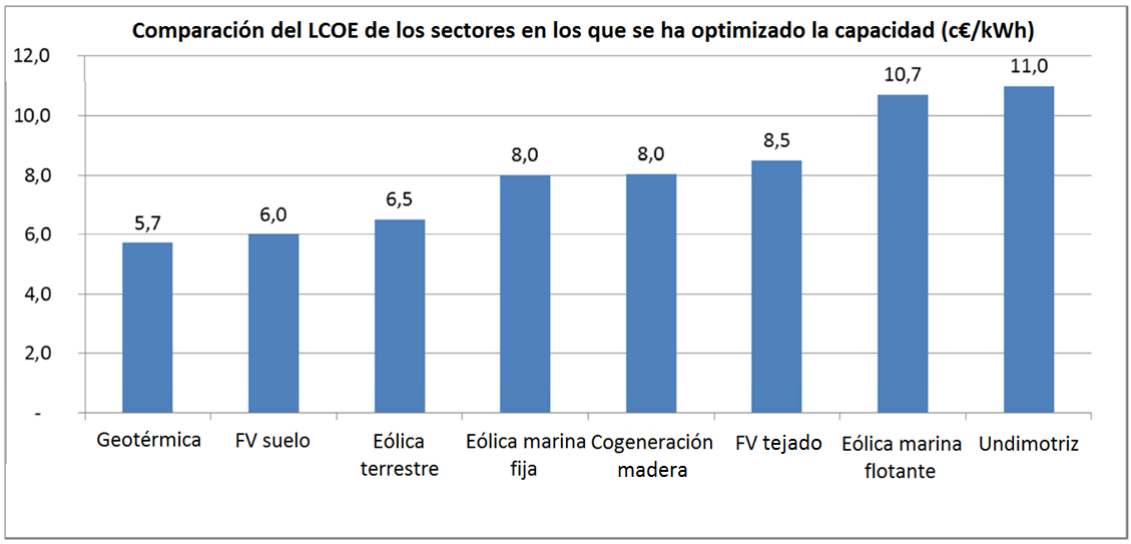

Figura 5: Estimaciones de coste del kWh de electricidad generado con diversas tecnologías en 2050 (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

La curva de demanda hora a hora de cada región también es un parámetro fijo. Para construirla se usan datos reales de demanda 2013 y se re-escalan por el valor global de la demanda de electricidad que se espera que haya en 2050. Este nivel global dependerá de si se realizan o no políticas de ahorro y eficiencia energética en el país, como marcan las directivas europeas; se consideran ambas posibilidades.

Aunque se usan datos reales de demanda, se considera la posibilidad de gestionar dicha de demanda. Se llama gestión de la demanda (GDE) al conjunto de técnicas que influyen en el consumo de las redes eléctricas ya sea en el ámbito local o de todo el sistema, por lo general con un objetivo de mejora de eficiencia o seguridad. Esto incluye medidas bosquejadas en la figura 6 y destinadas a reducir el consumo durante picos de demanda, aumentar el consumo durante valles de demanda, desplazar consumo de unos instantes a otros y, en general, reducir el consumo. Por ejemplo, electrodomésticos como la lavadora o el lavavajillas podrían utilizarse en cualquier momento del día; lo óptimo desde el punto de vista del sistema eléctrico es que se utilicen en el momento de máxima producción, que es alrededor del mediodía, cuando la fotovoltaica más produce. La gestión de la demanda favorece la integración de las energías renovables, la generación distribuida y, el efecto que se considera más relevante en este informe, optimiza el dimensionamiento de la infraestructura.

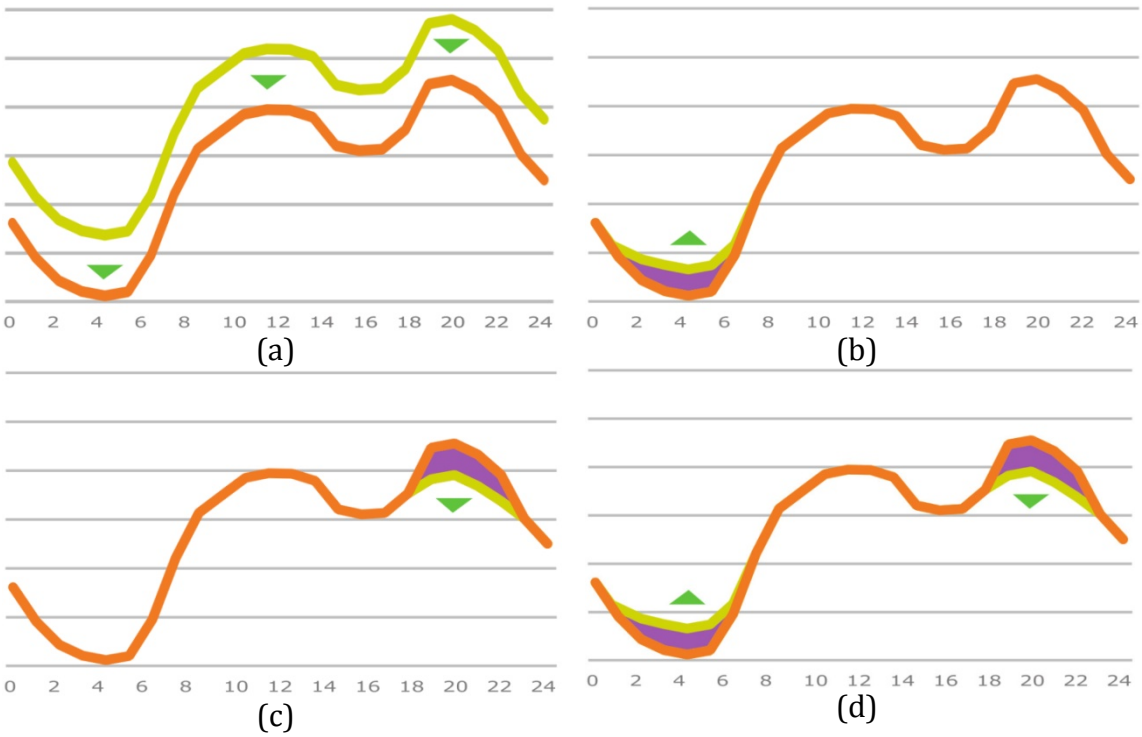

Figura 6: Efectos de la GDE en la curva de consumo agregado: a) reducción del consumo, b) aumento del consumo en valles, c) reducción del consumo en picos y d) desplazamiento de consumo de picos a valles (Fuente: Red Eléctrica de España)

En el informe de ADEME considera las siguientes medidas, ordenadas de menor a mayor importancia:

- Gestión del momento de uso de determinados electrodomésticos.

- Calentamiento del agua caliente sanitaria en horas valle.

- Recarga de la flota de coches eléctricos o híbridos (se estima que habrá en Francia 10 millones de ellos en 2050) en el lugar de trabajo o en casa en los momentos adecuados (conociendo la distribución diaria de trayectos de modo que se asegure la disponibilidad del vehículo, que se representa en las figuras 7 y 8).

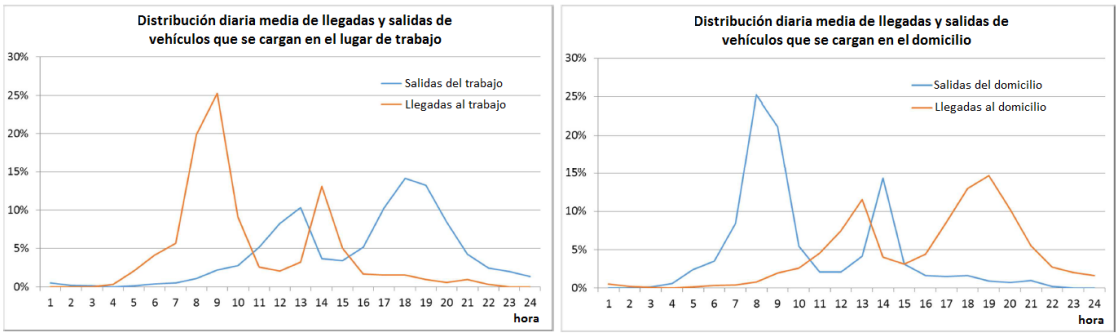

Figura 7: Distribución de los trayectos de vehículos: vehículos cargados en el trabajo (izquierda) y en el domicilio (derecha); llegada al lugar de carga (rojo) y partida del lugar de carga (azul). El primer pico corresponde al desplazamiento desde el hogar hacia el trabajo por la mañana y el último al trayecto inverso; a mediodía también hay un repunte de los desplazamientos.

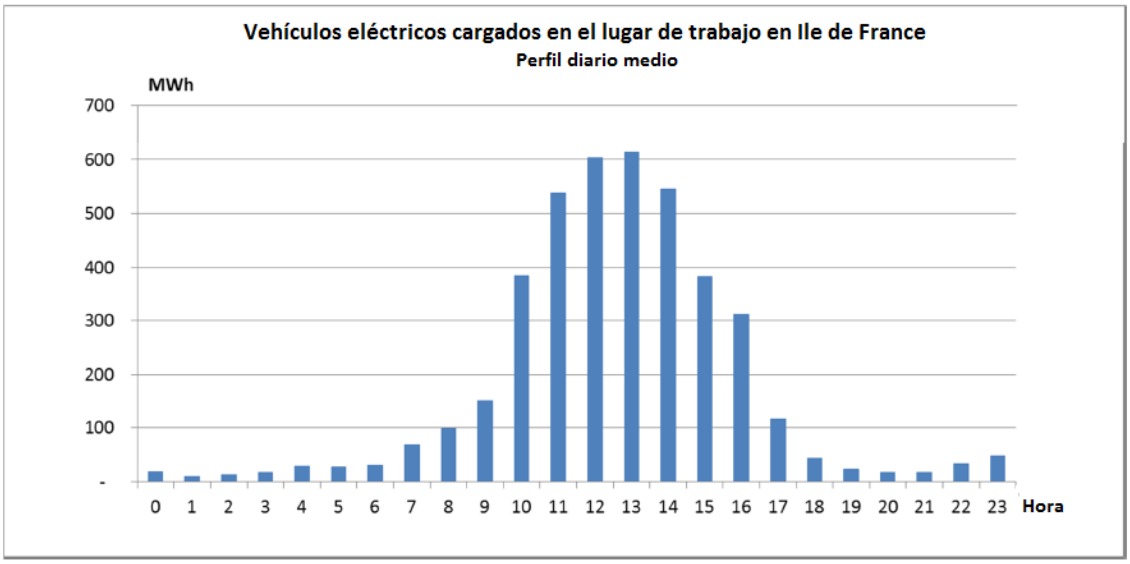

Figura 8: Energía eléctrica transferida desde el sistema eléctrico a los coches eléctricos cada hora durante la jornada laboral (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

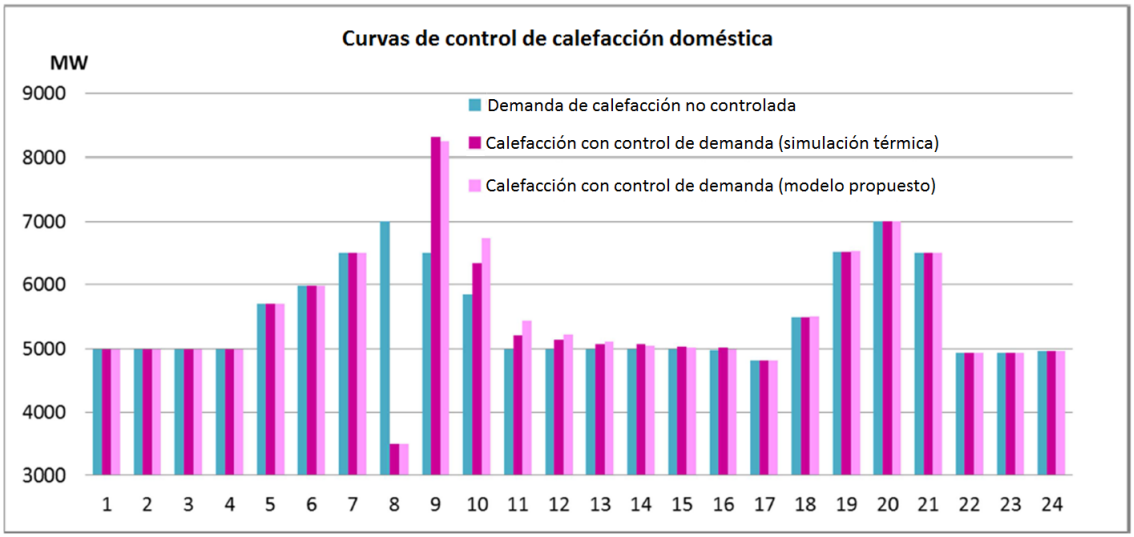

Figura 9: Ejemplo de gestión de la demanda en varios hogares: se reduce al mínimo la energía usada para calentar durante la hora 8 (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

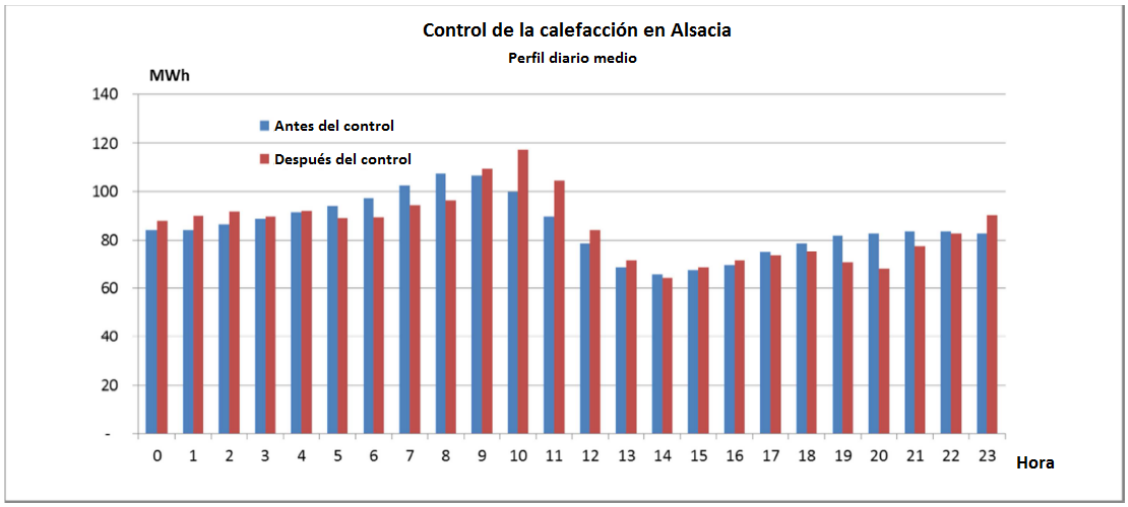

Figura 10: Efecto que tiene realizar muchos de los traslados de la figura anterior en el consumo total de energía eléctrica para calentamiento en la región de Alsacia: el pico de demanda de las 8 horas se desplaza a las 10 (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

- Gestión de un 75% del calentamiento eléctrico de los hogares aprovechando que un tercio de las calefacciones francesas son eléctricas[27]. Con estimaciones del comportamiento térmico de las viviendas, se puede apagar brevemente y alternativamente la calefacción de un porcentaje de los hogares de modo que no tenga efectos en la calidad de vida pero ayude a suavizar y/o

[27] Si bien la tendencia actual es a reducir el uso de electricidad en calefacción, la integración de las energías renovables debería revertir dicha tendencia http://www.atlante.fr/panorama-du-chauffage-electrique-en-france/

desplazar los picos de demanda agregada de energía, como se representa en las figuras 9 y 10.

Para llevar a cabo todas estas medidas sería necesaria una nueva generación de contadores, cuyo coste estimado se incluye en el modelo.

Para el transporte, se usa la red existente en Francia, esquematizada en la figura 11, abriendo la puerta a aumentar o reducir su capacidad. Esta modificación se incluye en el coste al hacer el cálculo. Las pérdidas de transporte están incluidas en la estimación de la demanda.

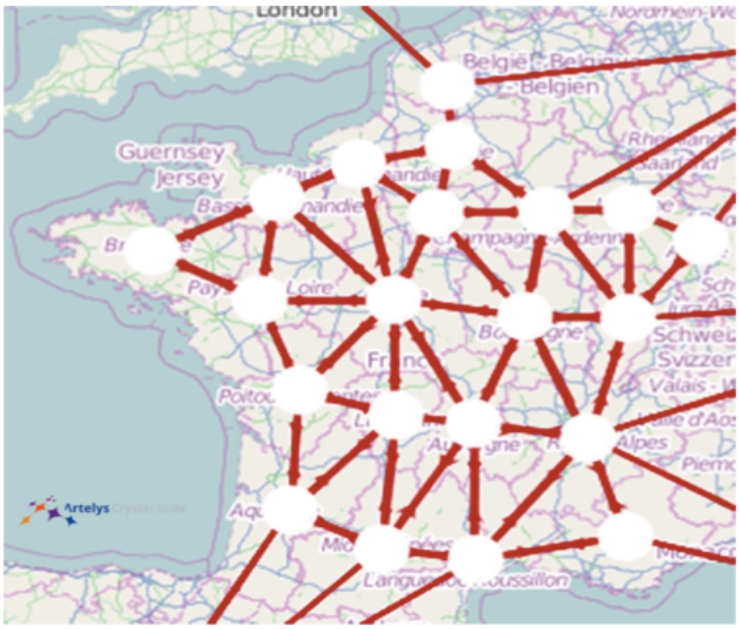

Figura 11: Esquema de las redes de transporte de electricidad. Cada región está representada como un punto blanco y la capacidad de interconexión entre dos regiones está representada por el grosor de la línea roja que las une (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Lo que no se incluye es la red de distribución ni el coste asociado a ampliarla: se considera una hipótesis con poco impacto porque la mayor parte de la producción se inyecta en la red de transporte.

También se incluyen, como parámetros fijos, los datos de cinco grupos de países fronterizos (Europa Central, Península Ibérica, Europa Media, Europa del Sur, Reino Unido e Irlanda), de modo que se abre la posibilidad a comprar y vender electricidad al extranjero como método adicional de garantizar el suministro y estabilizar el sistema. Para ello, se trabaja bajo la hipótesis de que estos países cumplen para 2050 el objetivo europeo de 80% de electricidad renovable y el nivel de interconexión previsto de 20 GW, y se usan datos climáticos reales de dichos países para estimar su producción de electricidad, su consumo y, por lo tanto, su necesidad de importar o exportar.

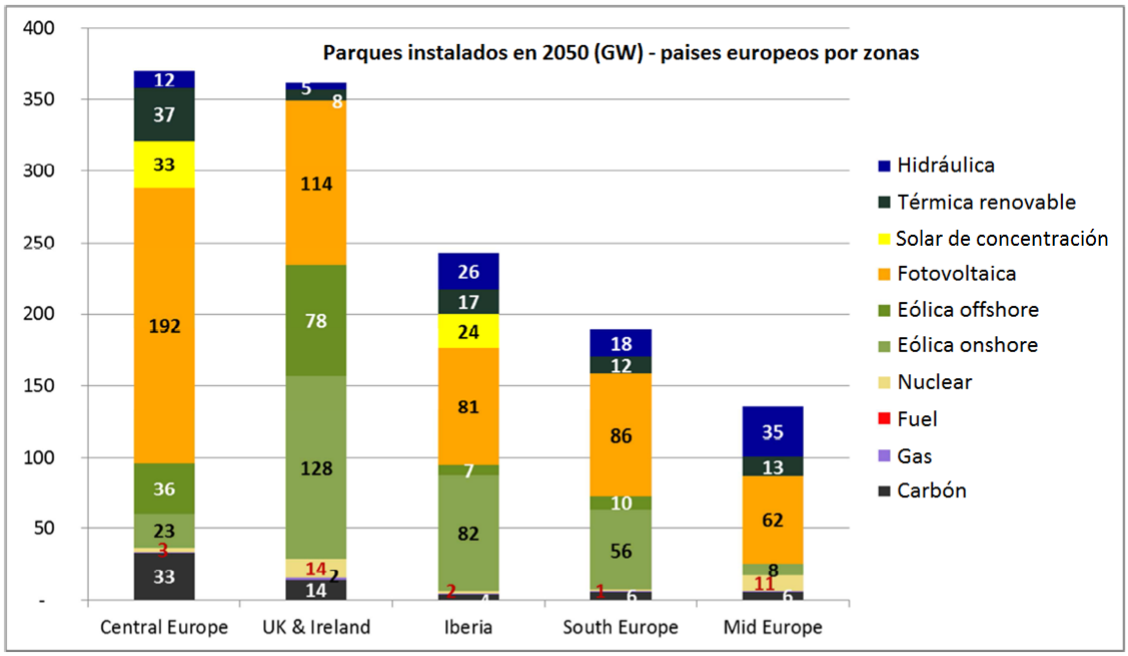

Figura 12: Mix utilizado para cada una de las regiones fronterizas (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

4.4. El *mix* óptimo.

El resultado del cálculo de ADEME puede verse en las figuras 13, 14 y 15. En la primera se ve la potencia instalada de cada tecnología en cada región. En la segunda y tercera, una comparación entre la cantidad de electricidad producida con cada tecnología hoy en día y en 2050.

El primer resultado que vemos es que es posible un mix 100% renovable que garantice el suministro de electricidad sin necesidad de respaldo por tecnologías contaminantes. Frente a las afirmaciones del oligopolio eléctrico español de que por cada 100 GW renovables hacen falta 100 GW de ciclos combinados, el cálculo de ADEME muestra que por cada 100 GW renovables hacen falta 35GW de almacenamiento y 20 GW de redes de transporte dentro del país (parte de estos 20 GW, además, ya están disponibles, para atender a las necesidades actuales de transporte). Tampoco hace falta sobredimensionar enormemente el parque de generación: la punta de producción renovable es sólo un 33% superior a la máxima demanda de electricidad; la capacidad nominal ha de aumentar un 55% con respecto a la actual, no un 100% (recordemos que el consumo total se reduce en un 25% aproximadamente).

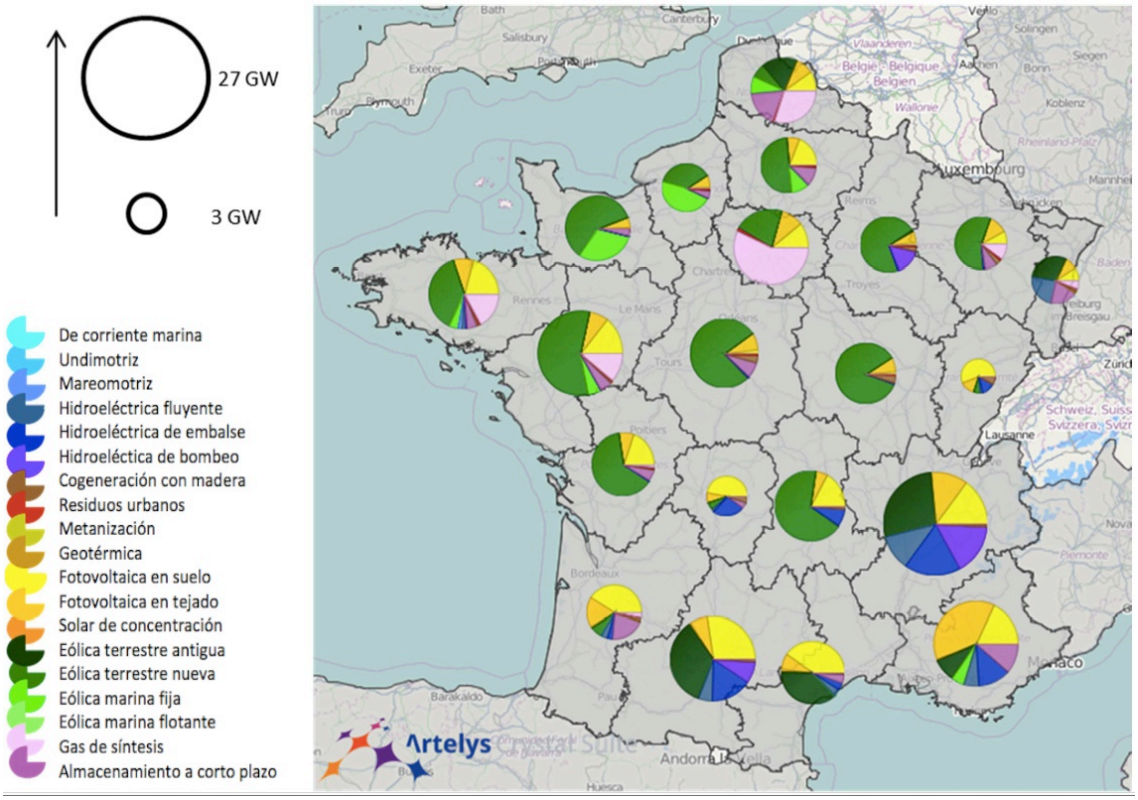

Figura 13: Capacidad instalada por tecnología y región en el modelo previsto para 2050.

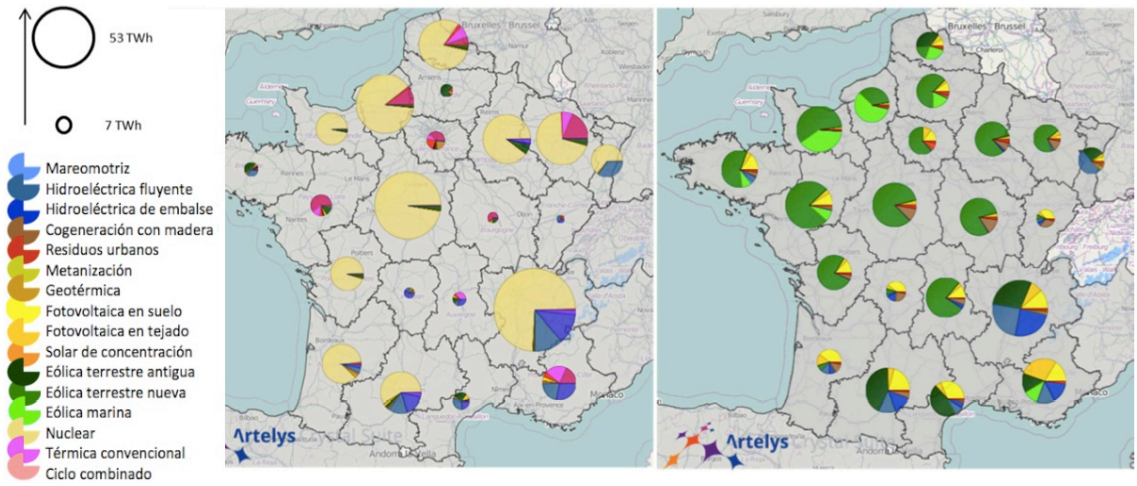

Figura 14: Producción por tecnología y región en la actualidad y en 2050 (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

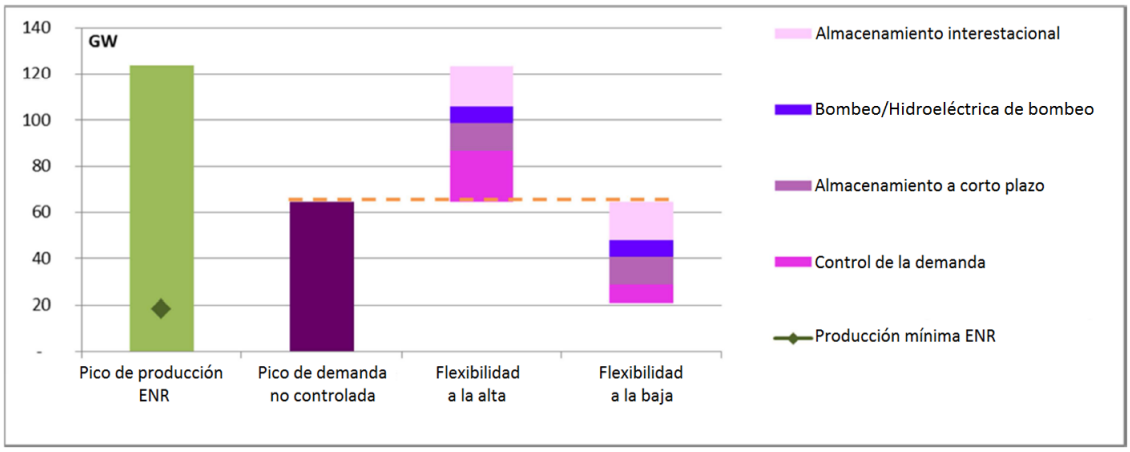

Figura 15: Punta y valle de producción de electricidad comparada con la punta de producción no gestionable y con la capacidad de almacenamiento y gestión de la demanda (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Destaca por motivos obvios la desnuclearización. La energía nuclear, que proporciona un gran porcentaje de la electricidad francesa en la actualidad, es sustituida fundamentalmente por energía eólica (en tres variantes: terrestre de antigua generación, terrestre de nueva generación y marina[28]), que pasa a ser la tecnología de base. Esta tecnología es complementada sobre todo con fotovoltaica, especialmente en las regiones del sur, y con hidroeléctrica, especialmente en las regiones montañosas. Que el *mix* de referencia varíe mucho de región a región es esperable: esto se debe a que los costes de transporte de electricidad son menores que la ventajas competitivas de cada tecnología entre una región y otra. Por ejemplo, para satisfacer demanda en el norte sale más rentable instalar fotovoltaica en el sur y transportarla que instalar fotovoltaica en el norte. Eso sí, sería necesario (y está estimado en el cálculo del coste) cambiar la capacidad de transporte, como se representa en la figura 16, pues ahora mismo las redes de transporte están determinadas por la localización geográfica de las centrales nucleares.

[28] La eólica marina no aparece mucho, porque se estima que seguirá siendo cara y no aporta un perfil suficientemente diferenciado. La nueva generación de eólica no desplaza totalmente a la vieja, porque tienen características técnicas diferentes. Esta nueva generación permite producir con vientos más débiles y arrancan más deprisa, de modo que alcanzan rápidamente su potencia nominal; como contrapartida, su potencia nominal es menor para un tamaño dado.

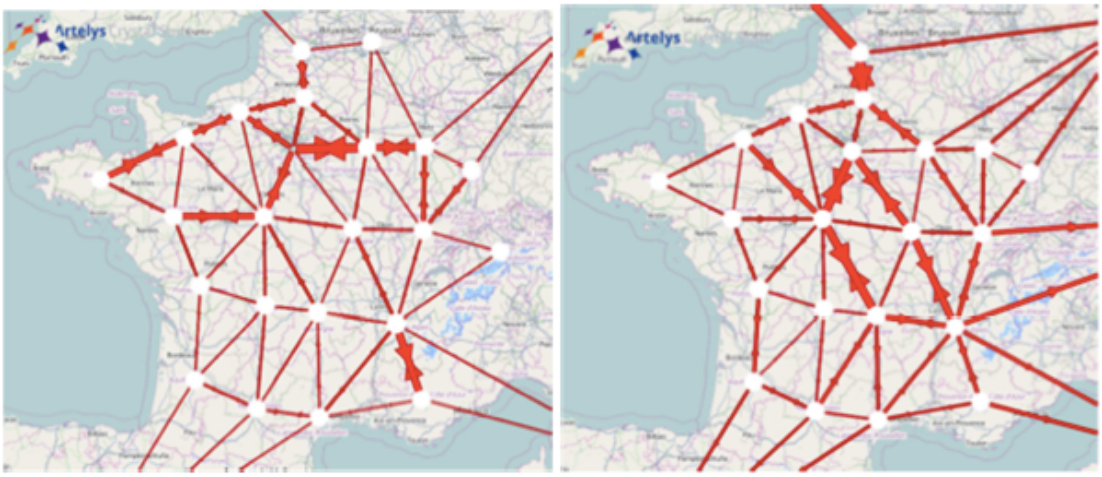

Figura 16: Cambio en las redes de transporte necesario para el cambio de modelo. Cada región está representada como un punto blanco y la capacidad de interconexión entre dos regiones está representada por el grosor de la línea roja que las une (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Como veíamos, el hecho de una tecnología produzca el kWh más barato no se traduce en un 100% de esa tecnología en el *mix*: a nivel nacional, hay un 63% de potencia eólica, un 17% de solar y un 13% de hidráulica. Este ratio ¼ entre potencia solar y potencia eólica ya se ha encontrado en otros estudios[29] y está relacionado, como veremos, con aprovechar las características horarias de cada tecnología. Si bien el resto de tecnologías son minoritarias, se aprovechan todas ellas. En particular, las gestionables como la cogeneración con madera se utilizan en las horas de mínima producción fotovoltaica.

4.5 Funcionamiento diario, semanal y estacional.

En esta sección tratamos de dar una idea de cómo funciona hora a hora, día a día y mes a mes un *mix* 100% renovable. Para ello representaremos curvas de generación y de demanda. En las de generación, se representa, para cada instante de tiempo, la cantidad de energía eléctrica producida con cada tecnología (a cada una corresponde un color). En las de demanda, se representa la energía demandada, ya sea para consumirla o para almacenarla para su uso posterior.

Si uno observa las curvas de generación (figura 17) y gestión de la demanda (figura 18) de un día concreto cualquiera, puede detectar las siguientes características generales:

[29] https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf

- La eólica asegura globalmente la demanda, por ser la más presente en el *mix* de generación (de hecho, veremos en figuras posteriores que durante algunas semanas cubre el 100% de la demanda).

- La fotovoltaica contribuye con un pico de generación centrado en el mediodía y con una anchura de unas 8 horas.

- La gestión de la demanda permite situar parte del consumo de energía justo en esas horas, de modo que la producción fotovoltaica no se desperdicia.

- El resto de esa producción se almacena para usarse unas horas después, cuando tanto la producción fotovoltaica como la eólica caen (la segunda mucho menos). Parte de la demanda de electricidad de esas horas se ha trasladado a mediodía, para minimizar la necesidad de almacenamiento.

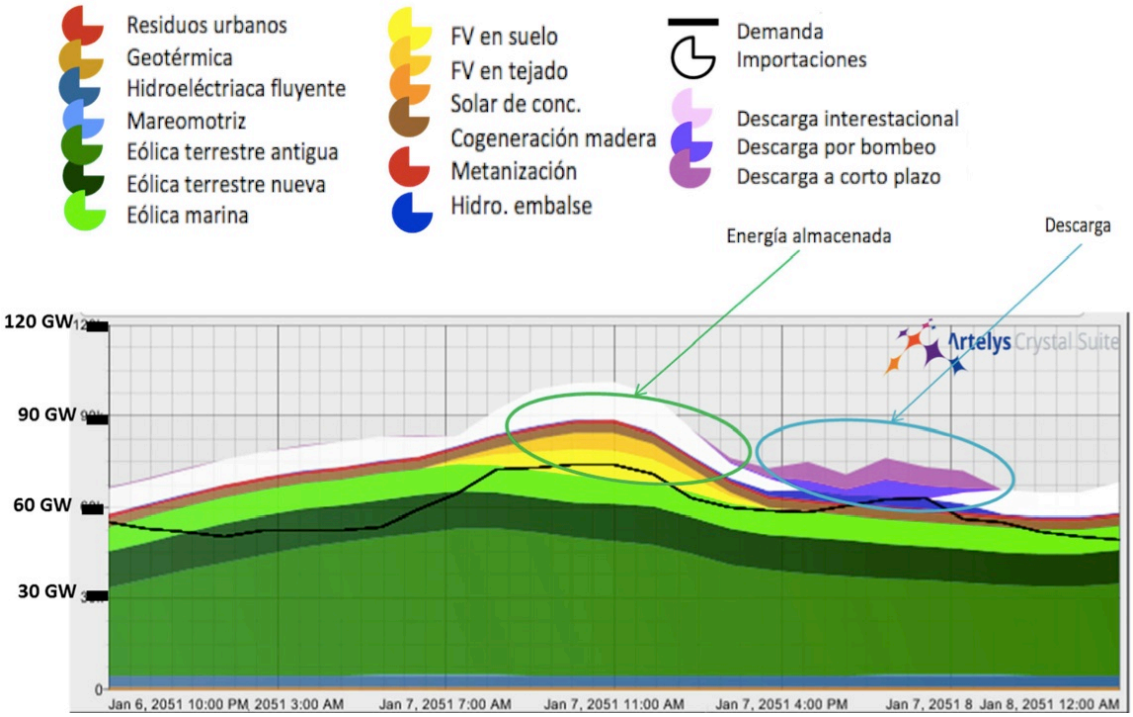

Figura 17: Curva de generación diaria (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

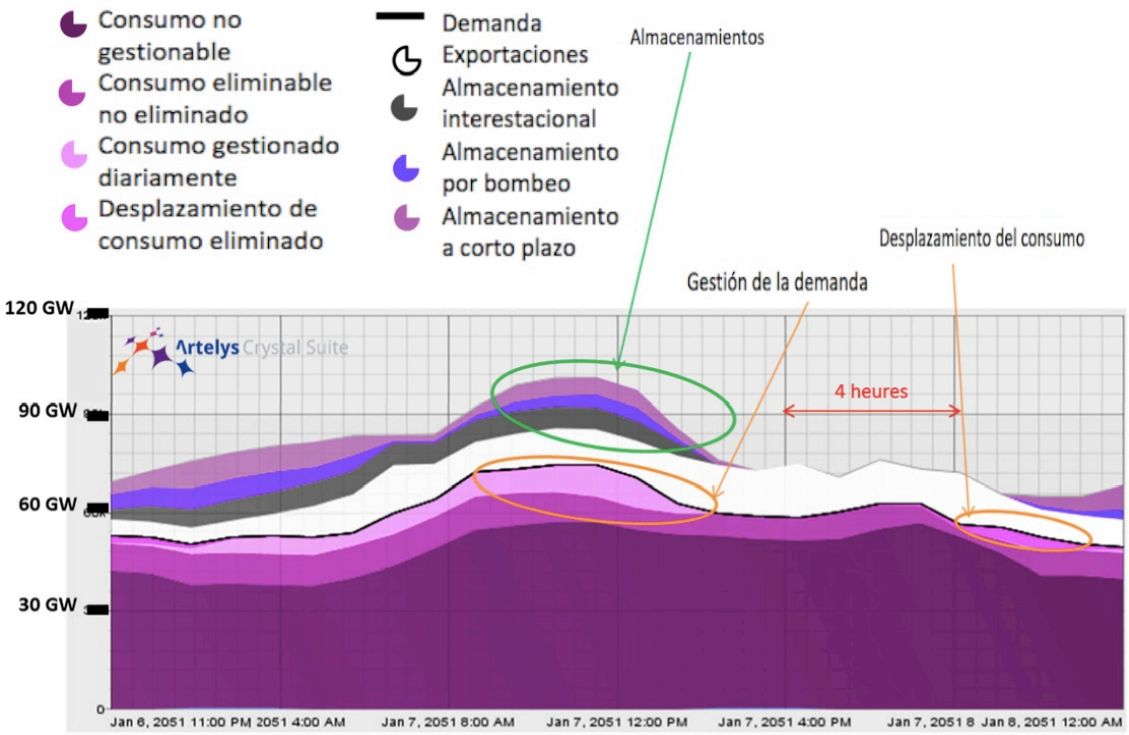

Figura 18: Curva de gestión de la demanda diaria (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Este almacenamiento se realiza con baterías y ACAES (almacenamiento adiabático por aire comprimido, en sus siglas en francés). También en menor medida con centrales hidroeléctricas con sistemas de bombeo. La relación ¼ entre potencia solar y potencia eólica se sigue de esta situación: si se intenta aumentar la cantidad de una de las dos tecnologías, por ejemplo por ser más barato el kWh producido por ella, aumenta la necesidad de almacenaje y el sobrecoste correspondiente supera ese ahorro[30].

Observando el perfil diario y semanal de generación y gestión de la demanda de la figura 19, se observa que este patrón diario se repite día a día: la eólica proporciona la potencia de base y el pico de producción solar del mediodía se utiliza para desplazar demanda a esos instantes y para almacenar energía que se consumirá horas después.

[30] Aunque relativamente robusta, esta relación variará dependiendo de la relación de costes y en situaciones donde otras tecnologías, en partículas aquellas gestionables, estén disponibles.

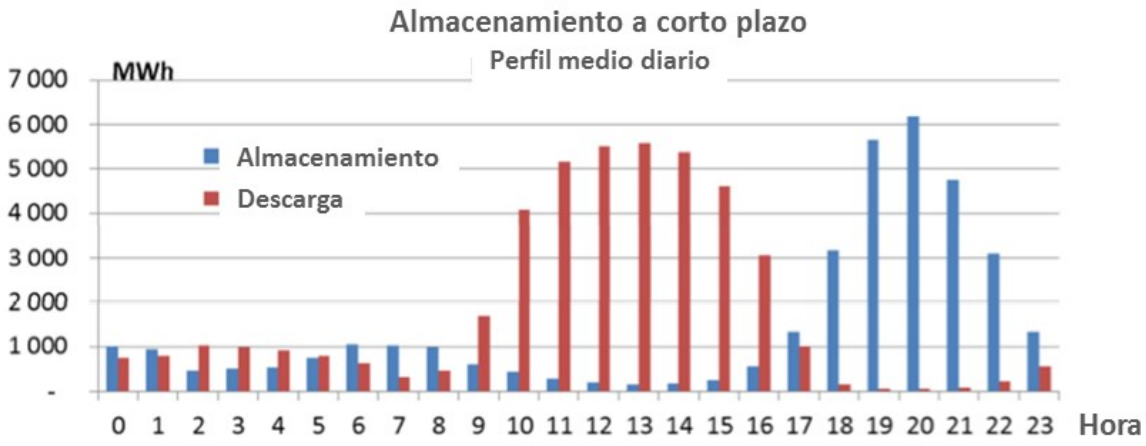

Figura 19: Perfil de funcionamiento del almacenamiento a corto plazo (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Sin embargo, dentro de un periodo de varios días, la generación eólica puede variar debido a diferentes condiciones climáticas. En ese momento entran en funcionamiento sistemas de almacenamiento de término medio: los excesos de producción eólica de una o varias semanas (o de fines de semana, en los cuales el consumo baja), pueden almacenarse en centrales hidroeléctricas con bombeo y consumirse en semanas sin viento, como se ve en las figuras 20, 21 y 22.

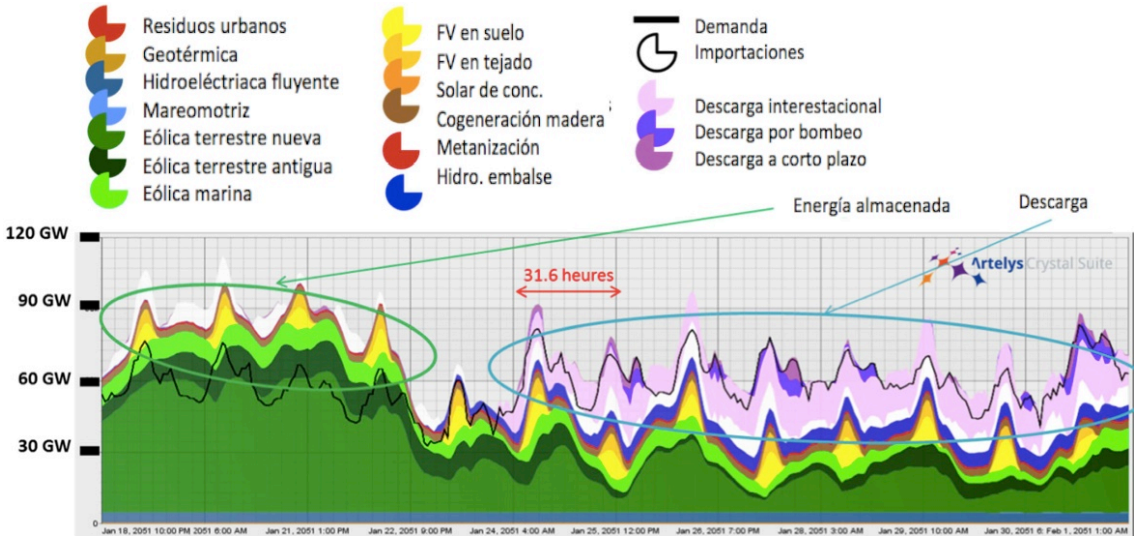

Figura 20: Curva de generación de dos semanas consecutivas, la segunda con significativamente menos viento que la primera (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

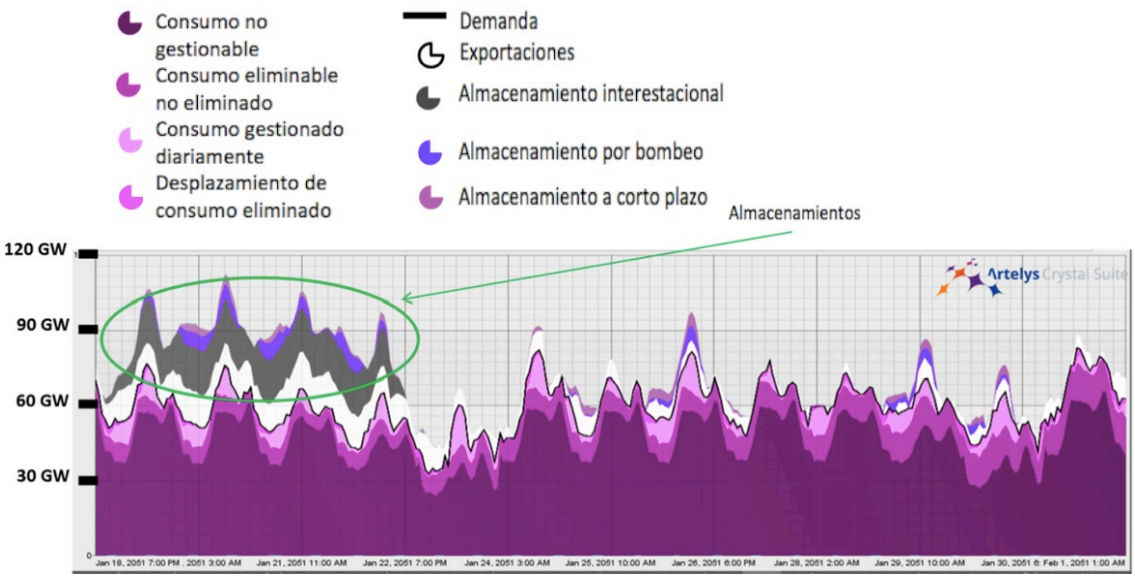

Figura 21: Curva de gestión de la demanda de dos semanas consecutivas, la segunda con significativamente menos viento que la primera (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

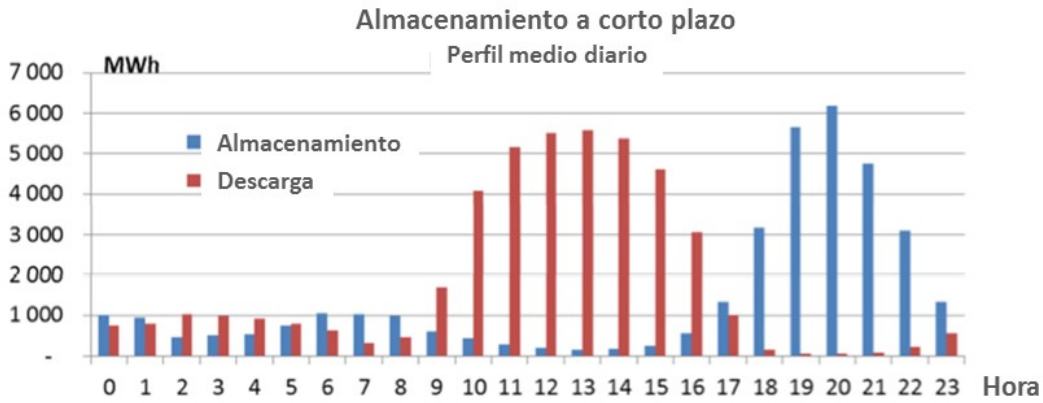

Figura 22: Perfil de funcionamiento del almacenamiento con bombeo (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Lo mismo ocurre a nivel anual, como se ve en las figuras 23 y 24: aunque el pico de producción anual eólica suele coincidir con el pico de demanda y con el mínimo de producción solar, es necesario tener sistemas que mantengan el equilibrio anual. También para superar condiciones extremas como olas de frío sin viento. Para ello se utiliza las tecnologías "*power to gas*"[31] (generación con electricidad de metano a partir de residuos) y "*gas to power*" (el proceso inverso)[32].

[31] http://www.ademe.fr/etude-portant-lhydrogene-methanation-comme-procede-valorisation-lelectricite-excedentaire

[32] Netamente, se impone que haya equilibrio anual entre los dos procesos, para que no haya que importar ni exportar gas.

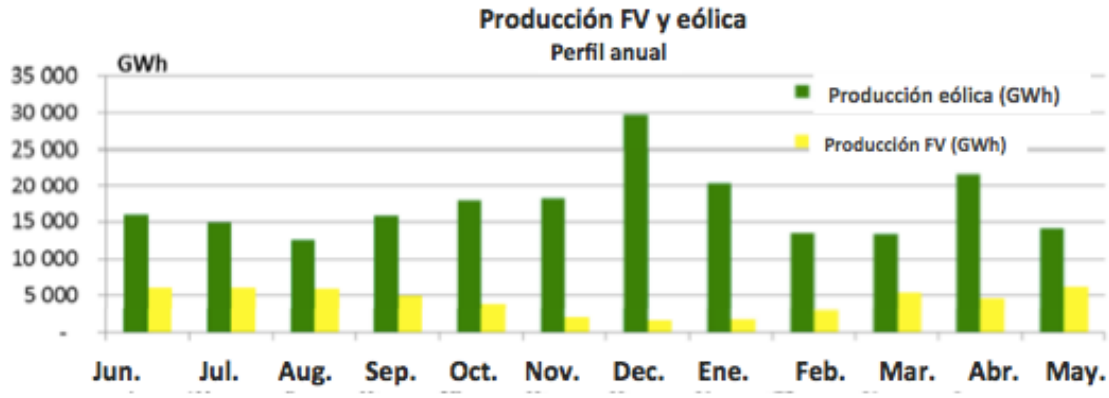

Figura 23: Curva de producción eólica y fotovoltaica (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

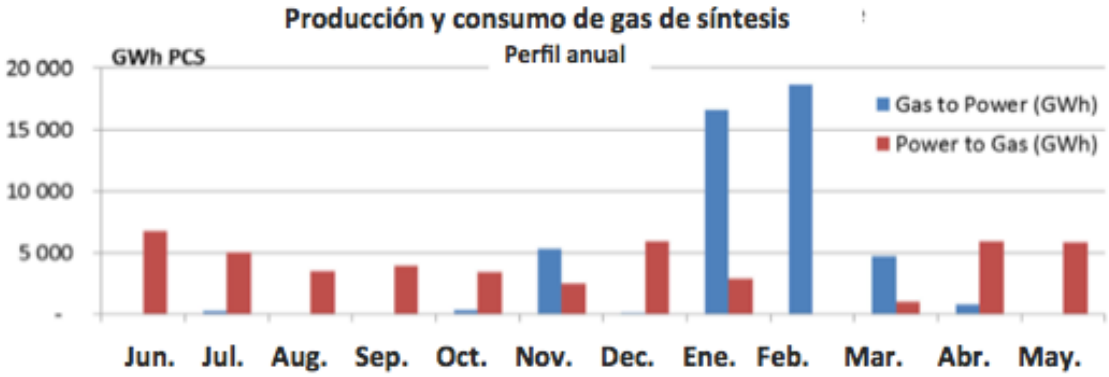

Figura 24: Curva de almacenamiento interestacional (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Para encontrar este *mix* óptimo, ADEME ha trabajado con los datos de un año climático real. Después ha comprobado cómo, sin modificarlo, este sistema eléctrico propuesto se comporta en otros seis años climáticos reales. Eso supone más de 60.000 horas que incluyen picos de demanda debidos a una ola de frío histórica, caídas de la producción eólica debido a semanas sin viento, de la fotovoltaica debido a semanas sin sol y el año más seco en los últimos 50, con la consiguiente pérdida de capacidad de almacenamiento en centrales de bombeo. La figura 25 representa a modo de ejemplo el grado de uso de los aerogeneradores entre los años 1980 y 2013, que depende fuertemente de estos datos climáticos.

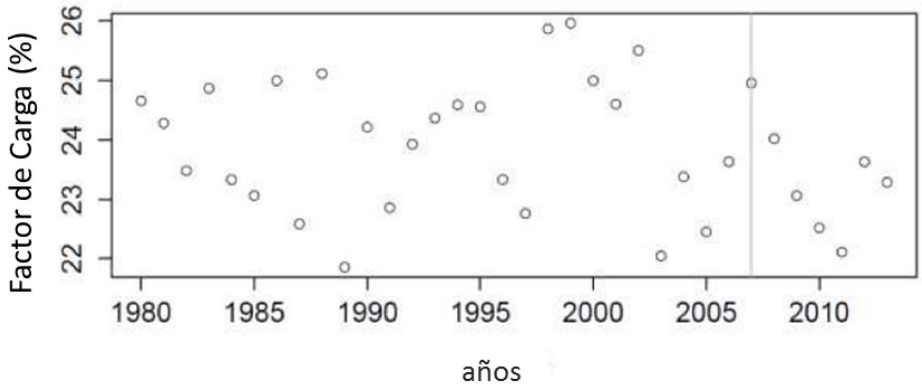

Figura 25: Grado de uso de los aerogeneradores en diferentes años (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

El resultado es que el sistema eléctrico propuesto es capaz de garantizar la demanda durante estos 6 años con la excepción de 2 días. Los consiguientes cortes de suministro se podrían haber evitado con un 1% más de almacenamiento o con un servicio de interrumpibilidad. Este último es un servicio disponible en varios países de Europa (en España, por ejemplo) según el cual los grandes consumidores de electricidad (siderurgia, cementeras...) se comprometen a parar puntualmente su maquinaria si se lo pide el operador del sistema eléctrico, con el fin de garantizar la estabilidad de este.

4.6. Coste.

El coste de la electricidad en este sistema (asumiendo que cada tecnología recibe una retribución igual a su coste), sumando el coste producción, almacenamiento, transporte y distribución de todos los kWh generados durante un año es 119€/MWh. De esta cantidad, un 65% está asociado a la producción de energía, un 8% al almacenamiento, un 4% a transporte y un 23% a distribución.

Este precio es alrededor de un 30% superior al actual, de 91€/MWh. No obstante, a la hora de comparar, hay que tener en cuenta que es posible que la construcción o los combustibles que usan las centrales actuales se encarezcan. En particular, las centrales nucleares francesas son antiguas, y toda central nuclear que se quiera tener funcionando en 2050 tendrá que ser construida de nuevo. En ese sentido, resulta muy ilustrativo tener en cuenta que el coste de la electricidad nuclear de nueva construcción es como mínimo de 109€/MWh, según nos indica el ejemplo de la central de Hinkley Point C, en Inglaterra[33]; mientras tanto, el coste de generación en el *mix* de ADEME es de 77€/MWh (el 65% de los 119€/MWh mencionados antes).

[33] Este es el precio garantizado al que venderá la electricidad, establecido para asegurar que cubre sus costes de construcción y operación. Los sobrecostes, similares a los de Flamanville, puede que eleven esta cifra.

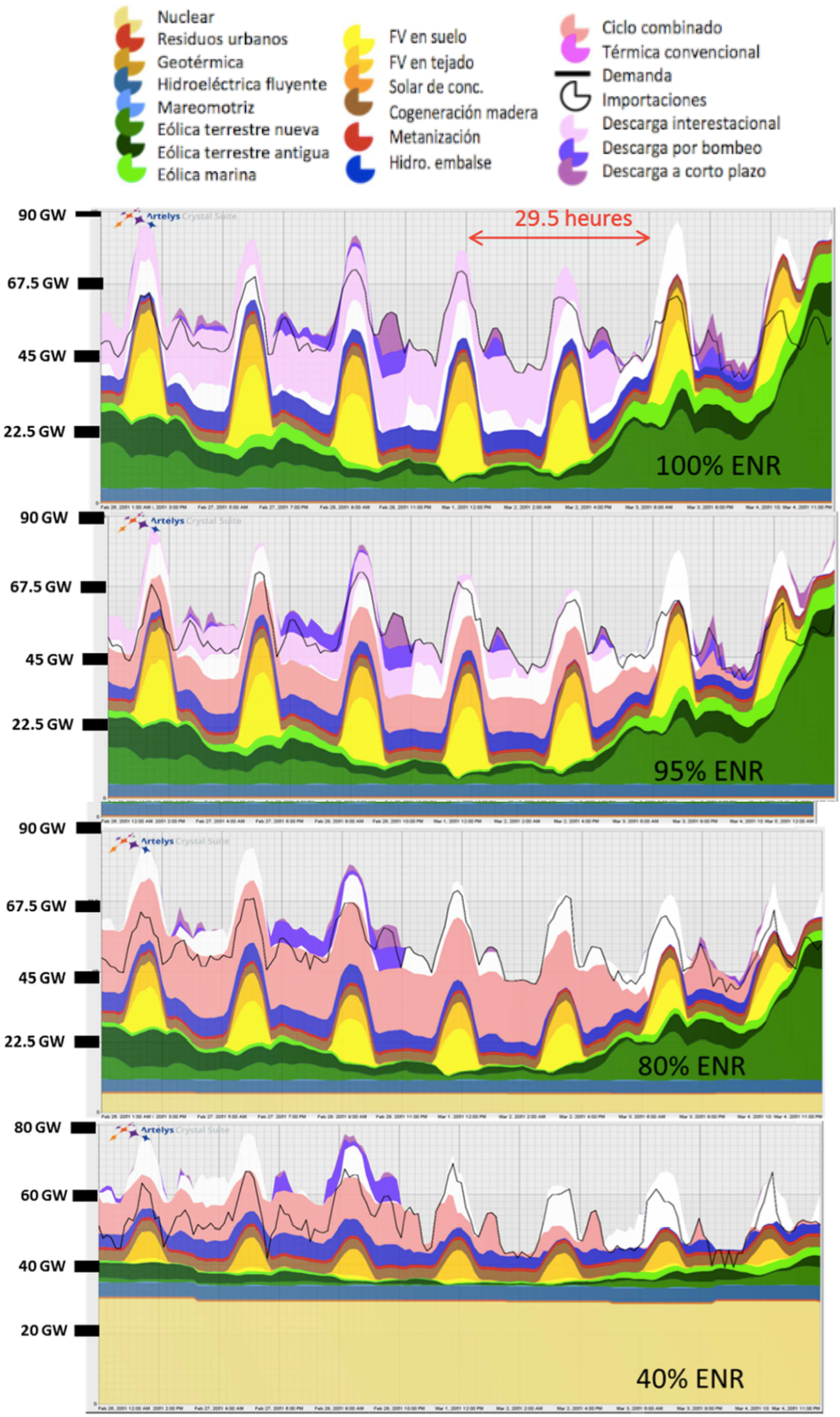

Figura 26: Perfil anual de generación para varios niveles de generación renovable (ENR) (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

De hecho, ADEME estima en su estudio cuál sería el resultado de relajar el requisito de tener un parque 100% renovable, permitiendo la inclusión en el *mix* centrales de ciclo combinado y nucleares (a las que se asigna un coste de sólo 80€/MWh). El resultado se representa en la figura 26. Como cabe esperar en estos casos, la nuclear sustituye a la eólica como potencia de base y la térmica desplaza a fotovoltaica y almacenamiento. La potencia instalada disminuye, puesto que nuclear y térmica se hacen funcionar durante más horas al año. La comparación de costes puede observarse en la figura 27. El coste, en todos los casos, resulta apenas un 5% inferior (figura 27). Dado que estas estimaciones no tienen en cuenta externalidades, esto es, beneficios que no pueden capitalizarse (ausencia de residuos, por ejemplo), y que el precio asignado a la electricidad de origen nuclear es poco realista, el parque 100% renovable es muy preferible.

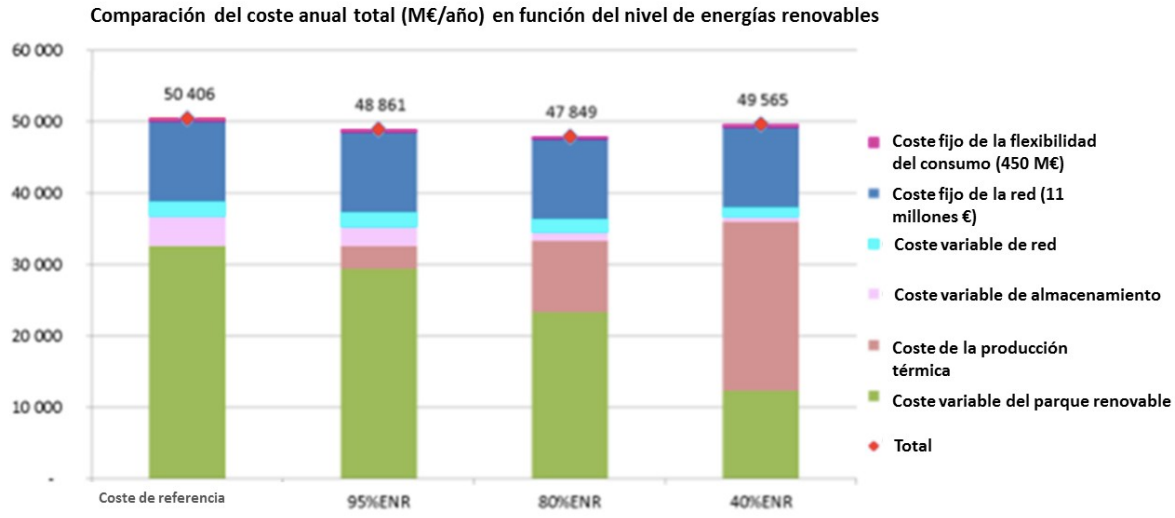

Figura 27: Coste del sistema eléctrico para varios niveles de generación renovable (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

En todo cálculo con parámetros o ligaduras fijados a priori, como es este, conviene siempre estudiar cómo una inadecuada elección de estos afecta al resultado final. Un ejemplo es la discusión que hemos visto sobre cómo influye el porcentaje de generación renovable en el precio final del *mix*. También podría ocurrir, por ejemplo, que instalar aerogeneradores marinos cueste menos o más de lo que se estima inicialmente, bien por un desarrollo más rápido de lo esperado de la tecnología, bien por oposición pública debido a su impacto ambiental. Conviene en ese caso repetir el cálculo asignando al kWh generado con eólica marina un coste diferente y comparar los resultados. ADEME estudia varios casos, entre los que destacamos los siguientes, representados en la figura 28:

- Uno en que se penaliza las redes de transporte debido a su impacto ambiental. En este escenario, se instala más eólica y fotovoltaica en cada región, junto con más capacidad de almacenamiento.

- Uno en que se penalizan la eólica terrestre y la fotovoltaica en suelo, también por su impacto ambiental. En este escenario, se favorece la fotovoltaica en tejado y las fuentes marinas; hace falta más capacidad, transporte y almacenamiento diario (dado que el perfil de generación de la fotovoltaica en tejado es más picudo que sobre suelo, como puede verse en la figura 29) y menos interestacional (dado que las fuentes marinas tienen un perfil anual plano). El coste sube un 6%, no demasiado. Conviene tener en cuenta que, en el caso de referencia, se ocupa un 3% del territorio con eólica terrestre, un 0,1% con fotovoltaica, y un 0,3% de la plataforma continental con eólica marina.

- Uno en que el acceso a la financiación mejora ("tarifa de actualización ventajosa"). Este escenario favorece tecnologías de vida útil larga y bajos costes de mantenimiento. En particular, se hace más rentable instalar fotovoltaica y se favorece la producción local.

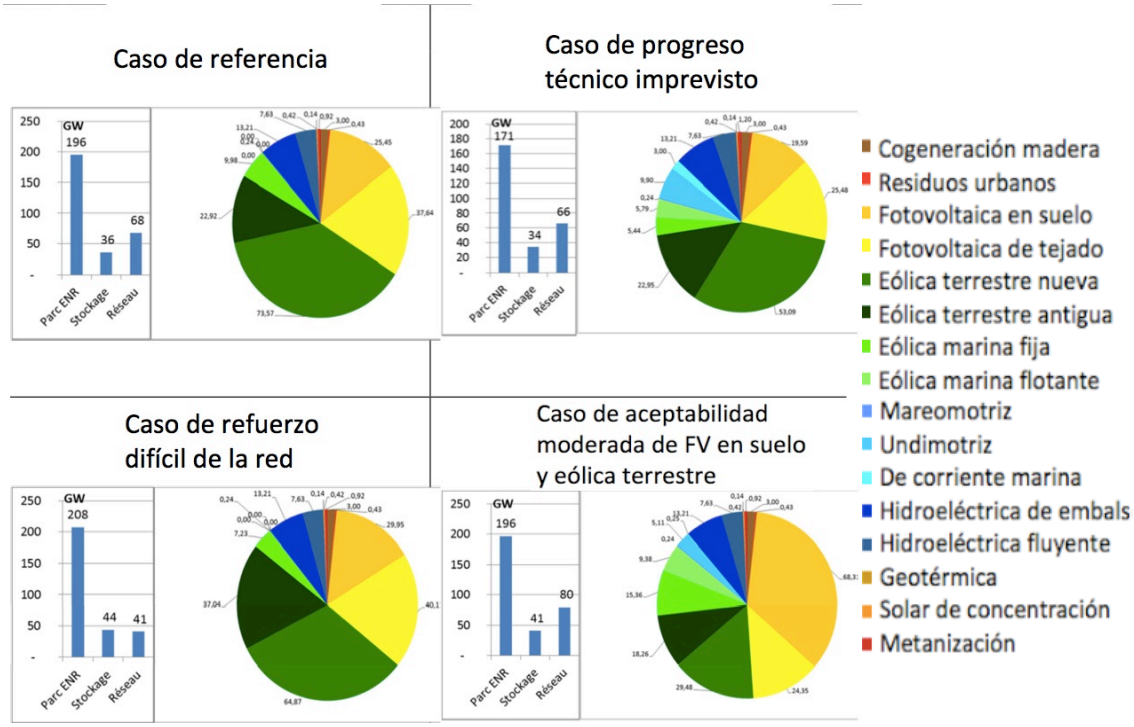

Figura 28: Mixes obtenidos variando los parámetros fijos del modelo (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

Una combinación de estos tres escenarios, aunque no óptima económicamente, podría serlo socialmente: fomentaría el autoconsumo y la generación distribuida (si bien habría que tener en cuenta el coste de adaptar la red de distribución). Otros escenarios serían:

- Uno en que la tecnología eólica es un 10% más barata y otro en que la fotovoltaica es un 10% más barata. El ahorro consiguiente es de un 3% y un 1%

respectivamente. Aquí se pone de manifiesto la necesidad de tener en cuenta los costes del sistema (almacenamiento, redes, etc.); también la robustez del cálculo ante fallos en estimaciones de costes futuros de cada tecnología.

- Uno en que se busca la integración de las tecnologías marinas. Para ello, es necesario conseguir una reducción importante de sus costes.

- Uno en que el consumo es más alto porque no se han tomado medidas de ahorro energético.

- Un año seco, en el que la capacidad de almacenamiento con hidráulica de bombeo es baja.

- Uno sin fotovoltaica y otro sin eólica de nueva generación, para valorar su papel en el *mix*.

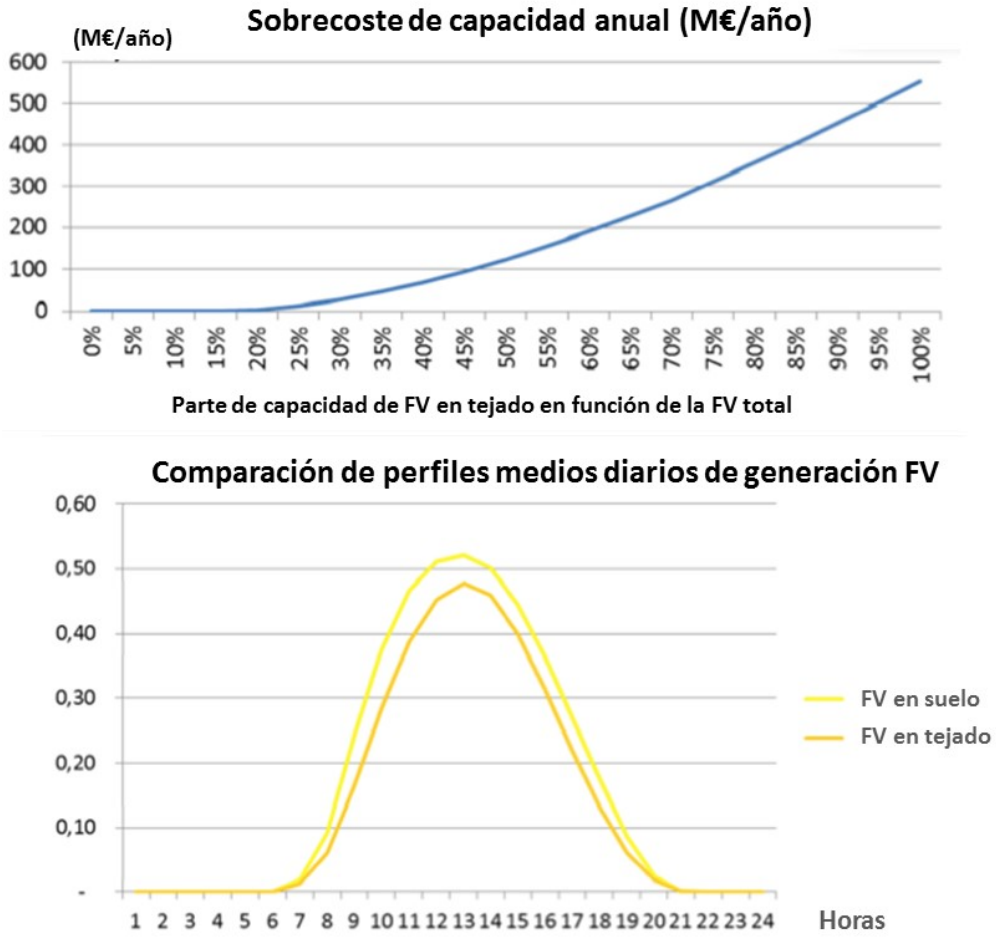

Figura 29: Sobrecoste asociado a sustituir fotovoltaica sobre suelo por fotovoltaica sobre tejado (arriba); comparación de los perfiles diarios de generación de las dos tecnologías (debajo) (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

- Uno en que la gestión de la demanda es peor. Este escenario es interesante, dado que algunas de las tecnologías de gestión de la demanda planteadas por ADEME están aún lejos de poder ponerse en práctica, y por tanto la su estimación de coste puede ser menos fiable. Este es el escenario con mayor sobrecoste en comparación con el caso de referencia: el motivo es que mayores demandas exigen poner en marcha tecnologías menos rentables (como las marinas) y aumentar bastante la capacidad nominal mediante fotovoltaica para cubrir los picos de demanda, con la consiguiente necesidad de almacenamiento.

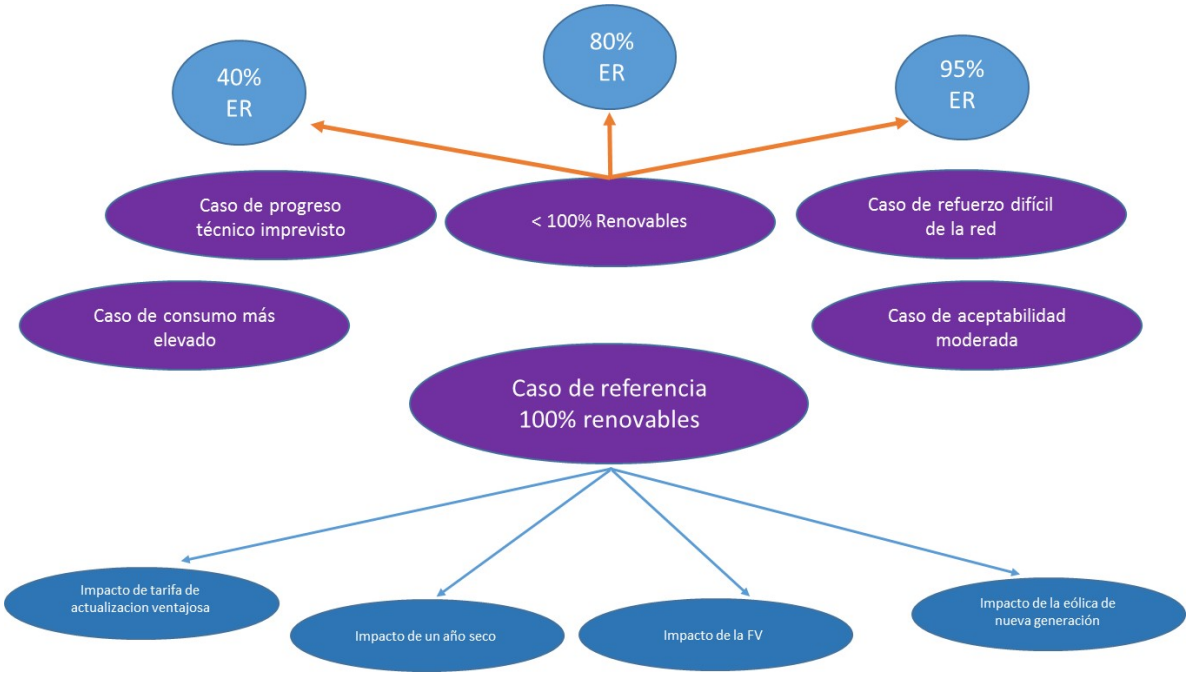

Figura 30: Variaciones sobre el escenario de referencia (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

En la siguiente tabla se recopilan los precios de los casos discutidos.

CASO	Coste unitario (€/MWh)
Coste actual[34]	91
Caso de referencia100% renovable	119
Alto consumo de energía	128
Año seco	123
Progreso técnico imprevisto (especialmente en la eólica marina)	113
Refuerzo difícil de la red	127
95% de energías renovables	116
80% de energías renovables	113
40% de energías renovables	117
Sin fotovoltaica	124
Sin eólica de nueva generación	121
Tarifa de actualización ventajosa	103
Aceptabilidad moderada de FV en suelo y eólica terrestre	127
Dificultades para gestionar la demanda	~150

Tabla 1: Coste Unitario de Casos Concretos de Mix Energético (Fuente: "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050", ADEME, 2015).

[34] Para comparar ese dato con los de las siguientes líneas habría que tener en cuenta el posible aumento del coste del gas natural y del uranio y el hecho que nuevas centrales nucleares deberían construirse con mayores medidas de seguridad, y consiguientemente mayores costes, que las ya existentes.

5. ¿Y España?

5.1. Diferencias con Francia.

Para poder poner en contexto planes de implantación renovable como por ejemplo los presentados por ADEME y comprender su aplicabilidad en España, es importante considerar las similitudes y las diferencias entre los sistemas eléctricos de los dos países. En concreto, existen diferencias importantes, tanto en lo técnico como en lo político, que pueden resultar determinantes a la hora de implantar un sistema 100% renovable, y que resulta relevante discutir.

En el plano técnico, se puede decir que el punto de partida en lo relativo a la estructura de la generación tiene poco que ver en los dos países. Como ya se detalló en la tercera sección, el sistema francés está basado en la utilización masiva de energía nuclear, que alcanza el 77% de la energía generada y una cantidad moderada de hidroeléctrica (13%), seguidas por una pequeña cantidad de combustibles fósiles (carbón, ciclo combinado y fuel no llegan al 9%) y una penetración muy limitada de energías renovables de nueva generación (3% de eólica y menos del 1% de fotovoltaica). Este *mix* de generación es bastante particular, ya que existen muy pocos países en el mundo en los que la energía nuclear domine claramente el *mix*, y en ningún otro hasta el punto en que lo hace en Francia[35]. Por su parte, España tiene un *mix* energético más convencional, que incluye contribuciones comparables de hidroeléctrica, carbón, nuclear y ciclo combinado (figura 31). Sin embargo, en la última década destaca la elevada implantación de diversas energías renovables, que han llegado a suponer más del 40% de la electricidad generada (cerca del 42% en 2014, incluyendo la gran hidroeléctrica), con predominio de la tecnología eólica. Este desarrollo ha colocado a nuestro país en una de las primeras posiciones mundiales en penetración renovable, e incluso como el mayor productor de energía solar termoeléctrica en términos absolutos.

[35] Los ejemplos más cercanos podrían ser Eslovaquia (con un 56,9% de generación eléctrica nuclear), Hungría (53,6%), Ucrania (49,4%), Bélgica (47,5%) y Suecia (41,5%). Sin embargo, en todos estos casos –excepto en el primero- la contribución térmica o hidroeléctrica es comparable a la nuclear, a diferencia de lo que sucede en Francia.

Balance eléctrico anual (1)	Sistema Total nacional	
	GWh	% 14/13
Hidráulica	35.685	5,0
Nuclear	57.179	0,6
Carbón	46.264	9,1
Fuel/gas (2)	6.620	-5,5
Ciclo combinado (3)	25.869	-9,8
Consumos generación (4)	-7.260	2,9
Hidroeólica	1	-
Resto hidráulica (5)	7.056	-0,6
Eólica	51.439	-6,0
Solar fotovoltaica	8.211	-1,4
Solar térmica	5.013	12,9
Térmica renovable	4.749	-6,4
Cogeneración y resto	26.186	-18,9
Generación neta	**267.012**	**-2,5**
Consumos en bombeo	-5.403	-9,3
Enlace Península-Baleares (6)	0	-
Intercambios internacionales (7)	-3.543	-47,4
Demanda (b.c.)	**258.067**	**-1,2**

Potencia instalada	Total nacional	
	MW	% 14/13
Hidraulica	17.787	0,0
Nuclear	7.866	0,0
Carbón	11.482	-1,4
Fuel/gas	3.498	0,0
Ciclo combinado (1)	27.206	0,0
Hidroeólica	12	-
Resto hidráulica (2)	2.106	0,0
Eólica	23.002	0,0
Solar fotovoltaica	4.672	0,1
Solar térmica	2.300	0,0
Térmica renovable	1.016	3,6
Cogeneración y resto	7.196	-0,1
Total	**108.142**	**-0,1**

Figura 31: Mix de generación nacional 2014 (Fuente: REE).

Estas diferencias iniciales tienen implicaciones en la manera en que un plan 100% renovable podría ser implementado en España.

En primer lugar, la consecuencia más obvia es que, dada la actual penetración de las renovables, la transformación del modelo está mucho más avanzada en España que en Francia (42% de la generación eléctrica es renovable frente al 18% de Francia en 2014). Esto no reduce las complicaciones asociadas a la integración de renovables, pero sí las inversiones y las escalas temporales necesarias para alcanzar el objetivo. Es interesante destacar que el porcentaje de generación hidroeléctrica es muy similar en ambos países (en torno al 13% de la energía generada). Esto significa que el recurso hidráulico disponible para la regulación es el mismo, ya que no es de esperar que esta capacidad se amplíe significativamente (los saltos de agua aprovechables ya han sido embalsados). Por otra parte, esto significa que, a diferencia de lo que sucede en Francia, una parte importante de los emplazamientos de generación eólica rentables (esto es, con más de 2.000 horas de producción al año) ya se están utilizando. Es posible renovar los aerogeneradores más antiguos (repotenciar) con el fin de instalar unidades más modernas y de mayor potencia, o utilizar otros emplazamientos con menor recurso –que siguen siendo rentables-, pero el aumento de la potencia instalada será necesariamente más lento.

En segundo lugar, la importancia relativa de las centrales basadas en combustibles fósiles es bastante mayor en España (casi un 40%, contando la cogeneración, frente al 9% en Francia). El estudio de ADEME está seguramente subestimando la generación mediante fuelóleo, ya que no considera los sistemas insulares (donde se concentra la casi totalidad de este tipo de generación en España), pero no parece probable que eso suponga una diferencia relevante. Esto quiere decir que, si bien en nuestro país será necesario instalar menos energías renovables, será también necesario cerrar más centrales de gas y carbón. Por supuesto, a cambio Francia debe enfrentar el desmantelamiento de su inmenso parque nuclear.

Adicionalmente, mientras que Francia está situada en el centro de Europa y dispone de múltiples conexiones con otros países industrializados y densamente poblados (Alemania, Inglaterra, Italia), el sistema español –o más propiamente, el sistema ibérico- es una isla energética[36]. En efecto: la principal conexión española –la que conecta la península con el resto de Europa- es de unos 2,5 GW de salida y 2 GW de entrada[37], sólo una pequeña parte de los 14 GW de los que dispone Francia. Esto supone que el sistema renovable español tendrá que ser más autónomo que el francés, puesto que la capacidad de regular la intermitencia mediante intercambios con el extranjero está mucho más limitada.

Por su latitud más meridional, el sur de la península ibérica recibe suficiente irradiación solar como para hacer económicamente viable la generación solar termoeléctrica –lo que a su vez abre la posibilidad de utilizar sistemas de almacenamiento energético mediante sales fundidas. En cambio, este tipo de plantas no son utilizables en principio en Francia. Por su parte, la región del Canal de la Mancha resulta mucho más indicada para la instalación de eólica marina que la costa española, lo que resulta en unas predicciones de instalación de esta tecnología que triplica aproximadamente la española[38].

Finalmente, debido a la apuesta histórica por la energía nuclear, la mayor parte de los sistemas de calefacción franceses son eléctricos, lo que proporciona una forma relativamente sencilla de controlar una parte substancial de la demanda. Este factor proporciona una herramienta muy importante en el modelo de ADEME. En cambio, en España la mayor parte de los sistemas de calefacción están basados en combustibles fósiles y por tanto el control de demanda residencial como herramienta para contrarrestar los picos de generación renovable resulta mucho más complicada ya que probablemente requeriría cambios más radicales (enfocados hacia los hábitos de consumo), que caen fuera del foco de este informe. Sin embargo, existen algunas vías potenciales en las que este tipo de herramienta pueda utilizarse en nuestro país:

- En España, el aire acondicionado representa el 11,1% del consumo eléctrico[39] y como consecuencia, el pico de mayor consumo en el sur del país ocurre en verano. El 98% de este consumo se realiza en edificios de trabajo (no residencial) y tiene una capacidad de control similar al de las calefacciones eléctricas. Además, el pico de consumo diario ocurre de 15 a 18h, bastante próximo al pico de producción solar.

[36] El ratio de interconexión del sistema español, expresado normalmente como la potencia transmisible por las conexiones sobre la potencia instalada (actualmente por debajo del 5%) es menor que la media europea. Esta particularidad se debe en parte a la situación geográfica del país, pero también a la sobrecapacidad de generación de nuestro sistema eléctrico, que resulta en un ratio artificialmente bajo.

[37] http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/interconexiones-internacionales

[38] Aquí se considera una estimación de Acciona que obtienen un potencial de generación eólico offshore de unos 5 GW. Esta estimación sólo tiene en cuenta las zonas literales de Galicia y Gibraltar, donde el recurso eólico es mayor, y es posible construir cimientos en el fondo marino.

[39] Aire acondicionado a nuestras necesidades reales – IDAE

- El consumo de energía eléctrica para regadío del sector agrícola español es uno de los mayores del mundo, debido a su importancia y a diversas características geográficas. Representa en torno al 1,6% del consumo del país[40] y puede ser totalmente controlado al no tener casi restricciones técnicas. El gasto en energía es uno de los principales costes del sector, lo que lo hace receptivo a incentivos que ayuden a la integración de renovables en el sistema eléctrico.

- La generalización del vehículo eléctrico con gestión de carga integrada en la red también podría suponer un gran aumento del consumo eléctrico controlable, en la medida en que el operador del sistema eléctrico tenga control directo (manual o automático) sobre la carga. Sin embargo, la sustitución de la actual flota de automóviles de combustión por otra eléctrica de tamaño equivalente plantea otro tipo de interrogantes ambientales (principalmente relativos a los consumos materiales necesarios) que van más allá de este estudio pero que deberían ser considerados detalladamente antes de proponer esta medida.

Por otra parte, al margen de las cuestiones puramente técnicas, existe otra diferencia fundamental entre los dos sistemas eléctricos: mientras que, como ya se discutió en la sección 3.2, todos los segmentos del sistema francés (incluyendo generación, transporte, distribución y suministro) permanecen principalmente en manos públicas, en el caso de España la situación es prácticamente la contraria: de los cuatro segmentos del mercado, sólo el sistema de transporte llegó a estar en algún momento en manos públicas a través de la empresa Red Eléctrica de España, creada en 1985 para regular este monopolio natural. Sin embargo, tras sucesivas privatizaciones, aunque el Estado sigue siendo el máximo accionista, cuenta sólo con el 20% de la participación en la empresa. Los otros tres segmentos han estado siempre dominados por empresas privadas, aunque cabe señalar que la empresa pública ENDESA llegó a contar con una parte considerable del mercado y fue en los años 80 la más rentable del país. A pesar de ello, fue completamente privatizada y ahora pertenece a la italiana Enel. Así, tras varias décadas de privatizaciones y concentración empresarial, todo el mercado eléctrico español está prácticamente en manos de tres grandes empresas (Iberdrola, Gas Natural y Endesa) integradas verticalmente y que lo controlan en régimen de oligopolio. Evidentemente, la posibilidad de cambiar la planificación o el funcionamiento del sistema desde los poderes públicos se ve fuertemente condicionada por esta circunstancia: mientras que en Francia el Estado puede intervenir de forma relativamente directa, en España sólo es posible hacerlo a través de medios indirectos como cambios en el marco legislativo o a través de políticas de incentivos o penalizaciones, y siempre bajo la estrecha vigilancia del oligopolio, que por supuesto, trata de defender sus intereses (no precisamente alineados con el establecimiento de un sistema completamente renovable).

[40] Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 – Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Un ejemplo de esto es la cuestión central de la necesidad de llevar a cabo cierres de instalaciones no renovables actualmente en funcionamiento. En este caso, el régimen de propiedad se revela mucho más importante en España que en Francia, debido al tipo de tecnología que se debe reemplazar: por un lado, dados los riesgos asociados a la energía nuclear, está socialmente mucho más aceptado que exista una fuerte regulación estatal en el sector, o que el calendario de cierres se decida de manera política, independientemente del hecho de que las centrales pertenezcan a empresas privadas. Por otra parte, hay una serie de razones técnicas y sociales por las que el desmantelamiento gradual del parque nuclear, o al menos su drástica reducción en el caso de Francia, parece prácticamente inevitable a medio plazo. Entre ellas se puede destacar la avanzada edad media de los reactores de ambos países (la mayoría de los cuales superará los 35 años de antigüedad en la próxima década), el drástico incremento del tiempo y el precio de construcción de los de nueva construcción (tras la incorporación de las medidas de seguridad post-Fukushima) y sobre todo, la creciente oposición social a este tipo de energía. Significativamente, hace tiempo que la industria nuclear perdió su atractivo para los grandes fondos de inversión privados (como demuestra paradigmáticamente la degradación de la calificación financiera de las empresas que apuestan por esta forma de energía[41]), por lo que sólo una política de fuerte subvención pública podría revertir su proceso de decadencia. En el momento actual podemos encontrar algunos ejemplos de ese tipo, tales como la oferta de sistemas de *feed in tariffs* para los nuevos reactores de la central de Hinkley Point C en Reino Unido discutida más arriba. Sin embargo, el alto coste económico y la arbitrariedad de estas medidas, en especial cuando se comparan con las *feed in tariffs* para renovables (a día de hoy mucho menores), hace pensar que su generalización será políticamente difícil de defender[42]. Así pues, el objetivo político de cerrar partes cada vez mayores de su parque nuclear resultaría relativamente sencillo al Gobierno francés, incluso si las centrales nucleares no fueran de titularidad pública.

Por el contrario, es de esperar que el cierre y posterior moratoria de centrales de ciclo combinado en España (y en menor medida, de carbón), potencialmente rentables y mucho más lejos del final de su vida útil resultará económicamente perjudicial a los dueños de dichas centrales, ya sea porque no puedan llegar a recuperar su inversión (en el menor de los casos, puesto que los tiempos de retorno de estas instalaciones son típicamente inferiores a los diez años), porque dejen de percibir ingresos de instalaciones ya amortizadas o incluso porque pierdan la oportunidad de hacer negocio abriendo nuevas plantas. Ante esta situación, mucho más relevante en el escenario español que el francés, la diferencia entre una propiedad pública o privada de estos medios de producción se revela crítica, especialmente en la medida en que, de acuerdo con la actual ortodoxia económica –que influye poderosamente a la mayor parte de la opinión pública- el impacto de este tipo de centrales no es suficiente para justificar una intervención fuerte del estado, y deben operar mediante una lógica de mercado

[41] World Nuclear Industry Status Report 2012

[42] http://www.lamarea.com/2013/11/27/la-energia-nuclear-sera-ultrasubvencionada-o-sera/

puro[43]. De este modo, el cierre de las pocas centrales de ciclo combinado que existen en Francia podría realizarse de una manera más simple que en España, donde esta transición solo podrá producirse con un cambio sustancial del marco regulatorio actual, lo que vistos los antecedentes en la política energética del país parece difícil de lograr.

5.2. Un estudio similar en España: el estudio de Galbete.

Aunque en nuestro país ningún organismo público ha redactado un informe tan completo como el de ADEME[44], y que haya tenido tanta repercusión, existen algunos estudios privados que sí resultan aproximadamente equivalentes. Uno de los más recientes es la tesis doctoral de Santiago Galbete, Director de Proyectos Internacionales de ACCIONA, realizada recientemente en la Universidad de Navarra[45], y en la que se discute la viabilidad técnica y económica de un modelo 100% renovable en nuestro país para el año 2050. Aunque no se realiza la detallada optimización regional que presenta ADEME (probablemente por carecer de los costosos recursos computacionales necesarios), este trabajo está planteado de una manera similar: con un modelo matemático se discute cómo se podrían integrar los picos generados por un hipotético sistema eléctrico que utilizara sólo fuentes renovables. En primer lugar, se estiman unos potenciales máximos de instalación renovable a partir de diversos estudios de la disponibilidad de recursos eólicos, solares, hídricos, etc. A continuación, se toman series horarias de generación renovable durante los últimos diez años, y se utilizan para extrapolar cuál habría sido la producción eléctrica si el sistema hubiera dispuesto de más potencia renovable instalada. Por último, estas curvas se cruzan con las series históricas de consumo para determinar la capacidad de almacenamiento, potencia renovable controlable, control de la demanda, etc., necesarios para mantener el sistema funcionando dentro de márgenes seguros a lo largo de todo el periodo. Aunque se hacen algunas simplificaciones en la modelización –por ejemplo, se asimila toda la capacidad de almacenamiento a almacenamiento de bombeo hidráulico, o se omite la cuestión de las conexiones internas y se modela el sistema como una única región perfectamente conectada- todas están razonablemente justificadas, y no parece fácil que ninguna de ellas pueda afectar sustancialmente a los resultados. Resulta ilustrativo en este sentido ver que en el modelo francés se considera un escenario con "complicaciones para extender la red de transporte", que se traduce en un sobrecoste del orden del 5-10%.

---

[43] Por supuesto, se podría argumentar que el efecto global de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles, como uno de los principales causantes del Cambio Climático, puede llegar a ser muy superior al de los desastres de Chernobyl o Fukushima. Sin embargo, es evidente que la conexión de estas centrales con sus externalidades es mucho más difusa y no genera la misma alarma social. Al menos por ahora.

[44] En la página web del IDAE se pueden encontrar, eso sí, manuales que tratan muchos de los aspectos mencionados en este informe.

[45] http://www.europapress.es/navarra/noticia-tesis-estima-lograr-suministro-electrico-100-renovable-espana-seria-viable-plazo-20-anos-20130930155038.html

En lugar del escenario óptimo calculado numéricamente en el informe de ADEME, Galbete propone dos escenarios similares y aproximadamente optimizados en los que se hace mayor hincapié en el almacenamiento o en la potencia controlable (respectivamente, "España-1" y "España-2" en la figura 32). En ambos casos se hace la hipótesis de que la eficiencia energética puede compensar el incremento del consumo, por lo que la demanda del 2050 se considera igual a la actual. Asimismo, se considera impracticable la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, y sólo se admite el aumento de un 15% de este tipo de energía como resultado de la repotenciación de las presas existentes. Por último, se pronostica la instalación de una moderada cantidad de eólica marina en ambos escenarios (3,6 GW frente a los casi 10 GW que se proponen para Francia).

	España 100% renovable		
Caso	España-1	España-2	España-2010
Demanda (TWh	250,85	250,85	250,85
Potencia Punta (MW	42.026	42.026	42.026
Potencia Eólica Terrestre (MW)	59.000	50.330	20.057
Potencia Eólica Marina (MW)	3.600	3.600	0
Potencia Solar (MW)	33.500	27.450	4.140
Potencia instalada Ren. Controlable (MW)	8.300	11.780	711
Potencia instalada Minihidro (MW)	1.980	1.980	1.980
Volumen Almacenamiento Controlable (%)	0,15%	0,08%	0,03%
Potencia turbinas Bombeo puro (MW)	9.000	6.100	2.750
Potencia bombas Bombeo Puro (MW)	9.000	6.100	2.750
Volumen Almacenamiento Gran hidráulica (%)	7,1%	7,1%	7,1%
Potencia turbinas Gran Hidráulica (MW)	17.000	17.000	14.814
Potencia Convencional (MW)	0,00	0,00	54.591
Potencia total (MW)	132.380	118.240	99.043

Figura 32: Mix de generación español 100% renovable (Fuente: Galbete,2013).

En el caso "España-1" se propone construir sistemas de almacenamiento hasta alcanzar una potencia de bombeo de 9 GW. Para contextualizar esta cifra, hay que tener en cuenta que hoy existen en funcionamiento 2,75 GW de bombeo puro y 2,6 GW de bombeo mixto[46], y que ya hay centrales en construcción o en proyecto que deberían aumentar esta potencia en otros 3,3 GW antes de 2020. Por otra parte, a esta potencia habría que sumar toda la capacidad de almacenamiento contenida en sistemas que no son considerados directamente en este estudio, tales como las centrales solares termoeléctricas con sistemas de sales fundidas, o la de otros sistemas de almacenamiento de los que ya existen prototipos y que podrían comenzar a desarrollarse comercialmente en la próxima década, tales como el aire

[46] Las centrales de bombeo mixto son aquellas cuyo embalse superior recibe un aporte fluvial (en contraste con el bombeo puro, en el que el embalse superior sólo recibe aportes del inferior). Estas centrales son subóptimas desde el punto de vista del almacenamiento, ya que si coincide un momento de máximo almacenamiento con un periodo de alta aportación, pueden verse obligadas a soltar agua, desaprovechando así la energía potencial. No obstante, teniendo en cuenta este factor al planificando la operación del conjunto del sistema de almacenamiento estos episodios deberían poder ser minimizados.

comprimido o la metanización. Así pues, se puede considerar esta propuesta como bastante conservadora, especialmente en comparación con los 36 GW del informe ADEME (que, re-escalando a la potencia instalada, corresponderían a unos 24 GW en España). Con este parque de bombeo se pueden acomodar 59 GW de eólica terrestre y 33,5 GW de potencia solar (fotovoltaica y termoeléctrica), más un total de 8,3 GW de renovable controlable (principalmente biomasa y geotérmica), que se utilizan principalmente para regular el sistema cuando la potencia base y el almacenamiento resultan insuficientes para atender picos de demanda.

En el caso "España-2" se propone alcanzar 11,7 GW de potencia renovable controlable, lo que limita el bombeo necesario a 6,1 GW. Estos 11,7 GW consistirían, como ya se ha dicho, principalmente en centrales geotérmicas o térmicas alimentadas por biomasa (aproximadamente la mitad de cada tipo). Este escenario requiere cantidades algo inferiores de potencia base (50 GW eólicos terrestres y 27,5 GW solares), pero requeriría multiplicar por más de 10 la cantidad de potencia renovable controlable disponible actualmente, lo que puede parecer muy ambicioso. Sin embargo, como se menciona en la tesis de Galbete, al menos desde el punto de vista técnico, no debería resultar imposible: de acuerdo con Greenpeace, Acciona y el IDAE, España tiene un potencial de generación con biomasa del orden de 20 GW, y de acuerdo también con el IDAE sería posible instalar casi otros tantos de generación geotérmica.

En ambos casos, la potencia base se logra aumentando en un factor 2,5-3 la potencia eólica instalada, y en un factor 6-8,5 la potencia solar. De nuevo, para contextualizar estas cifras, vale la pena recordar que, a diferencia de lo que sucede en Francia, la generación eólica ya está muy extendida en España y los emplazamientos más rentables ya han sido ocupados. La repotenciación de emplazamientos evita este problema pero tiene un alcance limitado: los aumentos de potencia que pueden lograse con ella son típicamente del orden del 50%, lo que significa que una parte importante de los 30-40 GW nuevos necesarios para el mix 100% renovable serán instalados en emplazamientos de menor recurso. Por el contario, la generación solar –especialmente la fotovoltaica- ha experimentado un espectacular abaratamiento durante los últimos años, y dispone de un gran potencial de expansión (especialmente si se fomenta el autoconsumo en tejados mediante una legislación adecuada). Por lo tanto, aunque la eólica está todavía lejos de alcanzar su techo potencial de generación (que superaría los 300 GW según estimaciones recientes[47]), parece razonable esperar que el aumento de su potencia instalada sea sensiblemente menor que el de solar, cuyo potencial de crecimiento es mucho mayor.

El resultado de este estudio es un sistema eléctrico completamente descarbonizado, en el que el LCOE oscila entre los 84,3 y los 107 M€/kWh (un 30% y un 56% superior a los valores actuales), dependiendo del valor considerado de inflación y tipo de descuento. Sin embargo, cuando se consideran los cambios previsibles en el LCOE de las diversas tecnologías de generación hasta 2050 –del mismo modo que se hace en el informe de ADEME- esta situación se revierte, y el coste del sistema renovable pasa a ser similar o incluso sensiblemente más barato

[47] Atlas Eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020. IDAE

(hasta un 27%) que en el escenario *business as usual.* Es importante resaltar que estas estimaciones se han realizado sin considerar aumentos en el precio de los hidrocarburos y sin incluir ningún sobrecoste debido a la reparación de sus externalidades. En caso de que se incluyera alguno de estos factores (lo que resultaría bastante realista, especialmente en el primer caso), la ventaja del sistema renovable pasaría a ser considerable.

En general se puede decir que las propuestas para España y Francia son bastante consistentes: en ambos casos se propone un mix basado principalmente en energía eólica, seguida por una fracción importante de energía solar e hidráulica y apoyado por un sistema de almacenamiento de dimensiones relativas comparables, algo mayor en el caso de Francia. Sin embargo, aparecen algunas diferencias significativas, que vale la pena analizar en cierto detalle:

- Quizá la diferencia más llamativa entre ambos estudios es la práctica ausencia de potencia renovable controlable en Francia: en el escenario base, sólo se propone el uso de 3 GW de biomasa (sólo madera) y algunos cientos de MW geotérmicos, frente a los 8,3/11,8 que se propone para España (2,75/4 veces más). La principal consecuencia de esto es que la capacidad de almacenamiento debe aumentarse para Francia aproximadamente en la misma proporción (4/6 veces más).

- Como ya se ve al comparar los dos escenarios españoles, un sistema que depende más de la capacidad de almacenamiento y dispone de menos renovable controlable necesita también más capacidad de base: el sistema francés requiere aumentar más del 50% la potencia instalada, mientras que los escenarios españoles requieren sólo un aumento del 9%-12%. Hay que tener en cuenta que esto también se debe a que el sistema francés parte de una generación mayoritariamente nuclear (la fuente de generación con más horas útiles disponibles al año), mientras que el sistema español ya tiene una penetración muy alta de energía eólica y una enorme sobrecapacidad.

- El escenario de referencia francés propone una proporción 4/1 entre la energía producida mediante generación eólica y solar como la relación que resulta más eficiente, dadas las distribuciones horarias de cada una de las fuentes. Esta relación, sin embargo, resulta problemática en España, ya que, como se discutía anteriormente, resulta difícil ampliar la generación eólica más allá de cierto punto (o al revés: si la instalación solar debe mantenerse en la cuarta parte de la eólica, entonces no se dispone de suficiente potencia de base para sostener el sistema). En consecuencia, y como puede verse en la figura anterior, la proporción prevista en el trabajo de Galbete está más próxima al 2/1. No obstante, es importante destacar que este 4/1 sólo indica una optimización económica y no una limitación técnica: el escenario de variación del informe ADEME que penaliza la eólica terrestre y la solar en suelo (asumiendo que su impacto ambiental reduce su aceptación y por tanto complica su instalación) aumenta sensiblemente la eólica marina y, sobre todo, la solar sobre tejado. Como resultado, el sistema optimizado tiene una proporción eólica solar 2/1, similar a la española, y resulta sólo un 7% más costoso.

- Uno de los parámetros que más influencia tiene sobre el escenario francés, el control de la demanda, es también uno de los más especulativos (ya que no existen experiencias equivalentes en las que se haya tratado de modificar sustancialmente las curvas de demanda a esa escala para adecuarlas a la producción), lo que introduce cierta incertidumbre en lo relativo al coste final. Esta incertidumbre no existe en la propuesta para España, ya que esta medida se descarta desde el principio por considerarse que los resultados esperables no compensaban su complejidad (mayor que en Francia, como se apuntó antes).

6. Conclusiones

Un mix 100% renovable es perfectamente posible desde el punto de vista técnico, y los trabajos que hemos discutido en este texto lo demuestran rotundamente. Informes como el de ADEME o el de Santiago Galbete, además de mostrar un horizonte energético hacia el que dirigirnos, deben contribuir a algo quizás más importante: a demostrar que la idea -intuitiva, y quizás por tanto arraigada en la mente de mucha gente- de que es imposible producir toda la electricidad de un país con fuentes renovables es falsa. Lo cierto es que, a día de hoy, es posible preguntarse: "dadas las condiciones geográficas, climáticas, demográficas, etc. concretas y reales de un país, ¿cómo garantizar su suministro eléctrico de manera fiable, eficiente y renovable?" y, con los conocimientos técnicos adecuados, obtener una respuesta rigurosa.

Por lo tanto, conviene alertar contra algunos autoproclamados expertos -y en particular contra los portavoces de las empresas eléctricas que basan su negocio en las tecnologías tradicionales- que defienden a menudo que la electricidad debería ser generada mediante un *mix* "diversificado", en la que las energías renovables proporcionen una parte (mayor o menor, según a quién le preguntemos) de la generación, pero siempre junto a otras fuentes no renovables como el gas natural, el carbón, la nuclear, etc. Algunos llegan hasta el extremo de afirmar que se requiere 1MW de respaldo por cada MW renovable. Los casos que hemos estudiado demuestran lo contrario: abastecerse mediante un 100% de energías renovables es factible siempre que se disponga el *mix* de tecnologías adecuado, con una o varias tecnologías base y otras de apoyo, con una cantidad de almacenamiento suficiente para no tener que sobredimensionar el sistema, y teniendo en cuenta las realidades climáticas del país en conjunto. En particular, España dispone de los recursos adecuados: además de un abundante recurso eólico y solar, cuenta con una gran infraestructura hidroeléctrica que pueden utilizarse tanto para la generación como para la regulación del sistema. Además, esta capacidad renovable controlable puede expandirse suficientemente mediante generación por biomasa renovable y geotérmica. Por otra parte, la generación distribuida de energía –que podría aumentar considerablemente con una potenciación adecuada de la solar fotovoltaica instalada en tejado- tiene muchos beneficios para el sistema eléctrico, ya que asegura el suministro, reduce la necesidad de transportar electricidad largas distancias, y evita que haya que sobredimensionar la red de distribución. En suma, un sistema dimensionado de una forma correcta no necesita sistemas de apoyo convencional, y desde luego no un 1 MW de ciclo combinado por cada MW renovable. Una vez esto ha quedado claro, el "*mix* diversificado" que incluye fuentes contaminantes no tiene ninguna ventaja frente a uno 100% renovable (más allá de un nombre que suena sosegado y razonable) y sí muchas desventajas: en la medida en que no seamos capaces de realizar una transición energética completa, se perpetuarán nuestros actuales problemas de dependencia energética, emisión de gases de efecto invernadero, vulnerabilidad ante las fluctuaciones de los mercados de hidrocarburos, etc. Además, hay que tener en cuenta que propuestas como la de ADEME o Galbete pueden ser consideradas en cierto modo como un programa de máximos: la complicación del sistema crece rápidamente a medida que uno se aproxima al

100% renovable. Si se mantuviera durante algún tiempo una pequeña cantidad de generación basada en ciclo combinado (un 10%, por ejemplo) dedicada exclusivamente a equilibrar el sistema, se reducirían en gran medida las infraestructuras de nueva construcción y se ganaría tiempo para implantar las medidas más complicadas.

Así pues, si seguimos oyendo hablar de la necesidad de "diversificar el mix" es sólo porque la transición a un modelo eléctrico 100% renovable y, en particular, la generalización de la generación distribuida y del autoconsumo como método para llevarlo a cabo, choca frontalmente contra los intereses de las grandes empresas eléctricas, que perderían una parte importante de su cuota de mercado (por ejemplo, en Alemania el 47% de la potencia renovable actual está en manos de ciudadanos y cooperativas). Esto nos lleva a la siguiente reflexión: incluso con un Gobierno consciente de la importancia de esta cuestión (como parece serlo el francés), la transición hacia el modelo 100% renovable, independientemente de su viabilidad tecnológica, no podrá ponerse en marcha mientras el sistema eléctrico siga regulado como un mercado dominado por un oligopolio privado. En primer lugar, porque este oligopolio nunca realizará esta transición por su cuenta, ya que eso sería contrario a sus intereses –que, como suele suceder con los oligopolios, no coinciden con el interés general. Sin embargo, el problema es aún más grave: los estudios discutidos aquí demuestran que la propia dinámica de mercado es incompatible con el modelo 100% renovable. En efecto, un sistema con una alta fracción de generación eólica y solar requerirá que toda la potencia controlable y toda la capacidad de almacenamiento disponibles se utilicen para equilibrar sus fluctuaciones de generación. Pero esto significa que la decisión de activar unas u otras fuentes de generación debe ser técnica (basada, por ejemplo, en un criterio de minimización de emisiones) y no financiera. Así pues, además de construir los sistemas de generación y almacenamiento necesarios, será necesario abandonar el sistema de fijación de precios y concurrencia a un *pool* marginalista –en el que parece imposible o, cuando menos, innecesariamente complicado, incorporar el tipo de criterios necesarios- y cambiarlo por otro sistema que no responda a una lógica de mercado, sino a una de servicio público. Sin embargo, a efectos prácticos, esto supondría eliminar las prácticas especulativas de las que proviene buena parte de los beneficios del sector: los *windfall profits* equivalen típicamente a la mitad de los beneficios de las grandes eléctricas españolas[48], por lo cual es de esperar una fuerte oposición por parte de éstas a cualquier reforma encaminada a abandonar el sistema marginalista.

Conectada con ésta está la cuestión de la viabilidad económica del sistema 100% renovable que, de acuerdo con estos estudios, es bastante alta: además de técnicamente posible, el mix 100% estudiado ni siquiera es demasiado caro: en torno a un 30%-50% más que en la actualidad en ambos casos, según el escenario que se tome. Sin embargo, hasta aquí se han seguido unas estimaciones muy conservadoras en lo relativo al precio de los combustibles fósiles, cuyo precio se ha asumido prácticamente constante. Si consideramos –lo que resulta mucho más razonable- que ese precio puede subir mucho a medio plazo, se vuelve una

[48] http://blogs.publico.es/dominiopublico/11295/hay-que-pagar-el-deficit-de-tarifa/

inversión muy sensata, e incluso indispensable para el funcionamiento de nuestro sistema económico. Hay que tener en cuenta que este precio es muy volátil y que depende de intereses geopolíticos por encima del control de un país como España, que en el caso de que la producción global de hidrocarburos llegue a ser insuficiente para atender a toda la demanda –lo que terminará sucediendo antes o después- podría carecer del peso internacional necesario para asegurar su suministro. La dependencia energética conlleva un grave riesgo, que se profundiza a medida que las reservas disponibles de hidrocarburos se reducen. Por lo tanto, el uso de tecnologías que fomenten el aprovechamiento de los recursos naturales autóctonos es imprescindible para garantizar nuestra soberanía económica. Por otra parte, a esta incertidumbre hay que añadir los costes de mitigación y adaptación a los efectos del Cambio Climático, cuyo impacto en las próximas décadas irá incrementándose –en especial si este tipo de transiciones siguen postergándose en los países desarrollados- y pueden alcanzar valores muy preocupantes en el futuro: ya en 2030, los costes para España podrían rondar el 1% del PIB[49]. Estos costes deberían comenzar a repercutir de algún modo en el precio de la generación basada en combustibles fósiles, que es y ha sido históricamente uno de los principales responsables de la emisión de gases de efecto invernadero. Finalmente, para valorar de manera integral el impacto económico de la transición a un modelo 100% renovable, habría que tener en cuenta todas las externalidades positivas que podrían derivarse de ella, tales como la creación de un sector industrial de alto valor añadido –capaz de generar y sostener una gran cantidad de puestos de trabajo de todo tipo-, una fuerte inversión en I+D, una democratización del sistema eléctrico que podría acabar con muchos de los abusos cometidos actualmente por el oligopolio, etc.

Si Francia, con un precio de la electricidad para los consumidores domésticos bajo comparado con España y una masiva inversión histórica en energía nuclear, se está planteando una transición energética, significa que está en su interés estratégico apostar por las energías renovables para cumplir con la legislación europea vigente y para contribuir a hacer la economía más sostenible en el largo plazo. Tal estrategia falta en España, donde comúnmente no existen planes a largo plazo para sectores socialmente sensibles, como el energético. En el fondo, esto no es sino otra demostración, plasmada claramente en los casos francés y español, de que lo privado no es más eficiente que lo público. Cuando un sector económico se privatiza (por ejemplo con la excusa de gestionar de manera más eficiente los recursos disponibles, de bajar el precio para el consumidor, o de atraer más inversiones), normalmente acaba creando beneficios ingentes a unas pocas personas y no repercute en su mejor funcionamiento ni en el bienestar de la sociedad. Sin embargo, cuando además se trata de un sector estratégico como la energía, la diferencia se vuelve aún más acusada: el sector privado no es capaz –ni tiene por qué serlo- de organizar el tipo de transiciones a gran escala que estamos discutiendo aquí: ningún incentivo de mercado, ninguna tasa de descuento, ningún mecanismo de monetarización de externalidades o de negociación coasiana hará que UNESA, la patronal de las eléctricas en España, tenga en cuenta las amenazas ciertas pero imprecisas y relativamente lejanas del cambio climático o del agotamiento del gas natural, o que responda adecuadamente a los problemas

[49] http://daraint.org/climate-vulnerability-monitor/climate-vulnerability-monitor-2012/

sociales de la pobreza y la dependencia energética. Sólo un Gobierno decidido a pensar estratégicamente para garantizar el bienestar y los derechos de los ciudadanos a largo plazo, libre de llevar a cabo políticas energéticas propias de manera soberana y respaldado y controlado en última medida por la ciudadanía que lo ha elegido, será capaz de llevar a cabo la necesaria transición a una energía que sea, por fin, verdaderamente limpia.