

CAPÍTULO 3. IMPACTO SOCIOECONÓMICO

Capítulo 3. Impacto socioeconómico

Las energías renovables presentan una compleja implicación social y económica, con aspectos más objetivos, como las **inversiones**, las **primas** a la producción y la **generación de empleo**, y otros de más difícil evaluación, como son las *externalidades medioambientales, y la aceptación social*. Dada la casi nula oposición social a estas fuentes de energía (salvo casos singulares como la eólica marina) podría decirse que sólo ese mero hecho justifica una política de subvenciones que ya ha adquirido dimensiones de lastre económico del sector eléctrico, pues las primas dadas en el ejercicio del 2009 superan el 10 % de la facturación total del sector eléctrico. Ahora bien, ante esa realidad político-social de apoyo a las renovables sin mirar demasiado sus costes, se debería pensar en actuar no a través de primas, sino estableciendo *precios realistas para la electricidad*; cuestión ésta además indispensable para mejorar la eficiencia energética y promover el ahorro; pues se da además la paradoja de que al estar tan publicitadas las renovables, incluso por ciertas compañías comerciales, la reacción del ciudadano es que no importa gastar más, porque son renovables, y las renovables ni contaminan ni se acaban.

En los temas de aceptación social, y su relación con la presunta inocuidad medioambiental de las renovables, fuera del mundo eléctrico se ha producido un levantamiento de diversa etiología en contra de los biocarburantes, hasta el punto de ser acusados de inducir desastres ecológicos de primerísima magnitud en países en vías de desarrollo. Este no es un tema que entre directamente en el alcance de este estudio, pero colateralmente sí puede llegar a interferir, por lo que corresponde a la Biomasa, que es sin duda la renovable más compleja de tratar, y para colmo va asociada, en mayor o menor medida según los tipos de materia orgánica involucrada, a los usos alimentarios y agropecuarios, que son muy sensibles como realidades sociales y políticas. Téngase en cuenta que en la Unión Europea, por poner un ejemplo cercano, la Política Agraria Común, PAC, ha estado engullendo durante decenios más del 50 % del presupuesto comunitario.

Aquí podría señalarse que, en volumen de calorías, el problema energético europeo es 20 veces mayor que el de la alimentación (aunque no quepa comparar la calidad de unos y otros productos consumibles); y al igual que se ha mantenido la PAC para asegurar (con un gasto público casi suntuario) la buena salud del agro europeo, cabe pensar en *una política de apoyo a un sector energético sostenible*, en lo cual se enmarcaría un sistema de primas a las renovables, como el actual, o incluso más potente, pero bien gestionado.

Pero aún reconociendo la pertinencia de las primas como concepto, su aplicación y su cuantía en España sí que pueden y deben discutirse; pues se vulneran principios muy elementales de economía práctica, y posiblemente no se consigue el mejor de los efectos de apoyo posible, ni en el corto plazo, ni en el largo plazo que interesaría al desarrollo sostenible, y en el cual habría de jugar un papel esencial la tecnología. De la cual se habla mucho, pero es la gran olvidada y sacrificada en los presupuestos; y baste como comprobante el insólito recorte presupuestario al CIEMAT en el año 2010, siendo este organismo el que por organigrama de la administración central del estado, se ha de ocupar (como se ocupa) del desarrollo tecnológico de las renovables.

Este desarrollo tecnológico ha estado preterido al realismo de promover las renovables tal cual están, pues no había tiempo que perder en echar a andar ese tren, cuya locomotora han sido las primas a la producción de kWh. Para ello los gobiernos han dedicado diversos Reales Decretos y otras disposiciones, lo que ha producido un curioso “baile” legislativo, que ha producido reacciones fulgurantes como la “burbuja fotovoltaica del 2008”, con más de 3.000 MW instalados en menos de 12 meses; y el “apagón eólico de 2009”, pues según la Asociación Eólica Española, en comunicado de febrero de 2010, en el 2009 los pedidos de equipamiento para futuras inversiones cayeron a 0 durante ocho meses, como consecuencia del RD-L 6/2009 y la instauración del Registro de pre-asignación. De alguna manera se habrá de reconducir este proceder, pues España está obligada a continuar su senda de expansión de las renovables, no sólo por decisión política propia, sino por imperativo de la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, que establece los famosos tres 20 % para el 2020, lo que significa que España tendrá que tener un 20 % de participación de las renovables en el consumo final de electricidad. Y dada la escasa importancia de las fuentes de calentamiento directo, bien de biomasa (leña, etc) bien solar térmica de baja T, y la limitación que va a planear sobre un mayor uso de biocarburantes, el anterior 20 % va a repercutir en que el sector eléctrico va a tener que tener una participación de las renovables de un 40 %.

En resumen, la cuestión sociopolítica asociada a las renovables presenta claros-curos. Gran parte de lo realizado por los sucesivos gobiernos y algunas compañí-

as ha repercutido en un aumento notable de la explotación de varias de estas fuentes de energía, lo cual repercute en presentar a nuestro país con unas buenas estadísticas, sobre todo en las renovables para generación de electricidad. Pero cabe cuestionar rigurosamente lo hecho; pues con el mismo gasto se podrían haber mejorado los beneficios obtenidos, tanto en la explotación de las renovables en su conjunto; como en la creación de un tejido industrial más sólido e innovador, con posibilidades de liderazgo efectivo a nivel mundial en algunas áreas.

INVERSIONES

Las energías renovables se unieron en sus inicios, generación de electricidad con energía hidráulica, a la cultura de realización de una inversión que proporcionara energía a largo plazo, lo cual facilitaba el desarrollo social y económico del país o la región. El análisis de toma de decisiones tenía un contexto local que básicamente pretendía garantizar la disponibilidad de energía, evidentemente aparecía la necesidad de hacer una inversión, es decir disponer de unos recursos económicos y que la asignación de los mismos no fuera excesiva, que resultara finalmente “un coste razonable”; así mismo debía contar con una expectativa de utilización de la electricidad, bien en ciudades, bien en la industria.

En el momento actual esa cultura del largo plazo ha sido desplazada por otra de la inmediatez que pone en contraposición las diferentes alternativas de generación y la valoración de sus costes finales, olvidando que la energía es una necesidad cuya disponibilidad y costes hemos de valorar a largo plazo: Se asume en ese esquema de análisis económico que los recursos fósiles están ahí y los tendremos disponibles durante décadas. También se presuponen unos precios de referencia para ellos que se mantendrán a lo largo del tiempo.

Aunque tengamos tendencia a examinar los proyectos de energías renovables en ese esquema hay que pensar en dos temas económicos básicos, aparte de las razones ambientales, en particular el devenir previsible del cambio climático, que nos debieran cambiar ese modo de análisis cortoplacista:

- ♦ Ya somos conscientes de que a nivel mundial es preciso disponer de estructuras de suministro energético que reduzcan el consumo de combustibles fósiles, estos no son ilimitados. Las guerras y otros conflictos por disponer de petróleo y gas no son más que una primera aproximación a este problema que hoy vemos como condiciona de forma crítica el futuro del mundo.

- ♦ Las incertidumbres en los precios de los combustibles fósiles más las cargas que sobre ellos debieran hacerse por emisiones de CO₂ y otros impactos ambientales, hoy valoradas económicamente muy por debajo de su efecto real, hacen que el valor de referencia de las renovables debiera ser “el coste razonable”, lo cual lleva a esquemas complejos de reflexión.

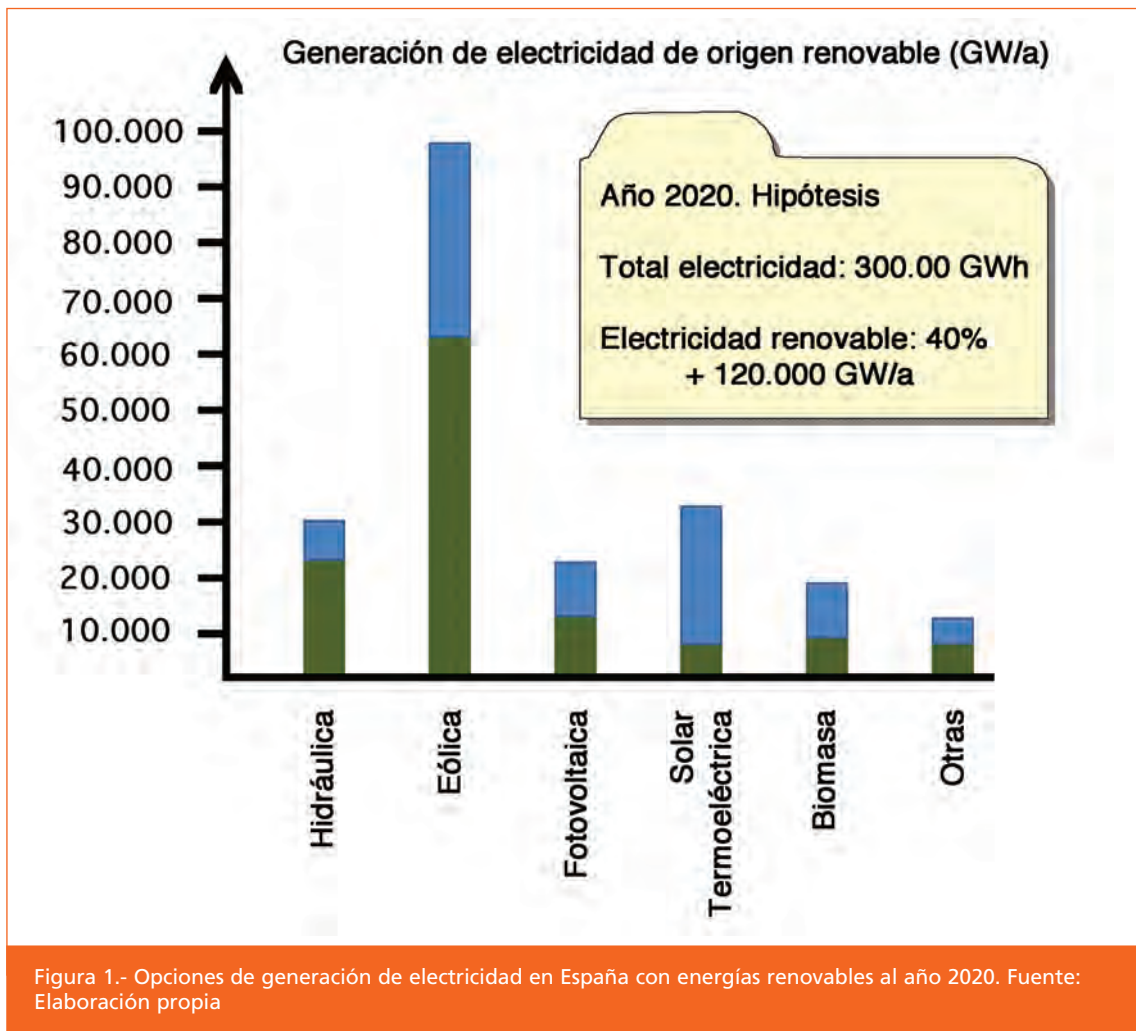
También somos conscientes, y en este estudio más si cabe, que el nivel de inversiones de las energías renovables dirigidas a la generación de electricidad es más elevado que el correspondiente a los combustibles fósiles, al igual que el correspondiente al ciclo completo de la energía nuclear, es de valores sensiblemente mayores; muy por encima de los 700 €/kW neto que se da en los ciclos combinados de gas natural.

Esto nos plantea como pueden desarrollarse las energías renovables en el mundo. Asumimos que por contención de las emisiones de gases de efecto invernadero, en el global mundial debiéramos caminar a que en el año 2050 se redujeran a la mitad dichas emisiones y que el mayor esfuerzo lo debiéramos acometer las economías más desarrolladas, es decir que Europa, y en particular España, debiéramos llegar a reducciones del orden del 80%. Esto conlleva contar con energías renovables y otras opciones de no emisión de CO₂; hemos de asumir por tanto otro esquema de análisis económico y pensar en ese concepto de “coste razonable”.

En las dos próximas décadas se deberá avanzar en el desarrollo de energías renovables pensando además que el esfuerzo más significativo debiera hacerse entre los años 2030 y 2050. Hemos de pensar en cambiar el modelo de análisis económico y en evolucionar en los esquemas empresariales, estos debieran ir hacia culturas más austeras en sus cúpulas directivas, en el retorno a la visión de que todo es empresa, en particular el pequeño accionista que deberá aportar sus ahorros para conseguir fondos de inversión y cuya rentabilidad no debe ser ridícula respecto a los ingresos de estos nuevos directivos que han creado la actual cultura empresarial.

De momento partimos de esquemas para el año 2020 como el recogido en la figura nº 1 que es la base de análisis para este documento en el cual se plantea que en la próxima década nos deberíamos situar en unos niveles de instalación anual de nueva potencia de unos 1.500 MW de energía eólica y de energía solar, esto significa unos niveles de inversión del siguiente orden:

- ♦ **Eólica:** Entre 2.500 y 4.000 millones de €/año. Dependerá de cuales puedan ser los esquemas de nueva potencia, bien por nueva potencia en emplaza-



mientos en tierra, por repotenciación de parques existentes, o bien por eólica marina. Hay que incluir aquí las líneas eléctricas y las instalaciones de bombeo hidráulico que sean precisas para dar operatividad y estabilidad al sistema.

- ♦ **Solar:** entre 9.000 y 11.000 millones de €/año. Aquí incidirá cuales son los diseños seleccionados: termoeléctrico en sus diferentes opciones y fotovoltaica, que posiblemente deberán suponer niveles de potencias similares en cada una de las alternativas; también hay que considerar las líneas de evacuación de electricidad y otros sistemas complementarios.

Aquí cabe preguntarse **cómo se priorizan estas inversiones** actualmente: la respuesta es clara: no se priorizan en función de la rentabilidad intrínseca que dé la

madurez industrial de cada fuente o tecnología, sino en función, sobre todo, de la prima recibida, cuyo valor discrepa más de un orden de magnitud de unas renovables a otras, introduciendo una enorme perturbación antieconómica en el sistema.

Una alternativa a considerar en la priorización de las inversiones podría ser la subasta de paquetes de potencia de las diversas renovables, pero con criterios más uniformes de primas, de tal modo que se maximizara el efecto económico buscado, aunque se primara en ese caso a una sola renovable, que sería la eólica terrestre. A las otras, que quedarán fuera de la subasta, se las debería auspiciar según un modelo no economicista inmediato, sino apoyando el desarrollo tecnológico que parece la única vía para llegar a explotar el gran potencial de las renovables mayoritarias (solares, eólicas y biomasa). Ese apoyo tecnológico comportaría la construcción de plantas piloto de diversas tecnologías para una determinada fuente, incluso de potencia muy relevante, pero debería evitar de raíz burbujas como la PV de 2008, para no tener después parones como el inducido por el RD 1578/2009 en la propia PV.

Podemos pensar que el nivel de inversión en España para el sistema eléctrico con energías renovables podría situarse en unos 15.000 millones de euros anuales; en esta cifra global quedarían incluidas las inversiones que se dieran en biomasa para generación de electricidad y otras opciones minoritarias.

Esa cifra de inversión se corresponde con el 1,5% del PIB español, es un valor similar al que se ha dado en otros periodos de desarrollo del sistema eléctrico español, incluso con ratios mayores: impulso de las centrales de carbón o la nuclear en los años ochenta. Por lo tanto es un valor asumible en primera instancia.

Hay que señalar que periodos anteriores de elevada inversión se correspondían con situaciones diferentes del modelo empresarial, por un lado el modelo regulado “reconocía la inversión realizada” éste es un gran concepto que hemos perdido con la actual liberalización del sistema energético. Pero hay además otra cuestión subyacente muy importante: se vivía un esquema paternalista de mayor austeridad que el actual, en éste nuestro de hoy se valora el enriquecimiento rápido de el “inversor listo” y de los directivos de las empresas, bancarias o energéticas, los ingresos personales de 12 millones de euros anuales no son raros, pero no olvidemos que esto es un millón de euros mensuales, no mil euros, que es la aspiración de la juventud española.

Un tema de reflexión es que medida procederá esa inversión de los sistemas de financiación convencionales unidos a la gran banca, sean de carácter nacional o internacional, o del ahorro de los ciudadanos, de esa clase media que entre en un nuevo esquema de mayor austeridad y menos gasto:

- ♦ Por un lado las líneas convencionales de financiación tienen una elevada demanda de fondos a nivel mundial y una creciente preocupación por la seguridad futura de sus aportaciones. Nuestro país por diferentes razones, más o menos lógicas ha entrado en una situación de menor credibilidad en sus inversiones, lo que en paralelo se une a la “emigración” de las grandes empresas españolas buscando lugares de nuevas inversiones, es de destacar la presencia de empresas españolas en los mercados de Estados Unidos y Reino Unido, ya con mayor volumen de inversión para ellas que el mercado español.
- ♦ De otro lado el ratio de ahorro de la sociedad española se ha incrementado en los últimos años, el miedo al futuro incide en ello más que una cultura de menos consumismo. Es factible dirigir ese ahorro hacia las energías renovables, pero para ello hay que dar a los ciudadanos una clara confianza en la estructura empresarial en la cual depositan sus ahorros, que ésta no sea algo especulativo que pueda pasar a otras manos o desaparecer.

Ambas líneas de financiación pueden convivir y ambas son necesarias si se quiere avanzar en el desarrollo de las renovables, al cual nos hemos comprometido y además es necesario por la futura viabilidad social del mundo. Estamos pues ante un reto que precisa de mucho esfuerzo de reflexión y de consenso político y social. Los políticos han conseguido ser una de las fracciones sociales peor valoradas por la sociedad, pero en ese grupo de mal valorados también están los gestores de las empresas, representante o no a la CEOE.

Vivimos una crisis de empleo en la cual entre otras acciones se busca mantener un nivel de actividad en los municipios con inversiones en cada uno de ellos para obras específicas. Habría que considerar la opción de dirigir una parte de esos fondos a la construcción de instalaciones de energías renovables de propiedad municipal o mixta con participación privada. Esto que en su día fue un éxito en la planta de biomasa de Allariz y que la Xunta de Galicia contempla para parques eólicos, podría ser una opción de amplia extensión.

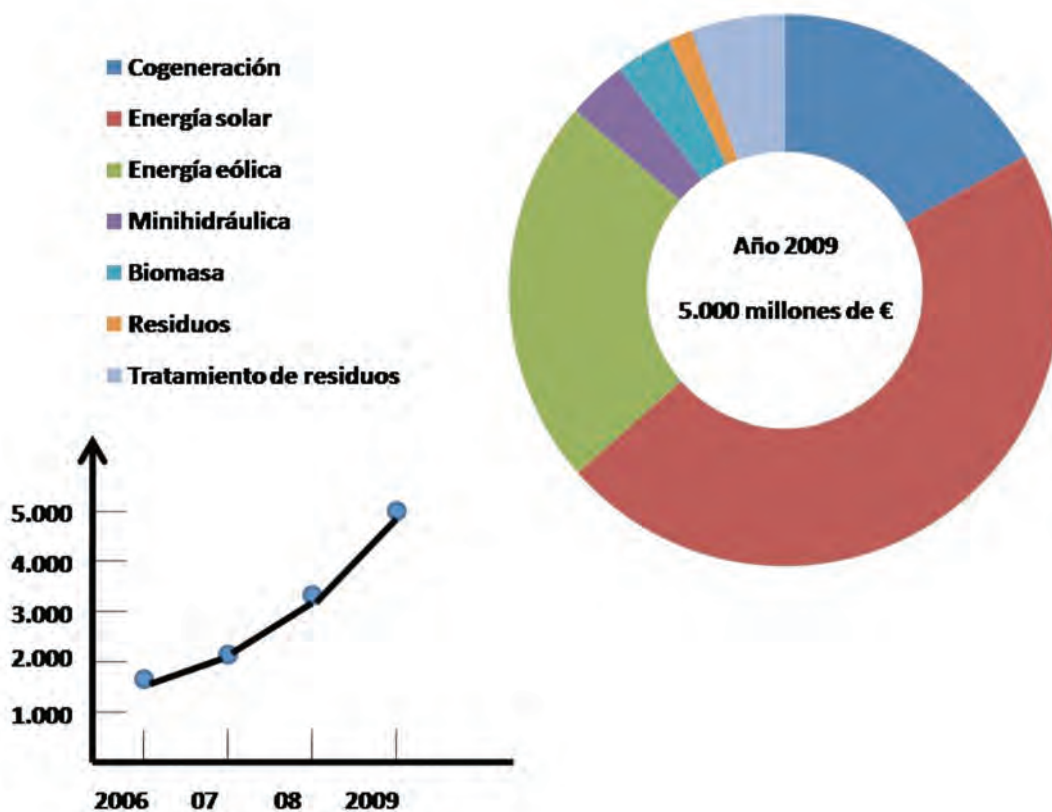
ESQUEMA DE PRIMAS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En España el sector eléctrico tiene una cifra de facturación anual que representa aproximadamente 30.000 M€, que es el 3% del PIB del país. De ese total, en el año 2009 una sexta parte correspondió a las primas que se dan al Régimen Especial, que en su mayor parte (más del 70 %) corresponde a las energías renovables. Este valor de las primas es un parámetro elevado en primera visión de la lógica económica.

Tecnología	Potencia, MW	Energía, TWh	Primas, M€	Retrib. Total M€	Primas c€/kWh	Total €/MWh
Eólica	15.595	31,89	1.261	3.203	3,95	100,4
Solar(PV+T)	3.460	2,54	976	1.152	38,4	453,5
Mini hidro.	1.980	4,63	149	446	3,21	96,3
Biomasa	587	2,49	129	290	5,18	116,4
Residuos	569	2,73	65	239	2,36	87,5
Total	22.191	44,28	2.580	5.330	5,82	120,4

Subvención a la producción eléctrica con Renovables, 2008

Facturación anual del sector: 31.000 M€. Fuente: www.cne.es y elaboración propia



Primas a las energías en Régimen Especial.

La razón de nuestro esquema de primas, que es similar al que se da en Alemania y Dinamarca, dos países que han avanzado significativamente en el desarrollo de las energías renovables, se une a la necesidad de captar inversiones para las energías renovables:

- ♦ En una primera fase del desarrollo, años noventa, las grandes empresas eléctricas realizaban un avance lento en la implantación de renovables, unos pocos parques eólicos o alguna planta fotovoltaica, unidas a puestas en escena mediáticas. La Administración Española se decide por un esquema de primas que captura esa potencial inversión que buscaría otros nichos si no hubiera primas; hay que recordar que el sector de la construcción de segundas viviendas suponía una rentabilidad muy elevada a las inversiones realizadas.
- ♦ En una segunda fase ya en la primera década del siglo XXI, la reacción de las grandes empresas es la de posicionarse en el sector renovable, con mayor o menor intensidad en razón de puntos de vista o intereses internos que son difíciles de explicar. Todavía se vive el momento en el cual algunos de los grandes gurús de la energía española son críticos y despreciativos con las energías renovables. Esas empresas pueden acceder a otros esquemas de financiación, a veces dicen que no necesitarán las primas, pero las siguen reclamando, y en general con insistencia.

Se dice que en España el sistema eléctrico está liberalizado. Ahora bien, el hecho de que la electricidad de origen nuclear se facture al valor de casación de la subasta de generación (cuando su inversión está previamente amortizada por los “costes de transición a la competencia”) más las primas recibidas por las energías renovables, hace pensar que no es así en una buena parte: del orden del 40% de la electricidad se encuentra fuera del mercado; de alguna manera se sitúan en una regulación atípica.

Esto nos lleva a que es preciso reflexionar seriamente en como debiera ser en su conjunto el sistema eléctrico cuando un 40% de la energía eléctrica sea de origen renovable y un 20% de la misma generada en centrales nucleares. Además es preciso tener en cuenta que el funcionamiento del restante 40% del sistema generador será complementario de las otras dos partidas antes citadas: cubriendo o bien la falta de electricidad renovable o las puntas de demanda horaria del sistema.

Lo más lógico sería retornar a un sistema globalmente regulado y a una presencia del Estado en la toma de ciertas decisiones, por supuesto en la planifi-

cación del mismo. Quizás esto no ocurra de forma rápida, pero sí que hay que llamar la atención a que el desarrollo de las renovables históricamente en España se ha unido a ese sistema de primas, alterarlo significativamente puede hacer que pasemos al otro lado del dibujo: dejar de tener un ritmo significativo en el crecimiento de la potencia instalada con renovables a un parón, lo cual, además de incumplir el compromiso europeo repetidamente citado de presencia de las renovables en el sistema energético, supondría el quebrar una estructura industrial que proporciona empleo a un buen número de trabajadores en este país.

Todo ello obliga a que se establezca un esquema de reflexión entre los diferentes actores involucrados a fin de conseguir una solución aceptable. Se asume de forma generalizada que habremos de tener un esquema diferente del actual cuando la potencia instalada con energías renovables cubra el objetivo propuesto para llegar a un 40% de electricidad con esta fuente energética.

Algunos de los factores a considerar en ese diálogo se ligan a: La evolución de la tecnología en renovables, que previsiblemente reducirá los costes de inversión, aunque pueden aparecer necesidades complementarias como la mayor potencia de bombeo hidráulico que la incrementarían en su conjunto. El valor de las emisiones de CO₂ evitado, que si bien puede ser objeto de mercado, debiera tener un punto de partida mínimo que se adecuara al auténtico daño que puede ocasionar el cambio climático. El actual valor de 15 \$/t no parece en consonancia con la dimensión del problema, tal como lo plantea el IPCC (www.ipcc.ch) ni tal como lo plantean los gobiernos cuando se reúnen a tal efecto en las Conferencias de las Partes; pero es un problema complejo por la diferencia de perspectiva entre países ricos y de población menguante, como los de la UE (véase el Fondo de las Naciones Unidas para la Población) y países emergentes y con población creciente, o ya crecida en grandes números.

En ese esquema de aproximación ya algunos sectores han hecho propuestas, el fotovoltaico ha propuesto para la parte correspondiente a instalaciones sobre tejados que la electricidad generada sea de autoconsumo y que reciba unas ayudas en consonancia con la reducción de la demanda final que se haga de la electricidad de red, tanto por el aporte del propio sistema fotovoltaico como por el esfuerzo de menor consumo que teóricamente podría hacer el usuario.

Sin que este sea la solución mágica, y además teniendo en cuenta que sólo afecta a una pequeña parte de la electricidad de origen renovable, hay que pensar en esa idea de diálogo, de propuestas y contrapropuestas, para llegar a un esquema que sea satisfactorio.

EXTERNALIDADES

Las energías renovables tienen efecto positivo sobre la economía del país en varios rubros, a continuación nos centramos en dos de ellos:

- a) **Disminución de las importaciones energéticas.-** El esquema de evolución de las energías renovables destinadas a la generación de electricidad se propone que en la década que va de 2020 a 2030 se genere en España el 40% del total de la electricidad, esto supone el rango entre 120.000 GWh anuales y 160.000.

Suponiendo que esa electricidad hubiera que producirla con gas natural y a los precios que éste tiene en la actualidad nos situaríamos en un valor de importaciones de dicho combustible fósil entre 8.000 y 12.000 millones de euros anuales, lo cual es aproximadamente el 0,8% del PIB español, y el 1,2 % respectivamente.

Podemos especular sobre el hecho de que además una importación de este tipo incidiría en la demanda global de gas, en particular en el entorno mediterráneo, con la consiguiente distorsión en los mercados y previsión de subida de precios del gas natural, pero no es el momento de tratar de inflar estos valores.

- b) **Reducción de emisiones de CO₂.**- En la misma línea de reflexión que en el punto anterior, si la electricidad que se debe generar con energías renovables se produjera con gas natural, las emisiones de CO₂ se incrementarían entre 40 y 60 millones de t/a. Esto haría que incumpliéramos significativamente nuestros compromisos de control de emisiones y además contribuiríamos más a esa mala deriva que se presupone para el fenómeno del cambio climático.

La actual valoración del CO₂ se hace con los mecanismos de mercado, lo cual no deja de ser una ofensa a la Humanidad, al poner el futuro de muchas gentes del mundo en la balanza de la especulación del capital internacional. Ese mecanismo ha situado el valor del CO₂ en valores entre 5 y 30 €/t, con tendencia a ponerlo en la parte baja de esa franja. Tomemos 10 €/t; esto supondría un ahorro económico por generación con renovables de 400 millones de euros anuales.

Ahora bien, los analistas que miran a darle al CO₂ valores que forzarán al modelo económico a avanzar de forma significativa en la reducción de emisiones y en luchar para conseguir que el incremento de la temperatura media de la Tierra no sobrepasara los 2 °C a lo largo del siglo XXI (modelo

de 450 ppm del IPCC), sitúa ese parámetro entre 100 y 200 €/t de CO₂. Con estos supuestos podríamos estimar que esas reducciones en las emisiones de CO₂ ya citadas podrían suponer un ahorro económico de al menos 5.000 millones de euros anuales, es decir el 0,5% de nuestro PIB

EMPLEO Y ENERGÍAS RENOVABLES

El desarrollo de las energías renovables en España durante las dos últimas décadas se puede considerar como el resultado de la suma de esfuerzos diversos, quizás un tanto voluntaristas, sin un esquema planificado que consolide las relaciones entre el avance en la participación de las renovables en el sistema energético y los logros tecnológicos más su relación con la consolidación de un esquema industrial y laboral de proyección amplia y firme hacia el futuro; tanto en el mercado español como en su proyección exterior a través de la exportación.

Es preciso resaltar por un lado el papel jugado por el Instituto de Ahorro y Diversificación Energética, IDAE, quien desde el principio de la década de los ochenta fomentó una cultura de la necesidad y posibilidad de desarrollo de las renovables, en lo cual encontró un apoyo firme desde varias Comunidades Autónomas. También en el área de desarrollo tecnológico hay que reseñar las actuaciones de CIEMAT en todas las áreas renovables, y además diversas Universidades o centros de investigación en acciones específicas.

Si bien se cuenta con algunas empresas energéticas o industriales españolas con papel relevante en el campo internacional, que disponen de tecnológica propia y capacidades de suministro de equipos en cualquier mercado; hay que señalar que en el conjunto de las renovables, tanto su participación en el esquema energético español, como la presencia empresarial en terceros países, no se puede considerar que esté ampliamente cubierta toda la cadena tecnológica e industrial, con la consiguiente traslación de esa fuerza a la creación de empleo, tema este último al que hay que dar especial relevancia dada nuestra situación de elevado desempleo, en particular si lo comparamos con la media de la Unión Europea. Hecho que por otra parte es uno de los pilares de eso que venimos en llamar la “Economía Sostenible”, que pasa por una importante creación de empleo en actividades industriales de alto contenido tecnológico.

En la evolución del binomio: tecnología – empresa, poniendo a ambos sustantivos el adjetivo “español”, nos encontramos con el hecho de que habiendo en nuestro país un adecuado desarrollo investigador y tecnológico, crece el peso de

las empresas cuya casa matriz es foránea e incluso aparece la importación o utilización de equipos industriales de fabricación en terceros países. Esto no es un hecho particular de la energía renovable, ocurre en muchas otras actividades industriales, entre las cuales el automóvil es un caso singular.

Las energías renovables inducen en España unos cien mil puestos de trabajo, incluyendo en esta cifra tanto los asignables a las empresas industriales que fabrican componentes y ensamblan equipos finales, como los correspondientes al montaje, operación y mantenimiento de las instalaciones energéticas resultantes de la extensión de dichas energías renovables. La valoración de esta creación de empleo es uno de los activos que se presenta en el sector de las energías renovables para apoyar la defensa de las primas asignables a la electricidad generada con ellas. El sindicato Comisiones Obreras dispone de un observatorio que sigue con detalle este tema laboral.

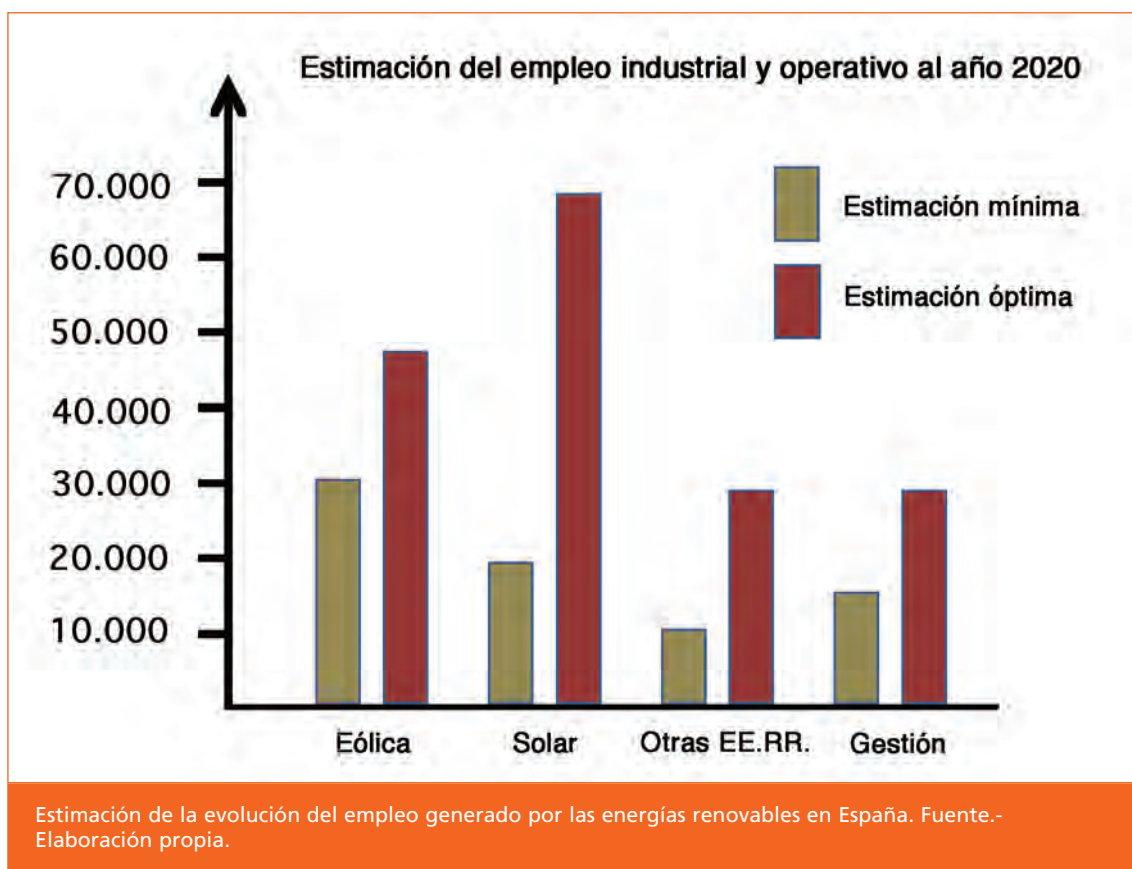
Conviene tener en cuenta que si en nuestro país ese empleo en renovables supone cien mil puestos de trabajo, en Alemania sobrepasa los doscientos mil, más del doble, cuando el aporte de estas energías medidas como parte de la energía primaria o como consumo final directo es similar en valores absolutos para ambos países. Esto nos hace pensar que en Alemania ha habido un mayor éxito a la hora de conseguir transformar esfuerzo inversor en creación de empleo, aunque quizás esto es una reflexión precipitada.

La energía eólica supone un tercio de este empleo total en el sector de las energías renovables, con una buena participación de puestos de trabajo en actividades industriales; se estima que cada MW instalado supone diez empleos industriales, lo cual confirma la suposición generalizada de que en España hay unos 15.000 empleos industriales en el subsector de la industria eólica.

La preocupación respecto al futuro del empleo en energías renovables se centra en la parte correspondiente a las actividades industriales. Es factible imaginar escenarios en los cuales tanto las empresas energéticas como otras de desarrollo de infraestructuras tengan capacidad tecnológica para acometer instalaciones de energías renovables en España o terceros países, aunque por el contrario no se hayan establecido los nexos y desarrollos necesarios para que haya las correspondientes actividades industriales en España, lo que a veces repercute en la compra y uso de equipos procedentes de terceros países sin poder proponer la alternativa propia ya que no siempre ha habido el necesario desarrollo industrial en España.

Es muy importante que se establezcan los adecuados mecanismos que faciliten ese desarrollo industrial y la consiguiente creación de empleo. En ello hay

que considerar tanto a las empresas específicamente españolas, como aquellas otras de procedencia foránea que se han establecido en nuestro país. Parece lógico pensar en una figura que desde aquí denominamos “dinamizador industrial” y que deberá tener la estructura que se considere más adecuada, teniendo en cuenta nuestra estructura de país con el peso que en ella tienen las Comunidades Autónomas; aparte de los agentes económicos y laborales que se considere oportuno. Se buscaría conseguir así ese éxito antes mencionado asignable a Alemania.



Para todo ello hay que tener en cuenta que el mundo industrial de las energías renovables cuenta con un amplio número de empresas: unas pocas son de tamaño medio y en cierta medida conocidas como suministradoras principales, pero muchas otras suministran componentes y servicios y son de pequeño tamaño y poco conocidas.

En los puntos siguientes de este apartado se hacen reflexiones sobre la situación tecnológica de las diferentes opciones renovables y su potencial extensión

en España, pensando en ese compromiso de alcanzar el 20% de renovables en el esquema energético español del año 2020. Ambos conceptos: control de la tecnología y crecimiento de las áreas energéticas condicionan la posibilidad de crear empleo en nuestro país; evidentemente la forma en cómo se actúe en esa dinamización industrial arriba citada incidirá muy significativamente en los resultados finales en el contexto laboral.

En la figura anterior se esquematiza una valoración propia de cómo puede ser el empleo industrial más el de operación y mantenimiento de las instalaciones en energías renovables al año 2020. Se ve que en un supuesto pesimista se puede hablar de unos 80.000 puestos de trabajo, mientras que en una visión que llamamos óptima pudiera llegar a unos 200.000 puestos de trabajo, más del doble. Estas estimaciones tan distintas son las que nos llevan a plantear esa figura de “dinamizador industrial” antes citada; pero que tiene que ver con la evolución habida en el esquema industrial de las diferentes opciones renovables que se citan más adelante

En esa figura, en el concepto de gestión se incluyen las actividades no específicamente industriales pero que pueden considerarse de apoyo: I+D, ingeniería, estudios ambientales, relaciones sociales, etc. No se ha incluido el empleo que pudiera originarse en el país en el aprovisionamiento y gestión de biomasa. Esta materia prima es autóctona en lo que corresponde a usos térmicos y de generación de electricidad, lo cual supone empleo aquí no valorado.

En cambio, y de forma generalizada, la biomasa destinada a biocarburantes proviene del exterior y no genera empleo. La evolución de los criterios de aprovisionamiento de esta segunda biomasa puede ser muy importante a la hora de valorar empleos. En la Comisión Europea se estima que si hay un esfuerzo autóctono en disponer de agroenergía, pudiera haber hasta un millón de nuevos empleos en el conjunto de la Unión, no nos atrevemos a hacer una valoración para el caso español, pero pudiera ser muy importante.

Expuestas estas consideraciones de carácter general parece adecuado hacer algunas reflexiones de tipo específico en las diferentes áreas de energías renovables, tanto las dirigidas a la generación de electricidad como a otros usos, centrándonos para ello fundamentalmente en los aspectos tecnológicos y de investigación y desarrollo; sabiendo que partimos de una situación que podemos considerar consolidada, pero que nos enfrentamos a una previsible evolución en la cual aparecen una serie de interrogantes que dejan abierta la imaginación a planteamientos y respuestas de muy diverso tipo, y que aquí no podemos hacer más que tratar de intuir.

		Una planta (50 MW)		48 plantas (2.400 MW)	
Fases	Empleos	Directos	Indirectos	Directos	Indirectos
Construcción	Medios/mes	192	769	9.228	36.912
	Medios totales	4.614	18.456	221.472	885.888
Operación y mantenim.	Medios/mes	40	80	1.920	3.840

Para el caso Solar Termo-Eléctrico, que es posiblemente el que mayor tasa de creación de empleo puede generar por unidad de potencia, se tienen evaluados los valores siguientes en función de la experiencia que comienza a adquirirse en este campo:

Ello se debe a las inversiones a realizar, muchas de las cuales se pueden canalizar perfectamente a empresas españolas, si bien hay áreas, como las turbinas, donde aparecen lagunas realmente seculares.

Volúmenes de negocio estimados por tipo de empresa	
Empresas de fabricación de equipos convencionales	80.333.168
Empresas de fabricación de equipos específicos de plantas termo-eléctricas	132.673.888
Empresas de servicios	59.652.012
Empresas de construcción	45.850.615
Inversión con almacenamiento de Sales	318.509.683

CAPÍTULO 4.
HOJAS DE RUTA Y PUNTOS
CRÍTICOS: LA INVESTIGACIÓN
Y EL DESARROLLO
TECNOLÓGICO
EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Capítulo 4. Hojas de ruta y puntos críticos: La Investigación y el Desarrollo Tecnológico en las energías renovables

1. INTRODUCCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL

Es indudable que las Renovables han experimentado *un cambio drástico en estos dos últimos decenios*; y aunque no todas en igual medida, han pasado de un status tecnológico muy incipiente a una realidad industrial con clara connotaciones de madurez.

A este efecto del desarrollo tecnológico se ha añadido otro de *implicaciones económicas importantes, pero complejas*: ante los estímulos ofrecidos por los gobiernos de algunos países, notoriamente España, se ha producido un despliegue rapidísimo en instalaciones de energías renovables para la producción de electricidad, con dos efectos de considerable entidad:

- ♦ La creación de *un potente tejido productivo*, que en el caso de la eólica se ha terminado asentando con un gran sector de nuestra economía, con creación de empleo nacional, y proyección internacional de nuestro know-how.
- ♦ La aparición de un *sobrecoste muy significativo en la producción de electricidad*, por las primas dadas al kWh generado en estas instalaciones, con la peculiaridad de que este sobrecoste se extiende, a las instalaciones a las que se aplica (que de momento son prácticamente todas las hoy en funcionamiento) por 25 años (con un extensión de vida económica ulterior nada desdeñable).

La evolución de las distintas fuentes ha seguido pautas muy distintas, por motivos en general intrínsecos de las dificultades de cada tecnología en su desarrollo, aunque también ha influido la decisión de algunos grupos de I&D e importantes laboratorios energéticos de primar la investigación en determinada dirección. Tal fue el caso de la *eólica*, que en sí no requería ningún cambio de paradigma técnico para encontrar vías para su explotación, y que además fue identificada como especialmente interesante por centros de investigación en EEUU, Alemania y

Dinamarca. Efectivamente, los primeros molinos de vientos convertidos en “fábricas de luz” datan de finales del siglo XIX, como puede comprobarse en la revista técnica “La Electricidad”, publicada en aquella época por el insigne ingeniero y catedrático D. Francisco de Rojas (autor además del primer texto de “Electrodinámica Industrial” publicado en España, con el que estudiaron todos los pioneros de la electricidad en nuestro país. Se comprueba así que todos los elementos básicos para la generación eólica de electricidad estaban ya disponibles (no los de carácter electrónico o de regulación) pero la falta de gestionabilidad de las instalaciones, por la intermitencia y variabilidad del viento, más su imposibilidad de “embalsarlo” al modo de la energía potencial de la hidráulica, hicieron que esas “fábricas de luz” no prosperaran durante casi un siglo, pues tampoco había manera de almacenar la “luz” excedente en algunos momentos.

Cabe también decir que la *Biomasa* estaba así mismo en condiciones de haber sido explotada en centrales térmicas ad hoc, pero lo cierto es que no pudieron competir con las de carbón (ni posteriormente con las de fuel o gas) e incluso en estos momentos es la más rezagada de todas las tecnologías, y la única que no ha sufrido una eclosión de gran tamaño, y ello a pesar de las esperanzas depositadas en el en el Plan de Fomento de Energías Renovables de 1999, cuyos objetivos quedaron ampliamente incumplidos; como de hecho la pasará también al Plan actual 2005-2010; que sin embargo verá cubiertos con notorio exceso los objetivos de las otras renovables.

Sobre esta situación peculiar de la Biomasa e España se podría argumentar que las primas ofrecidas por la legislación no son suficientemente atractivas, y buscar simplemente una causa crematística para el retraso; pero lo cierto es que la Biomasa, como se ha visto en su descripción tecnológica, presenta peculiaridades muy propias en las muy diversas tecnologías que podrían serle de aplicación; no son fáciles de replicar sus instalaciones; y están además sujetas a una problemática nada simple en relación con el acopio de su combustible. Todo lo cual conforma un cuadro que la hace mucho menos atractiva que las otras tres renovables más maduras, en las que sin duda existe un gran ciclo de negocio... subvencionado.

2. EL RETO TECNOLÓGICO: PROS, CONTRAS, DESAFÍOS PENDIENTES

El gran reto de las Renovables es aprovechar su impulso incentivado para, mediante un esfuerzo adicional de I&D y de gestión eficaz de los recursos naturales, *convertirse de verdad en un auténtico superciclo de negocio*. Esta apuesta, según algunas denominaciones más o menos visionarias, podría dar pie a una tercera Revolución Industrial, que además sería la base del Desarrollo Sostenible

que a medio y largo plazo hay que instaurar para refrenar los efectos medioambientales de la actividad socioeconómica, y combatir la escasez, o al menos carestía, de los combustibles fósiles, a los que tanto debe la humanidad por la 1ª y 2ª revoluciones industriales.

La respuesta a ese reto tiene elementos comunes, pero sobre todo es específica de cada tecnología. De hecho, la diferencia de primas en la normativa legal actual es tan aparatosa, que por sí sola indica que es imprescindible un tratamiento diferenciado de cada renovable. Más aún, desde un punto de vista de ortodoxia económica, tiene poco sentido la coexistencia de primas tan dispares, pues las eficiencias marginales de las inversiones deberían ser iguales en un equilibrio económico. Es decir, las primas deberían estar orientadas fundamentalmente a la energía eólica terrestre, de momento, por ser la que menos subvención requiere para resultar competitiva. Más aún, con algunos de los datos aportados por los agentes de ese sector, podría decirse que la eólica terrestre es ya competitiva en los emplazamientos de mejores características.

La política seguida por los sucesivos gobiernos en este tema, y particularmente lo que se plasmó en el RD 661/2007, no ha optado por dicha ortodoxia económica, y ha instituido primas muy significativas para otras fuentes de energía, particularmente la fotovoltaica, con objeto de estimular el sector. Aunque inicialmente la potencia a instalar bajo ese paraguas legal estaba acotada a 500 MW, la reacción virulenta del sector, con una vitalidad que nadie previó, y que excedió notoriamente a la capacidad de reacción del Ministerio de Industria, llevó la potencia a superar los 3.000 MW en poco más de un año, lo cual se ha conocido como la “Burbuja Fotovoltaica”. Para pinchar dicha burbuja, el gobierno tuvo que dictar el RD 1578/2008, así como el RD 6/2009, con los que hizo fijos y vinculantes una serie de cupos de potencia, con reducción progresiva de primas.

El efecto estimulante del RD 661/2007 no solo se notó en la Fotovoltaica, sino también en la Solar Termoeléctrica y en la propia eólica, obligando al gobierno a reaccionar también, un tanto tardíamente, para acotar la potencia instalada en los sucesivos años, lo cual definitivamente se acordó por Resolución del Consejo de Ministros del 12 de noviembre de 2009.

Obviamente esta historia revela la importancia del interés del lucro inmediato en el despliegue de las renovables. Si en una sociedad liberal el afán de lucro empresarial es absolutamente aceptable e incluso necesario, lo que queda aquí en entredicho es la fuerte hipoteca que el gobierno ha impuesto al futuro, ofreciendo unas primas por 25 años (e incluso más allá con pequeñas modificaciones) y no acotando suficientemente las potencias instaladas a las que afectan dichas primas.

La otra cara de la moneda debería haber sido el **Desarrollo Tecnológico**, pero aquí se puede decir en gran medida que la asignatura está aprobada por los pelos, cuando no al borde del suspenso.

Es cierto que el sector eólico español tiene la gran fortaleza industrial, como se ha comentado en su descripción en la parte sectorial de este informe. Pero también es cierto que esa fortaleza fue adquirida básicamente gracias a acuerdos tecnológicos suscritos con empresas extranjeras, particularmente danesas, y por parte española el acervo tecnológico eólico propio, expresado por ejemplo en número de patentes, fue y es muy exiguo.

En el caso fotovoltaico, España goza de entidades de investigación de nivel internacional, y tiene asimismo un sector industrial apreciable, aunque no tan consolidado como el eólico, pero sin embargo lo más característico de esta fuente de energía es la dispersión geográfica de sus investigaciones en el mundo, teniendo en cuenta además que está muy vinculada a la microelectrónica y a la informática, y por tanto tienen mucho peso las empresas y los laboratorios asiáticos. Si en algún ámbito se deja notar la globalización, es precisamente éste, y resulta muy habitual la adquisición de paneles (o al menos de obleas y de otros elementos básicos) a la industria china y japonesa.

Para la biomasa, la situación es realmente compleja, por partida doble: por un lado por las diferentes biomásas que existen, a las cuales además se les da un tratamiento diferenciado en la legislación promotora; y por otro lado, por la amplitud de tecnologías utilizables para la explotación de las diversas biomásas. De hecho, en este campo se está lejísimos de la situación a la que llegó hace ya más de un decenio la energía eólica, con la identificación de una máquina con las mejores prestaciones, que ha sido el aerogenerador elevado sobre torre, de eje horizontal, y con tres palas en la hélice. Ese modelo se replica, con pequeñas variantes en tamaños y especificaciones de las palas, en todas las instalaciones, lo cual significa un enorme ahorro de ingeniería y un aprovechamiento eficiente de la economía de escala. Esto no es así en el caso de la biomasa, que puede replicar plantas sólo cuando el combustible a tratar es el mismo, y aún así la problemática del acopio de biomasa puede dar origen a parques de material de muy distinta configuración. Y toda esta compleja situación hace que la biomasa siga siendo la “cenicienta” de las renovables, a pesar de que tiene una característica muy positiva, que es su gestionabilidad, por almacenamiento del combustible.

En lo referente a la solar termoeléctrica, la burbuja creada por el RD 661/2007 no fue tan virulenta, pero su tamaño virtual fue incluso mayor, dado que los avales depositados para desarrollar en el futuro instalaciones de este tipo se acerca-

ron a los 15.000 MW. Ya se ha señalado que una peculiaridad de esta fuente de energía es que necesita un tiempo de proyecto y ejecución considerablemente mayor que el de la eólica, que a su vez es mayor que el de la fotovoltaica, cuyas instalaciones son las más inmediatas de implantar. La mayor duración de los proyectos heliotérmicos permite al gobierno reaccionar contra dicha burbuja y crear un registro de instalaciones solicitadas con una serie de condicionantes que permitieron la gradación temporal en la ejecución de toda esa potencia avalada (que se redujo enormemente al pasar a potencia registrada, en lo que hay algo más de 4.000 MW). En este caso, la tecnología aplicada está siendo también de monocultivo, pues la mayor parte de las plantas instaladas son de campo solar de colectores cilindroparabólicos, con aceite térmico de fluido calorífero, y ciclo de Rankine con agua vapor. Pero al contrario que en la eólica, donde hubo un desarrollo previo, fundamentalmente norteamericano y nord-europeo, que permitió la identificación de la mejor máquina, tras haber considerado otras alternativas como las multipalas o las máquinas de eje vertical, en el caso de la solar termoeléctrica ese monocultivo procede simplemente de que la única instalación de este tipo que lleva una veintena de años funcionando es el conjunto de centrales SEGS del desierto de Mohave en California, y son centrales del modelo indicado.

Solo algunas compañías se han decidido por buscar alternativas, como son las de torre central y la de Fresnel, pero se está muy lejos de que el desarrollo tecnológico alcance una masa crítica que realmente permita avanzar en la curva de aprendizaje de esta fuente de energía. Es cierto que, por el efecto estela de las subvenciones a esta fuente de energía, las industrias españolas están en condiciones de competir exitosamente en el extranjero, incluido Estados Unidos, usando la tecnología convencional asimilada precisamente de aquel país, aunque se hayan producido desarrollos propios en Europa, con participación española, como son los colectores Eurotrough y los tubos absorbedores (Schott).

En resumen, las renovables en España presentan un panorama estadísticamente espectacular en la generación de energía eléctrica, pero a su vez evidencian ciertas debilidades tecnológicas, que tendrían que superarse para lograr poner en marcha esta tercera Revolución Industrial.

Para ello, conviene estudiar las características de fortalezas y debilidades de cada tecnología, lo cual se presentará al final de este capítulo, considerando antes la problemática global del sector. En esto último se ha tenido especialmente en cuenta el estudio Tecnosopia 08 “Innovación sectorial: sinergias tecnológicas”, en su área de Energía. Dicho estudio fue realizado por Tecnalía y la UPM para el Ministerio de Ciencia e Innovación. En sus conclusiones generales de este sector, y especialmente aplicable a las renovables, se encuentran las siguientes:

2.1. FRENOS A LA INNOVACIÓN. IDENTIFICARLOS PARA SUPERARLOS

- ♦ La presión del mercado hace que las empresas, dado que el proceso de innovación no afecta al corto plazo, lo dejen como un aspecto secundario.
- ♦ Dificultad de cuantificar los beneficios que aporta a una organización.
- ♦ El proceso de la innovación es un proceso más largo en el tiempo que los habituales en las empresas. Normalmente son de duración incluso superior a la de los planes estratégicos.
- ♦ Entre las entidades de investigación hay actualmente una clara diferencia entre centros de investigación y universidades. Los primeros están más focalizados y gestionan la innovación de una manera más profesional, mientras que las universidades como tales carecen de una estrategia a largo plazo.
- ♦ Falta de una masa crítica en la capacidad de investigación en este país. El conocimiento se encuentra altamente atomizado en las entidades de investigación, y en las universidades existiendo una gran descoordinación y llevándose a cabo en diferentes lugares iniciativas similares sin unificar esfuerzos.
- ♦ Rigidez de las organizaciones en unas estructuras completamente jerarquizadas, que dificultan la participación abierta del personal en procesos de innovación. Existe la impresión de que organizaciones planas suelen ser más innovadoras que organizaciones jerárquicas.
- ♦ Se considera muy importante que la dirección se involucre, ya que implica un reconocimiento de las ideas innovadoras y fomenta la motivación de las personas a dedicar su tiempo a estas iniciativas.
- ♦ Sigue existiendo por parte de la dirección y mandos intermedios una tendencia a la penalización o a la crítica al error.
- ♦ Visión del concepto de innovación distorsionada desde alguna de las organizaciones. Hay empresas que asumen que para acometer proyectos de I+D es necesario el que haya subvenciones públicas.
- ♦ Los requisitos que las administraciones ponen a la hora de presentar proyectos de I+D, son considerados, por las empresas como frenos a la innovación.
- ♦ Es necesario hacer un seguimiento económico de los proyectos de I+D, ya que deben justificar su rentabilidad. Dado que se trata de proyectos a medio y largo plazo, es complejo el realizar esta evaluación.

- ♦ En la mayoría de las organizaciones no se dispone de un sistema de gestión de la innovación como tal.
- ♦ Desde la empresa se toman muchas precauciones a la hora de compartir el conocimiento, ya que éste podría acabar en su competencia.
- ♦ Se considera que mucha de la innovación que se está desarrollando en las universidades no está alineada con los intereses reales de las empresas.
- ♦ Se ve inviable la colaboración con empresas competidoras aún en situaciones precompetitivas, en que el mercado está por desarrollar.
- ♦ En España no está valorada la contratación por el tejido empresarial de doctores o tecnólogos con un historial de investigación, por lo que la investigación queda recluida a un mundo aparte al de la empresa.

2.2. AYUDAS A LA INNOVACIÓN

- ♦ Una innovación industrial bien entendida debe estar impulsada por el mercado.
- ♦ La organización de estas empresas debe regirse por la flexibilidad y la apertura a la colaboración con otras entidades.
- ♦ Mayor cooperación y sintonía que la existente entre las empresas y el mundo de la investigación, entendiendo como tal a la universidad y a los centros de investigación. Se consideraría muy positivo el que pudiese darse un intercambio y un flujo de personal entre las empresas.
- ♦ La generación de ideas innovadoras surge de la apertura de la mente hacia lo diferente
- ♦ Mantener una apertura hacia otros sectores diferentes al de la energía ya que muy probablemente habrá bastantes sinergias.

2.3. BUENAS PRÁCTICAS

- ♦ Vigilancia tecnológica
- ♦ Valoración de la generación de ideas
- ♦ Mantener un contacto estrecho con el cliente
- ♦ Creación de grupos de trabajo en innovación formada por equipos multidisciplinares

- ♦ El proceso de la innovación es un proceso serio y complejo. La generación de ideas es solamente algo espontáneo en ocasiones puntuales.
- ♦ En el momento actual, en el sector de la energía se percibe que la innovación es una necesidad, ya que una empresa competitiva no puede permitirse quedar por detrás de sus competidores en un mercado cada vez más global y exigente
- ♦ La innovación como herramienta de marketing
- ♦ El sector de la energía es actualmente un sector dinámico, donde se persiguen acometer grandes cambios y mejoras
- ♦ La motivación para innovar debe ser la fuerza tractora hacia la innovación, más que la posibilidad de captación de subvenciones.
- ♦ La opinión sobre cómo debería organizarse la financiación pública a la innovación es uno de los puntos de mayor discrepancia dentro del sector.
- ♦ Un buen tipo de ayuda a la innovación, por ser el menos rígido, son las deducciones fiscales a la I+D
- ♦ Se considera positivo el que desde las administraciones se ayude a fijar unas prioridades estratégicas sobre las que trabajar, y en base a éstas se desarrollen los planes de ciencia y tecnología.

A continuación se presentan los DAFOs relativos a las cuatro grandes renovables que se consideran para la generación de electricidad. En cada caso se listan, al final del DAFO, las actuaciones que deberían conformar, a juicio del Estudio, la **Hoja de ruta** correspondiente de cada tecnología. *Faltaría por evaluar el presupuesto que ello comportaría, y estructurar su desarrollo con un adecuado despliegue temporal.*

3. ANÁLISIS ESPECÍFICO DE LAS RENOVABLES

3.1. VALORACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA EÓLICA TERRESTRE

Fortalezas

- ♦ Potencial energético natural total considerablemente alto en España, con un límite técnico de unos 300 TWh/año
- ♦ Tecnología muy dominada (convencional en gran medida)

- ♦ Identificación ya realizada del tipo de máquinas de mejores prestaciones
 - ◇ Aerogenerador de tres palas
 - ◇ Desaparecieron del mercado otras alternativas, notoriamente las máquinas de eje vertical
 - ◇ Caben aumentos de potencia unitaria importantes (si bien no parece que afecten mucho al coste del kWh generado)
- ♦ Facilidad (relativa) de identificar emplazamientos de vientos adecuados
- ♦ Reducción demostrada de costes en estos años de su primer despliegue, bajando de 100 €/MWh en muchos emplazamientos.
- ♦ Coste de inversión inicial moderado, en el entorno de 1 – 1,3 €/W.
- ♦ Facilidad de localización in-situ de parte de su industria
- ♦ Creación de empleo (en fabricación y montaje particularmente)
- ♦ Inexistencia de residuos y subproductos en la operación

Debilidades

- ♦ No gestionable
 - ◇ Energía primaria no almacenable
 - ◇ Aleatoria (aunque obedezca a leyes meteorológicas)
- ♦ Necesidad de una potencia de respaldo cercana al 100%
- ♦ Máquinas muy sensibles a alteraciones en la red (desconexión ante huecos de tensión)
- ♦ Mantenimiento costoso de las partes mecánicas

Amenazas

- ♦ Mercados geográficos emergentes con emplazamientos y retribuciones especialmente interesantes, en otros países.
- ♦ Saturación de redes eléctricas y nodos en algunas zonas propias, con ampliación cuestionada.

- ♦ Desinterés, empresarial y de las entidades de I&D&i, en el desarrollo tecnológico subsiguiente, por haber alcanzado un nivel muy bueno de prestaciones, y haber intereses considerables en rentabilizar las inversiones realizadas en los aerogeneradores y equipo complementario.

Oportunidades

- ♦ Repotenciación de parques antiguos
 - ◇ Aprovechamiento de máquinas de mayor potencia unitaria
 - ◇ Replanteamiento de la distribución de aerogeneradores
- ♦ Desarrollo de mejores equipos eléctricos y de electrónica de potencia
 - ◇ Resistencia ante cortes de tensión
- ♦ Mejora de la prognosis de viento, en escala horaria y diaria
 - ◇ Desarrollo de sistemas expertos en patrones de tiempo meteorológico
 - ◇ Uso de información on-line facilitada por satélites
- ♦ Equilibrado de redes/nodos mediante inclusión de instalaciones de generación gestionables (particularmente Biomasa; y por supuesto gas natural)
- ♦ Estudio detallado del viento en parques o áreas pendientes de desarrollo, para identificar distribuciones óptimas de aerogeneradores.
- ♦ Desarrollo de aerogeneradores para vientos medios-bajos

3.1.1. Actuaciones propuestas sobre la Eólica Terrestre

El desarrollo tecnológico de este área ha de ir encaminado a aprovechar las oportunidades que se presentan, incluso teniendo en cuenta que se trata de una tecnología madura, con moderada (pero nunca nula) capacidad de mejora; pues el desarrollo anterior ha sido de gran éxito.

El esfuerzo inversor o promotor lógicamente ha de ser proporcional a los resultados esperados; y aunque éstos pueden parecer reducidos en % respecto de la situación actual, pueden sin embargo llevar a la eólica a niveles de coste del kWh generado similar o menor al de las centrales de gas de ciclo combinado.

Algunas de las actuaciones propuestas hacen referencia a cuestiones infraestructurales, y no plantean problemas graves de competencia empresarial, aun-

que por supuesto pueden tener efectos que beneficien más a unas empresas que a otras; lo cual debe considerarse en las herramientas de promoción que se usen. Estas **actuaciones de carácter infraestructural** son:

- ♦ **Elaboración (actualizada, integrando los datos experimentales de los parques eólicos) de un inventario del potencial eólico detallado en España.**
- ♦ **Métodos de prognosis de viento, en escala horaria y diaria..**
- ♦ **Programación (proyectos y calendarios) de repotenciación de parques.**
- ♦ **Estudio de modificaciones y ampliaciones de las redes eléctricas y sus nodos, para superar la saturación en la integración de la eólica. Materialización de los proyectos que resulten adecuados.**

Otras de las actuaciones son de carácter esencialmente competitivo, llevadas a cabo por empresas del sector; aunque para ello también existen herramientas de promoción adecuadas, que en muchos casos incluye la participación de centro públicos de I&D, así como universidades, en colaboración con las empresas interesadas. Estas **actuaciones competitivas** son:

- ♦ **Diseño y construcción de prototipos de aerogeneradores para vientos medios-bajos.**
- ♦ **Diseño y construcción de elementos, componentes y prototipos completos de aerogeneradores con mejores características.**

3.2. VALORACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA EÓLICA MARINA

Fortalezas

- ♦ **Potencial energético natural total apreciablemente alto en España, con un límite técnico de unos 80 TWh/año.**
- ♦ **Conocimiento (genérico) de los emplazamientos con mejores vientos en la plataforma continental española**
- ♦ **Creación de empleo (en fabricación y montaje particularmente)**
- ♦ **Inexistencia de residuos y subproductos en la operación**

Debilidades

- ♦ No gestionable
 - ◇ Energía primaria no almacenable
 - ◇ Aleatoria (aunque obedezca a leyes meteorológicas)
- ♦ Necesidad de una potencia de respaldo cercana al 100%
- ♦ Conexión eléctrica especial con tierra.
- ♦ Coste alto, unas tres veces superior al de la eólica terrestre actual, pero no muy distinto del de las primeras máquina eólicas.
- ♦ Ambiente de trabajo excepcionalmente exigente, con gran problemática por la corrosión y por lo efectos dinámicos del mar.
 - ◇ Mantenimiento costoso
 - ◇ Incertidumbre sobre la duración del equipo

Amenazas

- ♦ Problemática medioambiental muy peculiar.
- ♦ Dificultades específicas por nuestra plataforma continental, que exigirá seguramente soluciones muy diferentes de las ya probadas en el Mar del Norte, por lo que no cabrá la asimilación de tecnología que tan útil fue en la primera generación industrial de la eólica terrestre.
- ♦ Desinterés empresarial relativo, al existir otras fuentes de energía que no comportan incertidumbres de fondo, como ésta, y que tienen una valoración económica suficientemente buena.

Oportunidades

- ♦ Aprovechar la experiencia que algunas compañías españolas van a adquirir en la construcción de parques eólicos marinos en el Reino Unido.
- ♦ Aprovechar la capacidad de los astilleros españoles en construcciones de diverso tipo para trabajos marinos de sondeos, extracciones, etc.

- ♦ Establecer y desarrollar una curva de aprendizaje similar a la que se dio con la eólica terrestre, y conseguir una reducción de costes sustancial (por un factor $\frac{1}{2}$) en los próximos 10 años.

3.2.1. Actuaciones propuestas sobre la Eólica Marina

Las dificultades específicas de esta fuente de energía han ido relegando su consideración como energía a ser explotada ya. Habida cuenta de las limitaciones de las empresas y de los centros de I&D en términos de personal cualificado, y de equipamiento, es lógico que se haya producido una secuenciación del interés por las diferentes renovables, motivado en gran medida por la madurez adquirida y aplicabilidad, así como por el efecto económico producido.

Esto significa que no parece lógico intentar ser también líderes pioneros en esta energía, pues hay otros países europeos que tienen mucho mayor potencial eólico off-shore que España, acumulando además mucha experiencia en explotaciones de hidrocarburos off-shore. Resulta pues lógico que sean ellos los que más se interesen por el avance por la curva de aprendizaje de esta tecnología, y hasta cierto punto lo paguen.

Ello llevaría a adoptar una política de espera activa en esta energía, y se subraya lo de activa, pues la Eólica Marina debería estar operativa en España antes del 2030. Durante esa espera, que en gran medida dependerá de los resultados que se obtengan en los próximos años en la construcción de los mencionados parques británicos, parecen aconsejables las siguientes **actuaciones**:

- ♦ **Elaboración de un inventario del potencial eólico marino detallado en España.**
 - ◇ Características del viento
 - ◇ Idem de la plataforma continental, teniendo en cuenta las restricciones de uso impuestas por motivos medioambientales
- ♦ **Elaboración del diseño conceptual y proyecto de prototipo de aerogeneradores marinos (con subvención pública, régimen de concurso)**
- ♦ **Identificación de concesiones de parques eólicos marinos, en función de las características del inventario de potencial, en concurso público).**

3.3. VALORACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA FOTOVOLTAICA

Fortalezas

- ♦ Potencial energético natural total altísimo en España, con un límite técnico de unos 7.000 TWh/año
 - ◇ Y potencial bastante alto en Europa, pues la PV funciona con todo tipo de radiación, directa o difusa.
- ♦ Tecnología de dificultades moderadas, pero muy exigente en métodos de fabricación de sus componentes básicos, particularmente el Si purificado a nivel fotovoltaico.
- ♦ Larga duración de los elementos más críticos de los dispositivos.
- ♦ No se necesita refrigeración con agua de sus dispositivos, aunque los que se basan en radiación concentrada, necesitan extraer el calor depositado.
- ♦ En la I&D sobre PV concurren varios centenares de laboratorios en el mundo, unos universitarios y de centros públicos, y otros empresariales, formando una comunidad muy dinámica y competitiva.
 - ◇ Evolución muy rápida del sector y de las células comercializadas
- ♦ Versatilidad de la PV para aplicarse a un sinfín de cosas, desde satélites a calculadoras, pasando por juguetes y linternas recargables.
 - ◇ Efectos colaterales positivos, que hacen obtener retornos apreciables a las compañías, cuya finalidad más señalada es la generación masiva (posiblemente algo distribuida) de electricidad
- ♦ Experiencia notoria en España, sobre todo a nivel de I&D, aunque también en ciertas facetas de su industria
- ♦ Caso de la burbuja PV de 2008, que si bien supuso una reacción insoportable económicamente a largo plazo para el sector eléctrico español, demostró una espectacular vitalidad de esa comunidad, lo cual es un activo importante (en parte basado en la rapidez de elaboración y ejecución de los proyectos PV):
 - ◇ Proyectos fácilmente replicables.

Debilidades

- ♦ Tecnología con infinidad de alternativas abiertas, no totalmente comparables entre sí.
 - ◇ Desde células baratas pero de muy bajo rendimiento
 - ◇ A “células campeonas” de gran rendimiento pero muy caras.
- ♦ Dificultades de sistematizar y estructurar un programa de I&D&i en este campo, donde prima mucho la creatividad de los investigadores.
- ♦ Consumo importante de energía en la fabricación de los materiales para las células (sobre todo, Si purificado)
- ♦ Deslocalización de la producción de los dispositivos.
 - ◇ Poca creación de empleo in situ
 - ◇ Dificultades de competir en un mercado muy globalizado, y con fuertes antecedentes de la electrónica y la informática.
- ♦ Coste altísimo. Necesidad de primas un orden de magnitud superior a la eólica.

Amenazas

- ♦ La retirada de las primas, si no se hace gradual (y aún así) puede acabar con una alta fracción de la industria existente en todo el mundo.
- ♦ No hay indicaciones objetivas de qué células pueden llegar más rápidamente a la paridad de red. La situación de las perspectivas de reducción de costes evoluciona muy rápidamente. Algunos inversores prefieren la política de “wait and see”, confiando que aparezca un “descubrimiento universitario de un free-lancer revolucionario” que tumbe los costes al suelo...
- ♦ La escasez de algunos de los materiales empleados ha dado años atrás algún disgusto a la industria (escasez de Si PV en el 2005; en cierto modo acentuada por una competencia innecesaria con el sector electrónico, que necesita Si mucho más purificado).
 - ◇ La escasez es más de productos intermedios comerciales, que de materia prima (no hay límite técnico en el SiO₂).

- ♦ Si la reiterada promesa de reducción de costes no se cumple, habrá una oleada de recelo contra la PV. Si además se queda con primas escasas, el pendulazo puede herir mucho a la industria.

Oportunidades

- ♦ Estudiar las características de la vitalidad del sector en la burbuja del 2008, e intentar canalizarlas, y promover o apoyar las más arraigadas en el país.
 - ◇ Graduar la reducción de primas y, sobre todo, limitar la potencia anual instalada, en función de ese estudio-
- ♦ Lanzamiento de un programa de I&D&i que promocióne las actividades españolas de mayor probabilidad de competencia en la PV globalizada, y en las áreas identificadas como de gran arraigo.
- ♦ Aprovechamiento de la versatilidad de aplicaciones de la PV para poner en marcha programas sinérgicos (por ejemplo, con edificación).
- ♦ Participación en el Programa Marco de Investigación de la U.E., en los aspectos de I&D, y en el SET Plan por lo que corresponde a actividades empresariales y partenariado público-privado.

3.3.1. Actuaciones propuestas sobre la Fotovoltaica.

El potencial energético de esta energía es, con casi plena seguridad, el mayor de todas las renovables, tanto a escala planetaria como española. Por el contrario, es la que lleva ofreciendo mayores costes de generación de electricidad, y en grado tal que provoca tanto rechazo como admiración, lo que no hace fácil su tratamiento, ni a la hora de estimular su I&D, ni al promocionar su explotación, que sin embargo sorprendió a todos con una reacción espectacular a los incentivos que representó internacionalmente nuestro RD 661/2007.

Esta respuesta “burbuja” quizá demostró, pero es aventurado pontificarlo, que los costes dichos de la PV estaban hinchados, pues en muchos casos se aplicaban a usos (calculadoras, edificios, linternas...) que perfectamente soportan precios mucho mayores que la generación comercial de electricidad, que es de las actividades socioeconómicas más baratas, medidas en coste/beneficio.

Este hecho de que la respuesta PV fuera mucho mayor que la esperada, necesita un estudio ad-hoc, entre otras cosas para proceder a una reducción gradual de las primas que no mate a esta peculiar gallina de los huevos de oro.

Ese estudio tendría posiblemente una componente de complejidad inherente, por la multiplicidad de células PV que están sobre la mesa de los investigadores y sobre el catálogo de los montadores. Intentar sistematizar esta realidad desde un programa español de I&D está fuera de razón; pues muchas de las actividades se realizan en otros países. A ellos llega y llegó, por tirón comercial, el efecto llamada del RD 661/2007; pero las cuestiones de I&D no se rigen por la considerable libertad de movimiento de los productos comerciales. Por ello, cualquier estímulo de la Administración a la PV debe hacerse estrictamente en los ámbitos y con los agentes españoles que pueden significarse en el panorama global de la PV. Por otro lado habría que cuestionar y graduar la estimulación de las renovables para continuar su expansión comercial en España, pero son dos cosas sustancialmente diferentes, aunque parezca extraño. Para esta gradación sería muy útil analizar con rigor la fenomenología de la reciente burbuja fotovoltaica.

El análisis anterior lleva a proponer las siguientes **actuaciones**:

- ♦ **Elaboración y ejecución de un programa de promoción de I&D&i con identificación priorizada de las líneas a estudiar, y de los agentes españoles que, por su significación en el contexto internacional globalizado, deben ser el cauce de esta promoción (sin merma de que otros equipos puedan ir mejorando su contribución al sector, a través de las herramientas convencionales de I&D). El objetivo sería doble**
 - ◇ **potenciar el liderazgo científico-tecnológico en algunas áreas PV,**
 - ◇ **consolidar una comunidad técnico-industrial que tenga dimensión internacional en su capacidad de innovación, y a su vez proyecte en nuestro país sus mejores prácticas, para conseguir de manera rápida que la reducción de costes sea una realidad entre nosotros sin dilación, respecto de la avanzadilla global.**
- ♦ **Realización de un estudio sobre la “burbuja PV de 2008”, identificando causas, características y resultados y efectos; y señalando sobre todo las lecciones a aprender.**
- ♦ **Atención prioritaria a la mejora de la normativa del sector y, sobre todo, a su implantación y verificación de cumplimiento.**

3.4. VALORACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA HELIOTÉRMICA-ELÉCTRICA

Fortalezas

- ♦ Potencial energético natural total muy alto en España, con un límite técnico de unos 600 TWh/año
 - ◇ Proporcionalmente, altísimo en Europa, que tiene pocas zonas donde se pueda plantear la CSP (concentrated solar power) de las cuales la mitad o más están en España.
 - ◇ Ello confiere a la CSP un acento especialmente español
- ♦ Tecnología de dificultades moderadas, pero exigente en innovación, materiales, diseños óptico-geométricos, etc.
- ♦ Puede, y según ciertos criterios, debe incorporar almacenamiento térmico, lo que le confiere capacidades de gestión temporal de la energía original, y particularmente funcionar en horas siguientes a la puesta de sol.
 - ◇ Gestionable (a nivel horario)
- ♦ Facilidad (relativa) de identificar emplazamientos de irradiación solar directa adecuada (la radiación difusa no vale para la concentración)
- ♦ Facilidad de localización in-situ de parte de su industria
- ♦ Creación de empleo (en fabricación y montaje particularmente)

Debilidades

- ♦ Tecnología con múltiples alternativas abiertas, sin haber demostrado cuales pueden ofrecer prestaciones superiores.
 - ◇ Existencia del modelo de CCP (colectores cilindro-parabólicos) con aceite como fluido calorífero, ya probado (en California) que se toma como modelo inmediatamente imitable y financiable por los bancos
 - ◇ Intereses empresariales por dominar esa tecnología CCP-aceite, y rentabilizar sus esfuerzos en este modelo, eludiendo una aproximación más abierta en cuanto a alternativas.
- ♦ Inexistencia, en España y en la U.E., de un programa completo y estructurado de I&D&i en este campo, aunque existe una Plataforma Tecnológica Europea en CSP.

- ♦ Componentes muy críticos, sometidos a condiciones de trabajo muy exigentes.
 - ◇ Tubos absorbedores en CCP
- ♦ Limitaciones en la máxima potencia unitaria por exceso de tamaño en dimensiones relevantes, como la longitud total de tubería calorífera, o distancia a recorrer por los fotones reflejados.
 - ◇ Configuración CCP (pérdidas de carga y térmicas en tuberías)
 - ◇ Torre central: limitación del tamaño del campo por dificultad de enfoque de los fotones reflejados, sobre el receptor central.
- ♦ Gran cantidad de material empleado en la construcción de los componentes y en el montaje de la instalación (acero, vidrio, hormigón)
- ♦ Coste medianamente alto, a mitad de camino entre la eólica y la PV.

Amenazas

- ♦ Inexistencia de competencia empresarial relevante en el suministro de algunos componentes esenciales, que se diseñan y fabrican según pautas muy estereotipadas.
- ♦ No disponibilidad de ciclos termodinámicos diseñados ad-hoc para las aplicaciones heliotérmicas.
- ♦ Necesidad de grandes caudales de agua para refrigeración (que en algunos emplazamientos de aire muy seco puede requerir 400 gramos por segundo de evaporación, por MW extraído por el condensador; lo cual equivale aproximadamente a 1,5 kg de vapor por kWh de calor extraído en el foco frío). La alternativa de refrigeración por aire es sin duda de especial interés.
- ♦ Mayor rapidez de respuesta del sector fotovoltaico ante una licitación general, por el menor tiempo requerido para preparar, visar y construir un proyecto fotovoltaico (aunque sea por agregación modular); que uno heliotérmico de igual potencia.
- ♦ Dificultades de despliegue por exigencias en la orografía del terreno (en especial para las centrales CCP, que necesitan terrenos aplanados).

Oportunidades

- ♦ Posibilidad de plantear un programa ordenado de inversiones con unidades de tipología y potencia similar, con el consiguiente efecto de economía de escala.
 - ◇ Que debe ser compatible con el análisis de alternativas a nivel de prototipos de I&D.
- ♦ Desarrollar métodos de proyecto y de gestión de centrales, como referencia de ingeniería, sistematizados y comercializables:
 - ◇ Ahorro de tiempo y esfuerzo en los proyectos
 - ◇ Mejora en prestaciones/resultados de las centrales
- ♦ Lanzamiento de un programa completo y estructurado de I&D&i que permita una evaluación precisa de las alternativas en este campo.
- ♦ Empleo del calor excedente en las plantas solares, para desalar agua de mar.
- ♦ Hibridación de las instalaciones con otras fuentes de calor, como la Biomasa o el gas natural. Aunque esta hibridación tiene actualmente límites administrativos por el RD 661/2007, no hay razones objetivas para no cambiar esos límites, si se demuestra que es interesante para optimizar el uso de las instalaciones disponibles. En definitiva, la eólica está hibridada, por así decirlo, a través de la red, con las centrales de gas (ciclos combinados); pues éstas han de suplir la ausencia de las eólicas, cuando desaparece el viento.
- ♦ Aprovechamiento de las instalaciones existentes de infraestructura de I&D, particularmente la Plataforma Solar de Almería (CIEMAT).
- ♦ Participación en el Programa Marco de Investigación de la U.E., aún contando con las limitaciones inherentes a proyectos colaborativos de muchos socios, en los que difícilmente se tratan temas de verdadero interés para las empresas, ni nada que sea del ámbito competitivo.

3.4.1. Actuaciones propuestas sobre la Heliotérmica-eléctrica.

El potencial tecnológico de este área está aún por evaluarse adecuadamente, pues su evolución no ha contado con un proceso de I&D previa, como fue el caso de la Eólica, donde se probaron prototipos distintos de aerogeneradores, y se fue haciendo una selección natural, que confluyó en el aerogenerador de eje vertical elevado, y tres palas.

No obstante, es posible que en la Heliotérmica no se llegue a un único ganador en los modelos de centrales, y puede que convivan varios modelos, según la potencia unitaria, la orografía del terreno y otras peculiaridades.

Ello ha llevado a confiar en el único modelo construido de gran tamaño, las centrales SEGS de California (CCP-aceite), a la hora de plantear el primer paso del despliegue español, cuyos resultados están aún por ver.

Sólo una empresa, así como varias entidades de investigación, han ahondado en alternativas, particularmente de receptor en torre central. La experiencia en explotación de esas alternativas es así mismo limitada. Y más limitada aún es la experiencia en almacenamiento térmico, pues muchas de las centrales CCP-aceite del primer paso del despliegue en nuestro país, carecen de almacenamiento; y tampoco existen (aunque hay varias en construcción) instalaciones experimentales en este campo específico, que será crucial para la penetración del Heliotérmica en el sector eléctrico.

Es obvio que las varias empresas que se han decantado por la construcción de una o algunas centrales de CCP-aceite, tienen una estrategia basada en la explotación ulterior de este modelo, para recuperar los costes de los primeros modelos, más caros por obvias razones de aprendizaje. Ese será un marco a tener en cuenta en la promoción de esta energía desde la Administración, que se deberá centrar en estimular la I&D de las alternativas más prometedoras en función de sus características propias, promoviendo la construcción de prototipos que permitan una valoración mejor del final previsible de cada curva de aprendizaje, y del potencial de mejora y reducción de costes de cada modelo.

Todo este análisis lleva a proponer las siguientes **actuaciones**:

- ♦ **Elaboración y ejecución de un programa de promoción de I&D&i con identificación priorizada de las líneas a estudiar, y participación público-privada, reconociendo en la primera fase una mayor dedicación presupuestaria de la parte pública; con intención de recuperación, en caso de éxito, en la fase de explotación industrial.**
 - ◇ **Fase de elaboración: Discusión Técnica de Base**
 - ◇ **Ejecución: prototipos.**
 - ◇ **Selección: características inherentes y estudio comparativo.**
 - ◇ **Experiencia real: Coste, O&M, prestaciones**

- ◊ **Planteamiento de la explotación industrial: propiedades empresariales sometidas a canon por la ayuda de I&D recibida**
- ♦ **Atención prioritaria a la refrigeración seca.**
- ♦ **Atención prioritaria al almacenamiento térmico.**
- ♦ **Atención a la identificación de ciclos termodinámicos ajustados a las especificaciones obtenidas de campos solares de altas prestaciones, con optimización conjunta.**
- ♦ **Inclusión de la hibridación con Biomasa y con Gas Natural como herramienta válida para optimizar las inversiones, e incluso como alternativa al almacenamiento térmico, al menos en una primera etapa.**
- ♦ **Planteamiento público-privado para estudiar los resultados del primer paso del despliegue español, iniciado en 2008, y que en 2012 habrá acumulado una primera experiencia, que será imprescindible estudiar, para reorientar con mayor fundamento el futuro del sector, su I&D y su proyección en el sector eléctrico.**

3.5. VALORACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA BIOMASA

Fortalezas

- ♦ **Potencial energético natural apreciablemente alto en España, con un límite técnico de unos 70 TWh/año.**
- ♦ **Energía gestionable, con almacenamiento relativamente simple (aunque de bajo poder calorífico).**
- ♦ **Tecnología de dificultades intrínsecas moderadas, pero muy variada por tener que acoplarse a las características del combustible, y por ser múltiples los tratamientos térmicos con los que producir la combustión, directamente o con pre-gasificación.**
- ♦ **En la I&D se puede aprovechar el acervo de varios laboratorios del país, e indirectamente del mundo, con gran experiencia en agricultura, selección de plantas, etc.**
 - ◊ **Un tema esencial será el de la agro-energía, seleccionando plantas especialmente útiles para generación eléctrica y biocombustibles líquidos.**
- ♦ **Versatilidad de suministro de la materia prima.**

- ◇ Cultivos locales, con la consiguiente creación de empleo.
- ◇ Participación en los mercados globalizados de productos agrícolas, con la consiguiente independencia de un solo ámbito de suministro.
- ◆ Efecto medioambiental positivo, sobre todo en la alternativa de uso de residuos forestales y agrícolas.
 - ◇ Extensión al uso de residuos industriales y urbanos seleccionados o tratados, para la producción de energía.
- ◆ Inyección económica al sector agrario, complementando y ampliando sus fuentes habituales de negocio
 - ◇ Creación de empleo en el medio rural.

Debilidades

- ◆ Tecnología con múltiples alternativas abiertas, no totalmente comparables entre sí.
 - ◇ Combustión directa de plantas leñosas, etc.
 - ◇ Gasificación previa de material dispar, y uso del gas en motores o turbinas.
- ◆ Dificultades de sistematizar y estructurar un programa de I&D&i en este campo, donde pesa mucho la materia prima a quemar, y sus características, y donde el aspecto de la logística de acopio de material es un asunto complejo y difícil de garantizar según esquemas de inversión industrial.
- ◆ Necesita refrigeración con un sumidero de calor, al igual que cualquier central con ciclo termodinámico. Lo más común es el agua, lo cual compite con el propio uso de ésta para la agricultura, aunque el agua consumida por ésta, en evapo-transpiración de las plantas principalmente, es entre uno y dos órdenes de magnitud mayor que el consumo por refrigeración del condensador.
- ◆ Dificultad de entendimiento entre la parte industrial y agrícola.
 - ◇ Fluctuaciones (inducidas por la meteorología, las catástrofes, etc) en la productividad de las plantaciones
 - ◇ Dificultades de competir en un mercado muy globalizado, y con fuertes antecedentes de la electrónica y la informática.

- ♦ Coste moderadamente alto, salvo que esté asociada a la eliminación de residuos. Necesidad de primas algo superiores a la eólica.

Amenazas

- ♦ El precedente del shock provocado en los mercados internacionales de algunos productos agrícolas, por la aparición de la demanda de los biocarburantes para el transporte, suscita un temor claro a similares reacciones si la biomasa para generación de electricidad plantea una nueva demanda de dimensiones considerables.
- ♦ Resistencia del sector agrícola a perder su régimen de subvenciones, ligado a la Política Agraria Común (PAC) de la U.E., si se entra en un régimen comercial más competitivo, como suelen ser los de base industrial.
- ♦ Anejo a los puntos anteriores, dificultades y competencia en la asignación de suelos a una u otra actividad, agraria tradicional o agro-energética
 - ◊ Necesidad ineludible de que las autoridades agrícolas entren en este asunto, y lo incorporen como suyo.
- ♦ Mal precedente de los planes previstos para la Biomasa
 - ◊ El Plan de Fomento de Energías Renovables de 1999 puso su mayor esperanza en la Biomasa eléctrica, pero fracasó estrepitosamente.
 - ◊ En el actual Plan, de 2005, el incumplimiento de lo previsto es aproximadamente del 50% (a pesar de revisar a la baja los objetivos del de 1999)

Oportunidades

- ♦ Diálogo entre los ministerios de Industria y Agricultura para elaborar una estrategia conjunta y coherente de desarrollo de la biomasa energética.
 - ◊ Planteamiento de la estrategia ante las CCAA, para convertirla en planes operativos.
- ♦ Puesta en marcha de un programa para identificar aplicaciones de la biomasa eléctrica que puedan dar lugar a un conjunto de instalaciones replicables, por igualdad del combustible y de la tecnología usada, seleccionando los niveles adecuados de potencia unitaria para ese subsector de aplicaciones.

- ♦ Proyección en las CCAA de los programas subsectoriales de instalaciones homogéneas, para materializar estos programas con las adecuadas garantías en el suministro del combustible en cuestión.
- ♦ Participación en el Programa Marco de Investigación de la U.E., en los aspectos de I&D, y en el SET Plan, por ser la Biomasa en Europa una fuente energética mucho más desarrollada que en España, y ser por tanto un campo fundamental de referencia y aprendizaje.

3.5.1. Actuaciones propuestas sobre la Biomasa.

La Biomasa eléctrica en España ha sido calificada a veces, cordial pero certeramente, como la cenicienta de las Renovables; pues han sido muchas las expectativas frustradas, aunque quizá las expectativas fueron más voluntaristas que realistas, y no tuvieron adecuadamente en cuenta las dificultades inherentes de esta energía, tanto a nivel de tecnología (que se ha de cambiar apreciablemente de un proyecto a otro, incluso con combustibles similares) como de materia prima, cuestionada en su garantía de suministro y en el coste de su logística.

Lo cierto es que la Biomasa ha tenido unas primas a la generación eléctrica que han sido sólo ligeramente superiores a las de la eólica, y quizá ello ha hecho poco atractivas las inversiones en este campo. Cabe preguntarse cual habría sido la respuesta del sector si el nivel de primas hubiera sido como el de la fotovoltaica, pero aunque este futuro no tenga una contestación fiable, hay que señalar que el sector tampoco funciona claramente como tal sector (a diferencia del eólico o el PV) y ello a pesar de que existe una Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa, sobre la cual hay que señalar que la práctica totalidad de los socios son industriales o de I&D industrial. Es decir, el sector agrario no está integrado, y con ese déficit, y las reticencias que se siguen observando en los temas dichos de garantía y logística, resulta más que improbable que la Plataforma eche a andar de verdad.

Quizá un aumento sustancial de las primas (para un cupo limitado de proyectos que se registraran y avalaran adecuadamente) indujera ese tirón en el sector que hiciera que la parte agraria se subiera al carro. Desde luego con “bus” (business as usual) el carro no parece que vaya a despegar. Y en el carro tendrían que subirse por tanto las CCAA con interés en la Biomasa eléctrica, para las cuales esta estrategia puede ser un activo sociológico importantísimo, por la fijación de empleo rural, y por el flujo de inversiones y caja hacia la zona. Así planteado, el juego parece un “win-win” en el que nadie pierde (salvo el tener que pagar primas más altas, en cantidad total acotada) pero lo cierto es que el proceso no avan-

za, y el despliegue de la Biomasa no se produce. Alguien tendría que apretar el acelerador, y ese alguien, a tenor de la experiencia con las energías solares, pueden ser las primas al kWh. Así que parece obligado tantear esa posibilidad, si bien con efectos acotados, como se ha dicho. Si ni siquiera con ese estímulo reacciona el sector, habría que pensar que el entendimiento entre Industria y Agricultura es imposible, y desde luego los esfuerzos por lanzar las renovables estarían mejor colocados en otras de ellas.

Con estos precedentes, y en un clima de cierta cautela, parece obligado proponer las siguientes **actuaciones**:

- ♦ **Puesta en marcha de un programa de diálogo Industria-Agricultura para elaborar una estrategia conjunta y coherente de desarrollo de la biomasa energética, como elemento de base de trabajo con las Comunidades Autónomas interesadas en el desarrollo de la biomasa para generación de electricidad.**
- ♦ **Realización de un estudio sobre el valor de la prima razonable para el kWh generado con biomasa, pudiendo ser dicho valor diferente para los distintos tipos de biomasa, como paso previo a implantar un nuevo baremo de estímulo a esta fuente de energía, con valores acotados en la potencia total de los proyectos que se aceptaran en este baremo, que deberían ser seleccionados por concurso público, en función de criterios técnicos y económicos que habría que identificar en el Estudio.**
- ♦ **Como parte del estudio anterior, o en paralelo a él, un programa para identificar aplicaciones de la biomasa eléctrica que puedan dar lugar a un conjunto de instalaciones replicables, por igualdad del combustible y de la tecnología usada, seleccionando los niveles adecuados de potencia unitaria para ese subsector de aplicaciones.**
- ♦ **Estimulación, desde la Administración central, de la participación en el Programa Marco de Investigación de la U.E., en los aspectos de I&D, y en el SET Plan, por ser la Biomasa en Europa un campo fundamental de referencia y aprendizaje.**

4. LA INVESTIGACIÓN Y EL DESARROLLO TECNOLÓGICO EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES

4.1. INTRODUCCIÓN Y PLANTEAMIENTO

En la **Hoja de Ruta** que se ha propuesto como guía de desarrollo de las renovables en nuestro país, se ha afirmado que el *gran reto* de las Renovables es aprovechar su impulso incentivado para, mediante un esfuerzo adicional de I&D y de gestión eficaz de los recursos naturales, *convertirse de verdad en un auténtico superciclo de negocio*. Esta apuesta, según algunas denominaciones más o menos visionarias, podría dar pie a una tercera Revolución Industrial, que además sería la base del Desarrollo Sostenible que a medio y largo plazo hay que instaurar para refrenar los efectos medioambientales de la actividad socioeconómica, y combatir la escasez, o al menos carestía, de los combustibles fósiles, a los que tanto debe la humanidad por la 1ª y 2ª revoluciones industriales.

De la afirmación anterior nos interesa sobre todo la referencia al esfuerzo adicional en I&D. Más aún, cabría decir que el esfuerzo no basta con que sea adicional, sino que debería ser sustancial, y aspirar a una remodelación o recreación de las técnicas ya dominadas, para conseguir mejores rendimientos y menores costes, que serían de verdad la base de esa 3ª revolución industrial.

Desde hace más de un siglo, los avances sistemáticos en casi todos los campos técnicos, basados en la mejora continuada del conocimiento científico, ha ido generando un *modus operandi* de extraordinaria capacidad productiva; aunque no sólo se ha manifestado como factor de producción, sino que ha modificado esencialmente las técnicas médico-quirúrgicas con métodos potentísimos de análisis, visión interna e intervención; y han terminado por revolucionar todo el sistema de tratamiento de datos y de captación de conocimiento, así como la transmisión de todo tipo de información y comunicación.

A esa aplicación sistemática y rigurosa del saber científico para convertirlo en técnicas útiles a un fin práctico, en general económico, es a lo que se ha llamado tecnología, aunque se tardaran varios decenios en acuñar el término, pues a mediados del siglo XX aún se hablaba de técnica solamente. Pero el término técnica incluye todo aquello que proceda del *tecnos*, o arte, es decir, que sea artificial, como característica opuesta a lo natural; y ello incluye la técnica del artesano y muchas otras realizaciones que no requieren de un conocimiento científico riguroso, sino del saber de la experiencia directa y poco más. Lo distintivo de la tecnología es su base científica, y su metodología de trabajo, así mismo científica. Esta es la vía por la cual se puede abordar un cambio radical en la explota-

ción de las energías renovables; que como energías naturales, consustanciales con nuestro entorno vital inmediato, han sido en algunos casos, como el de los molinos de viento y de agua, aprovechados en base a la experiencia directa, sin herramientas de análisis y diseño que mejoraran sus prestaciones. Esta situación cambia radicalmente en los últimos decenios del siglo XX, cuando se toma conciencia de las dificultades energéticas a las que con seguridad tendrá que enfrentarse la humanidad, que había basado sus Revoluciones Industriales 1ª y 2ª en combustibles fósiles, carbón y petróleo respectivamente.

A partir de la crisis petrolífera de 1973-74 (tras la guerra de Yom Kippur de 1973) la atención a las energías renovables cambia de intensidad y extensión, comenzándose los primeros programas de I+D específicos en diversos países del mundo. Como ejemplo cabe reseñar que tan pronto como octubre de 1974, se celebró en Madrid (Palacio de Congresos) una importante conferencia internacional con el título: “La investigación científica y el problema de la energía”. En esa conferencia se presentaron, casi como primicias, los programas para desarrollo de tokamaks, aunque aún estemos esperando que el ITER sea una realidad que indique que la fusión nuclear será por fin una fuente de energía comercializable en el futuro. Pero también se presentaron propuestas para estudiar una panoplia curiosa y amplia de dispositivos eólicos, tanto de eje vertical como horizontal, dispositivos de semiconductores con efecto fotovoltaico, y esquemas de instalaciones piloto de energía solar térmica. De esas propuestas iniciales saldría, por ejemplo, la Plataforma Solar de Almería.

Casi cuatro decenios después el panorama ha cambiado significativamente, y las renovables forman parte del parque de generación de electricidad, aunque hayan de estar subvencionadas. En ese cambio ha tenido mucha influencia la I+DT, que ha ido aclarando qué dispositivos o mecanismos ofrecen las mejores prestaciones dentro de cada familia energética; aunque aún quede mucho camino por recorrer, que es precisamente el que se ha de abordar en **una nueva etapa de I+DT**. Etapa que tiene su **ventana de oportunidad en estos momentos**. Por supuesto que seguirá habiendo siempre necesidad de investigar y mejorar, pero la mayor parte de ese esfuerzo debe hacerse ahora, y los países y empresas que mejor respondan a este reto en este momento, más y mejor rentabilizarán sus esfuerzos.

4.2. EL MARCO ACTUAL DE I+DT

En este contexto hay que recordar que las tecnologías renovables presentan madurez de muy diverso nivel, tanto en su desarrollo intrínseco como en su despliegue comercial (aunque subvencionado). Pero incluso en el monto de las sub-

venciones se manifiestan unas diferencias enormes, de un orden de magnitud, lo cual también señala una escala de necesidades de I+DT diferentes en cada caso. En principio, cuanta menos subvención necesita una renovable para su despliegue real en el parque de generación eléctrica, menor es su necesidad de I+DT. O dicho de otro modo, las renovables menos maduras son las que en principio ofrecen mayor potencial de mejora procedente de la I+DT. Lo cual subraya el hecho de que esta actividad tiene muy pocos elementos comunes entre las diversas energías, y se puede considerar que es específica de cada tecnología; y así se hará en este Anexo.

Hay otro aspecto singular que se ha de señalar como marco del problema: las renovables son hoy día, verdaderamente, una cuestión de estado; y por ende una cuestión a nivel superior de la Unión Europea. Ello se debe al enorme interés social e intergeneracional que tiene el poder llegar a dominarlas y hacerlas rentables; lo cual comporta plazos más allá de lo que puede ser abordado a nivel empresarial. Ya se ha recordado a estos efectos que la preocupación por cambiar el modelo energético a base de lo que ofrece la ciencia arranca de 1974 (como reacción a la primera crisis del petróleo). En esas mismas reacciones hay que contar con la creación de la Agencia Internacional de la Energía o, a nivel de país, la creación en Estados Unidos de la ERDA (Energy Research and Development Administration) destinada a impulsar esas investigaciones. Debido a la importancia global del problema, la ERDA se convirtió en el Department of Energy, que no sólo asumió funciones de I+DT, sino de ordenación y reglamentación del ámbito energético norteamericano, aunque en el DoE siga primando mucho la investigación.

En el caso español, y en el europeo, la situación no está tan integrada en una sola entidad y línea de acción, sino que de hecho y de derecho hay dos vías, ni paralelas ni convergentes, una dedicada a la promoción de la instalación de centrales de energía renovable (y en definitiva dedicada a que cuadren las estadísticas de generación energética) y otra dedicada a la promoción de la I+DT.

En el caso de la UE, la primera vía se integra dentro del Comisariado de Energía, mientras que la segunda está en el de Investigación.

En el caso español, lo primero (que incluye la fijación de primas) es responsabilidad del ministerio de Industria, Secretaría de Estado de la Energía, y lo segundo del ministerio de Innovación y Ciencia.

A priori, cualquiera de los esquemas puede valer, pero el hecho es que la separación de objetivos, funciones y responsabilidades es tan clara, y las políticas tienen

horizontes tan diferentes, que es escasa la sinergia establecida entre ambas líneas. Más aún, esa realidad impregna las decisiones de toda la política relacionada con el tema. Como ejemplo notable, cuando la UE aborda el tema de fomentar las renovables y elabora una directiva al efecto, en concreto la 2009/28/CE, se centra en asignar unos valores meta al porcentaje de producción de energía final con energías renovables, e incluso identifica unos mecanismos de flexibilidad para esa implantación, pero no prevé que el cumplimiento de esos objetivos requiera la satisfacción de un programa previo de I+D, ni asigna una cantidad a esta actividad. Se entiende que la industria puede reaccionar con lo existente, en función de los incentivos extra que pongan los países. También se entiende que será otro ámbito dentro de la UE, el de Investigación, quién se encargue de la promoción de la I+DT, con los fondos que le atribuyan dentro de los presupuesto de la UE.

Esta función de la UE se realiza a través de dos líneas fundamentalmente: el Programa Marco (actualmente el 7º) y el programa Intelligent Energy Europe, que contiene típicamente 4 áreas:

- ◇ Eficiencia Energética (SAVE)
- ◇ Energía en el Transporte (STEER)
- ◇ Energías Renovables (ALTENER)
- ◇ Iniciativas Integradas

En el de Energías Renovables (ALTENER) no se sufragan gastos de I+D destinados a proyectos de I+D que impliquen instalaciones y gastos en componentes, sino que se dedica a cuestiones más sutiles (y difíciles de medir en su utilidad) tales como (citando textualmente): Capacity building; building and spreading of know-how, skills and methods; exchanges of experience; development of market and intelligence; policy input; awareness raising and information provision; and education and training.

En los Programas Marco se encuentran herramientas de I+DT más convencionales, fundamentalmente “collaborative projects”, y esto lleva a una cuestión de importancia radical, en este y otros campos: *¿hasta donde puede colaborarse en la I+D, y desde donde hay que competir?*

Este dilema “colaboración versus competición” es muy importante en general, pero es especialmente acuciante en las renovables, donde se tiene la convicción de que puede haber cambios significativos de “ideas campeonas” en el futuro, dentro de cada tipo de energía.

Este dilema es elemental, y está claro que las empresas pueden colaborar fácilmente, entre sí y con los organismos de investigación, de manera sencilla en la investigación pre-competitiva, asociada en general a políticas científico-técnicas generales. La cuestión es más ardua cuando la I+DT se refiere a aspectos más concretos y patentables, pues entonces la colaboración resulta imposible, salvo condiciones excepcionales *bona fide*.

Esta cuestión se ha pretendido superar, en el seno de la UE, y por imagen en España, creando Plataformas Tecnológicas sectoriales, en las que confluyen todas las empresas y entidades que lo deseen, y evidencien un interés en el sector. La realidad sin embargo sigue siendo tozuda al pretender convivencias contra natura, y el éxito de las Plataformas está siendo más que cuestionable. Funcionan relativamente bien cuando se refieren a ideas que están aún muy lejos de la mercantilización, como es el caso del Hidrógeno, después de un despegue muy promisorio a principios de siglo, o cuando no comporta prioritariamente interés comerciales, como puede ser el Confinamiento Geológico del CO₂, pero no han funcionado tan bien en el caso de las renovables, donde hay una competencia considerable entre las distintas líneas abiertas. Por ejemplo, en el caso PV, de disputa entre aplicaciones que necesitan concentración de la luz solar, y las que no la necesitan. Otro ejemplo de escasa armonía: cuando se constituyó en la UE, en el 2005, la Plataforma Tecnológica de “Concentrated Solar Power”, se decidió que entre sus objetivos no estaba la generación de electricidad, sino la obtención de calor de temperatura moderadamente alta, con fines industriales. Esta resolución absurda, que en unos años se remedió, provino del predominio de ciertas empresas centro-europeas en esa plataforma, por razones de rapidez en la respuesta a la convocatoria de la Comisión, y buenas relaciones con algunos de sus funcionarios.

La misión de las plataformas es orientar y priorizar las líneas y temas de investigación que se van a subvencionar en las sucesivas convocatorias de los Programas Marco, lo cual no es poco de cara a la obtención de fondos de la UE. En todo caso, y dado que no llevan ni un decenio funcionando, es difícil decir si las Plataformas sirven o no a efectos de I+D. También se ha observado (en particular en el ámbito de las Pilas de Combustible) que las plataformas orientaban la investigación de la UE hacia lo muy básico o carente de interés real; reservando los ámbitos interesantes y patentables para su propia investigación. Aunque a primera vista pueda parecer una práctica desleal, no deja de ser absolutamente lógica y justa, pues tiene poco sentido efectuar investigaciones de hondo calado en régimen abierto, para que queden sus resultados a disposición de todo el mundo.

En este sentido, la investigación colaborativa tiene sentido en grandes proyecto o iniciativas que consuman grandes recursos financieros, y requieran grandes

equipos humanos, como es el caso del ITER en Fusión Nuclear. Pero incluso dentro de un proyecto así, existen multitud de nichos de trabajo en los cuales la I+DT no es abierta, sino confidencial y patentada (aunque la aplicación de esas patentes para los componentes del ITER esté garantizada sin coste alguno, por estar ya justificada por la financiación recibida)

Cabría pensar en que la I+DT de las renovables necesitaría también **proyectos locomotora tipo ITER**, aunque de menor entidad financiera, para auspiciar un buen desarrollo tecnológico, pero lo cierto es que esta I+DT parece más propensa a cierta atomización en **proyectos competidores entre sí**. A pesar de que la palabra atomización comporte la idea de fragmentación de esfuerzos sin lograr sinergias ni masas críticas, lo cierto es que en todas las renovables, y sobre todo en las tres que necesitan más I+DT, la PV, la SET y la Biomasa, **un conjunto de proyectos compitiendo entre sí parece mucho más saludable** que cualquier otra opción, con una falsa integración de esfuerzos baldíos (pues los esfuerzos verdaderos se esconden para lo verdaderamente interesante),

4.3. EL EJEMPLO DE LA EÓLICA

Para entender la orientación y estructura que debe tener la I+DT en este ámbito, es interesante analizar brevemente los resultados de la I+DT en eólica, desde el mencionado año 1974, que supuso el disparo de salida en una carrera hacia una meta tan etérea como la de lograr los mejores resultados de conversión de energía eólica en electricidad, hasta la actualidad.

En los primeros años de esa carrera se observan dos lineamientos de trabajo:

- ♦ La propuesta, generalmente patentada, de dispositivos con geometrías o funcionalidades novedosas, entre los cuales había dos grandes grupos:
 - ◇ De eje vertical, como los Darrieus, Savonius, etc, que presentaban la ventaja de no necesitar alineación con la dirección del viento, pero tenían el grave problema de la limitación en altura, por inestabilidades mecánicas, y por ende limitaciones en potencia unitaria.
 - ◇ De eje horizontal, que como mayor inconveniente tenían la ubicación de toda la maquinaria de conversión en una góndola puesta a una altura considerable, que además había de crecer si se pretendían potencias unitarias mayores, pues la hélice en cuestión debía ser de mayor radio.

- ♦ El desarrollo de mejores herramientas de cálculo y ensayo, que permitieran mejorar los diseños y prever mejor las prestaciones obtenibles de los equipos, entendiendo con más precisión las variaciones de éstas. Toso este esfuerzo estuvo avalado además por un desarrollo teórico muy riguroso de la aerodinámica de los equipos, que era la parte más específica de estas máquinas. También se debió atender a los elementos de máquinas, tales como el multiplicador mecánico para acoplamiento de velocidades entre el buje de la parte aérea y el rotor del generador eléctrico, que a su vez comportó pequeños desarrollos específicos, aunque los más significativos fueron los de electrónica de control frecuencia-potencia y los de protección (contra huecos de tensión, particularmente).

Con ayuda de estas herramientas de cálculo y diseño, incluyendo desarrollos computacionales muy precisos sobre la interacción viento-álabes, el desarrollo se fue concentrando en el “molino de 3 palas tipo avión” (aunque la forma de las palas sería en definitiva mucho más elongada que las de los “Spitfire”, por citar un avión clásico y paradigmático de hélice). Esta solución, que hoy día es irrefutable, y permite una replicación de modelos que abarata enormemente los costes de producción, tuvo que debatirse en su día contra otras opciones, bien de tipo multipala, bien con álabes de otra configuración, como son los rectangulares, característicos de los helicópteros. Durante años, y en según que escuelas de aerodinámica, estas hélices tipo helicóptero se ajustaban mejor a la interacción con vientos de velocidad moderada (por debajo de 25 m/s, lo cual es muy moderado medido en términos aeronáuticos) pero la realidad que terminó imponiéndose es que la tripala “spitfire” alargada era la máquina que más se acercaba al índice de Betz, que es el límite de conversión de energía cinética del viento en energía de rotación de la hélice y la maquinaria a ella unida; y como tal ha quedado así sacramentado, en una industria que particulariza, ya a nivel de detalle, las características de las máquinas en función de la densidad del aire (altitud) y del espectro esperado de velocidad del viento.

En este ejemplo hay que diferenciar entre el desarrollo general de la eólica, y lo ocurrido en España, donde se hizo algo de investigación, propiciando cierta unidades piloto, pero no se estableció un plan consistente de I+DT. Es cierto que el sector eólico español tiene hoy día gran fortaleza industrial, como se ha comentado en su descripción en la parte sectorial de este informe. Pero también es cierto que esa fortaleza fue adquirida básicamente gracias a acuerdos tecnológicos suscritos con empresas extranjeras, particularmente danesas, y por parte española el acervo tecnológico eólico propio, expresado por ejemplo en número de patentes, fue y es muy exiguo. En todo caso, el resultado industrial es impresionante, con una capacidad de respuesta que ha sido puesta de relieve internacio-

nalmente por muchas autoridades públicas de prestigio. Pero el desarrollo eólico español no habría tenido lugar sin el tirón del esfuerzo centroeuropeo, sobre todo danés y alemán.

En ninguna de las otras renovables se ha hecho un avance tan completo como el de la eólica, de modo que no se puede hablar aún de una opción campeona definitiva. Es cierto que en la Solar Termo Eléctrica (STE) las inversiones actuales están muy polarizadas hacia las centrales de colectores cilindro-parabólicos que usan aceite térmico como fluido calorífero, alimentando un ciclo de Rankine de vapor de agua, pero ello no se debe a un esfuerzo similar al ya realizado en la eólica, sino a que ese modelo es el único que ha funcionado durante más de veinte años en el mundo, y por tanto de él se conoce una experiencia operativa suficiente (como para que el banco preste el dinero para la inversión; cosa que no haría con otro proyecto, por muy buenas que fueran teóricamente sus prestaciones). La realidad es que en la STE hay una amplísima variedad de posibilidades de tipos de central y de configuraciones de colector, pero aún no ha habido tiempo ni, sobre todo, presupuestos, para poder analizar esos desarrollos con la precisión y experiencia operativa necesaria.

Similarmente, la Fotovoltaica (PV) presenta una enorme gama de dispositivos y composiciones de células, con características intrínsecas muy variadas; pues unas se orientan a materiales muy baratos, con rendimientos de captación muy pequeños, y y otras se basan en células muy complejas y multi-uniones, que necesitan concentración solar y proporcionan rendimientos muy altos, del 40%. Aunque a menudo se les llame a éstas células campeonas, lo son sólo en cuanto a rendimiento, pero no en seguridad de que se terminarán imponiendo, debido al factor coste. De momento, el campeón del desarrollo actual es el Si policristalino, pero está claro que las opciones permanecen muy abiertas.

En Biomasa encontramos una situación de mayor diáspora aún en cuanto a posibilidades de investigación, comenzando por la profusión de posibles combustibles, entre los que hay una gran variedad. Esta característica, que en cierto modo representa una riqueza de posibilidades, es en verdad un lastre importante, pues resulta difícil priorizar de una manera rigurosa entre las múltiples opciones que existen, que no sólo se refieren a la tipología del combustible, sino a los métodos para aprovechar éste; que van desde la combustión directa hasta el tratamiento previo para su gasificación, pirólisis, etc. En el apartado sectorial dedicado a la Biomasa quedó recogida esta situación, de notoria complejidad intrínseca. Posiblemente en Biomasa no se llegue jamás a una unicidad de equipo como la que se encontrado en Eólica, con una máquina de prestaciones ideales para casi todo viento de interés. El problema es que los vientos son entre sí parecidísimos, a excepción de la velocidad

y de la turbulencia, mientras que las biomásas son entre sí muy diferentes, con composiciones químicas dispares, lo que a veces motiva subproductos indeseables en su combustión. Pero tampoco resulta alarmante que no haya una solución única para las diversas opciones de la Biomasa, y habrá que canalizar las investigaciones bajo la idea de que pudieran encontrarse varias soluciones para esta fuente de energía en España (y no digamos a nivel mundial).

Las demás renovables, como la geotermia, las marinas, etc., necesitan más tiempo de maduración, aunque algunos inventos, como la boya de Masuda (Japón) para convertir la energía de las olas en energía aerodinámica en el interior de una gran tubería vertical) son tan antiguas como las inquietudes que suscitaron las primeras crisis petrolíferas

4.4. LAS HERRAMIENTAS ESPAÑOLAS DE I+D

Aunque en España ha habido planes de desarrollo de Energías Renovables, y en particular el de 1999 y el 2005-2010, éstos han estado exclusivamente orientados a la construcción de instalaciones de este tipo, y en ello España presenta un panorama estadísticamente espectacular, particularmente en la generación de energía eléctrica. La entidad gestora y organizadora de estos Planes es el IDAE, cuya estructura e idiosincrasia no están enraizadas para nada en la I+DT, aunque se apoyen actividades de aplicación de la I+DT en algunos casos. Lo buscado con esos planes ha sido empujar a la industria española (con el apoyo internacional que hiciera falta) para la construcción del número deseado de instalaciones y MW. En otras palabras, no ha habido planes específicos de I+DT para Renovables; lo que en cierto modo es la pauta genérica en el Plan Nacional de I+D, que atiende a todos los ámbitos, con apartados sectoriales, pero con herramientas comunes.

Pero al analizar los resultados del despliegue de las renovables, éstos a su vez evidencian ciertas debilidades tecnológicas, que tendrían que superarse para lograr poner en marcha esta tercera Revolución Industrial, o más exactamente, la participación española en esa Revolución.

No es este el lugar para presentar y diseccionar las herramientas de I+DT existentes en nuestro país, entre otras cosas por haberse publicado en estos últimos años varios estudios sobre el tema, en particular:

- ♦ **Tecnoscopia 08**, elaborado por TecNALIA, con la colaboración de la Universidad Politécnica de Madrid, para el ministerio de Ciencia e Innovación.

- ♦ “La innovación energética en España”, elaborado por el “Think tank” de Innovación del Club Español de la Energía, en 2009.
- ♦ “La investigación en el sector energético español”, elaborado por la propia Fundación para Estudios sobre la Energía, hecho público en abril de 2010.

Este último resulta especialmente atrevido en sus propuestas, por entender que el sector energético posee características muy distintivas, y está en momento muy crítico, por lo cual su tratamiento en la caja común de I+D no resulta suficientemente exitoso, pues la energía, y particularmente las renovables, exigen especificidades muy singulares a la hora de abordar su I+DT. Entre sus propuestas figura la de tener una Agencia de Investigación Tecnológica Energética, que podría vincularse a un organismo existente, para minimizar costes y burocracia, pero que habría de tener un *modus operandi* propio, con perfecto conocimiento de las necesidades del sector.

Por otro lado hay que señalar la “**Estrategia Española de Innovación**”, E2I, presentada por el gobierno al Parlamento en octubre de 2009, pues en ella figura como uno de las áreas principales de actuación la llamada “Energía verde”, en realidad las renovables, consideradas como un pilar fundamental en la cimentación de un futuro sostenible, pero así mismo como una oportunidad económica para ir respondiendo a la crisis con cambios estructurales que permitan su superación en una línea de crecimiento económico y de creación de empleo.

Aún con las limitaciones antedichas, conviene ver qué herramientas principales se están utilizando hoy para las tareas de I+D energético, y señalar què aportan y qué dejan fuera del paquete de trabajo.

Ya se ha mencionado coordina y estimula los Planes de Energías Renovables, y en algunas circunstancias especiales, participa como emprendedor en la construcción de instalaciones singulares. Su labor queda sin embargo lejos de las tareas que propiamente se deben considerar I+DT.

Un caso opuesto es la financiación del CDTI a instalaciones innovadoras que no vayan a tener un uso comercial en el futuro, sino que permanezcan como plantas de puesta a punto de una tecnología nueva. En definitiva, que no vayan a incorporarse como activos productivos en las compañías a las que se ha financiado, sino que sean verdaderas instalaciones de innovación para crear una nueva línea de procesos o productos, que sí será ya comercializable.

El CDTI también gestiona los proyectos CENIT, de gran envergadura económica, y en los que tiene que intervenir cierto número de empresas (al menos, dos de ellas grandes) y universidades y organismos de investigación. Los CENIT pueden ser muy útiles para barrer el campo de posibilidades tecnológicas en una determinada fuente de energía, y en paralelo obtener para la empresa o empresas más directamente involucradas, las correspondientes patentes o documentos de protección del know-how.

Otro tipo de actuaciones de gran envergadura en extensión, pero que puede adolecer de escasa capacidad de materialización de resultados de investigación, son los Proyectos Singulares Estratégicos, creados para impulsar la investigación en una determinada línea juzgada de interés estratégico para el país. Un ejemplo de esto es el PSE de Biomasa, que reúne a un buen número de entidades de investigación (está liderado por el CIEMAT), universidades y empresas. Los PSE son útiles en líneas que necesitan mucha labor de I+D básico para esclarecer el futuro del desarrollo de esa energía en concreto, o de esa línea dentro de un campo energético; pero los PSE no parecen estar capacitados para pasar “de las musas al teatro”, es decir, convertir en operativo algo relativo a la física de la idea, en un invento que funcione, y mejore las prestaciones de esos sistemas, o los haga más baratos, o abra una nueva tipología de explotación de esa fuente de energía.

Pero estas consideraciones no deben hacerse en abstracto, sino teniendo en cuenta lo característico de una fuente de energía determinada, en una línea tipológica concreta. Recuérdese que se ha puesto mucho énfasis en las especificidades de cada fuente de energía; y sin tener éstas en cuenta en el proyecto de innovación abordado, las consecuencias pueden ser funestas. Con lo anteriormente dicho, está claro que las consideraciones de I+DT se tienen que hacer por separado para cada fuente relevante de energía. Por razones obvias de coherencia en los planteamientos, análisis y recomendaciones a o largo de este Estudio, el tratamiento que se presenta a continuación tiene claras concomitancias con el análisis presentado en la Hoja de Ruta de la parte central del Estudio.

5. LA I+DT DE LA EÓLICA TERRESTRE

Las oportunidades de expansión de esta tecnología, aconsejan que las prioridades de I+D se alineen con estos objetivos:

- ♦ Repotenciación de parques antiguos
 - ◇ Aprovechamiento de máquinas de mayor potencia unitaria
 - ◇ Replanteamiento de la distribución de aerogeneradores
- ♦ Desarrollo de mejores equipos eléctricos y de electrónica de potencia
 - ◇ Resistencia ante cortes de tensión
- ♦ Mejora de la prognosis de viento, en escala horaria y diaria
 - ◇ Desarrollo de sistemas expertos en patrones de tiempo meteorológico
 - ◇ Uso de información on-line facilitada por satélites
- ♦ Equilibrado de redes/nodos mediante inclusión de instalaciones de generación gestionables (particularmente Biomasa; y por supuesto gas natural)
- ♦ Estudio detallado del viento en parques o áreas pendientes de desarrollo, para identificar distribuciones óptimas de aerogeneradores.
- ♦ Desarrollo de aerogeneradores para vientos medios-bajos

Parte de las oportunidades tecnológicas señaladas caen claramente en el terreno de la competición empresarial y actividades con resultados patentables, como pueden ser las máquinas para nuevas iniciativas o nichos de funcionamiento. Las empresas más importantes del sector están capacitadas para efectuar los desembolsos asociados por sí mismas, pero es obvio que el papel del CDTI en este terreno puede ser crucial, propiciando equipos piloto que ayuden a avanzar la tecnología. **Actuaciones de tipo competitivo** son:

- ♦ Diseño y construcción de prototipos de aerogeneradores para vientos medios-bajos.
- ♦ Diseño y construcción de elementos, componentes y prototipos completos de aerogeneradores con mejores características.

Algunas otras actuaciones propuestas hacen referencia a cuestiones infraestructurales, y no plantean problemas graves de competencia empresarial, aunque por supuesto pueden tener efectos que beneficien más a unas empresas que a otras; lo cual debe considerarse en las herramientas de promoción que se usen. Estas **actuaciones de carácter infraestructural** son:

- ♦ Elaboración (actualizada, integrando los datos experimentales de los parques eólicos) de un inventario del potencial eólico detallado en España.
- ♦ Métodos de prognosis de viento, en escala horaria y diaria..
- ♦ Programación (proyectos y calendarios) de repotenciación de parques.
- ♦ Estudio de modificaciones y ampliaciones de las redes eléctricas y sus nodos, para superar la saturación en la integración de la eólica. Materialización de los proyectos que resulten adecuados.

Estas actuaciones podrían atenderse con Proyectos Singulares Estratégicos de dimensiones conmensuradas con la dificultad del tema. Obviamente en muchos casos se ha de incluir la participación de centro públicos de I&D, así como universidades, en colaboración con las empresas interesadas, o más exactamente con la patronal del sector, la Asociación Empresarial Eólica. Eso afecta sobre todo a los mapas meteorológicos de detalle y a las dificultades de integración en la red.

6. LA I+DT DE LA EÓLICA MARINA

Esta fuente de energía comporta una problemática medioambiental muy peculiar, y uno de sus puntos débiles es no atender adecuadamente esta situación. Aunque a menudo se considere que en este ámbito energético no hay por qué atender las **investigaciones de corte sociológico**, en este Estudio se considera que éstas pueden ser decisivas en muchos emplazamientos, así como en el planteamiento genérico de esta energía; de modo que se debería encontrar modo de soportar económicamente estos estudios, pues son de interés público.

Un segundo conjunto de investigaciones que son también de claro dominio público son las referentes a las cuestiones específicas de nuestra **plataforma continental**, que exigirá seguramente soluciones así mismo específicas. La Administración (o la Agencia de Investigaciones Energéticas) debería poder movilizar a entidades tales como el Instituto Oceanográfico a efectos de elaborar un estudio de alto nivel sobre esta cuestión que afecta genéricamente a esta energía. Se podría compensar así el aparente desinterés empresarial, al existir otras

fuentes de energía que no comportan incertidumbres de fondo, como ésta, y que tienen una valoración económica suficientemente buena. Esta es por tanto otra actividad que podría cubrirse con un Proyecto Singular Estratégico, o herramienta equivalente.

Una tercera línea de atención genérica, que también podrá abordarse mediante un Proyecto Singular Estratégico es la “Elaboración de un **inventario del potencial eólico marino** detallado en España”. En el trabajo dirigido por el profesor Dopazo para UNESA, en 2005, sobre el Potencial de las Renovables en nuestro país, hay un conjunto de información reseñable sobre este tema, que obedece a un primer tratamiento de los datos meteorológicos disponibles, y que lógicamente habría que complementar hasta el nivel de detalle exigido por fiabilidad de cara a las inversiones a realizar.

Estas actuaciones de carácter genérico son esenciales como base para el despliegue marino. Adicionalmente habría otras actuaciones, que entrarían más de lleno en la competición empresarial. Esto afectaría sobre todo al **diseño conceptual y proyecto de prototipo de aerogeneradores marinos, así como a la construcción de equipos piloto**, todo lo cual podría quedar bajo la financiación del CDTI.

En resumen, la eólica marina tiene dificultades propias de sus características, y será difícil un despliegue como el que ha existido en la terrestre, si no se producen unos avances sustanciales en el conocimiento de los aspectos mencionados, que son un obstáculo lógico para las inversiones en la eólica marina. Aún así, hay que reconocer que pues hay otros países europeos que tienen mucho mayor potencial eólico off-shore que España, acumulando además mucha experiencia en explotaciones de hidrocarburos off-shore. Resulta pues lógico que sean ellos los que más se interesen por el avance por la curva de aprendizaje de esta tecnología; que sólo será transferible a nuestro país en condiciones aceptables si se realiza un programa integrado de actividades de I+D en los aspectos reseñados, incluyendo los sociológicos y la complementaria creación de empleo.

7. LA I+DT DE LA FOTOVOLTAICA

Esta tecnología presenta una gran variedad de alternativas en sus dispositivos, no totalmente comparables entre sí, que van desde células baratas pero de muy bajo rendimiento, a “células campeonas” de gran rendimiento pero muy caras. Ello hace que haya dificultades muy sonadas para sistematizar y estructurar un programa de I&D&i en este campo, donde prima mucho la creatividad de los investigadores.

A ello se añade la fuerte globalización y deslocalización de la producción de los dispositivos, que se focaliza en gran medida en los países asiáticos con gran tradición electrónica.

Tampoco hay indicaciones objetivas de qué células pueden llegar más rápidamente a la paridad de red, lo cual podría ser orientativo de la línea de I+D a seguir en nuestro país. De hecho, se considera que la mejor vía es tener abiertas todas las vías, para propiciar que se produzca un descubrimiento universitario de un free-lancer revolucionario que tumbe los costes al suelo. En resumen, más que un programa ordenado y coordinado de trabajo de I+D, se ha de dotar a esta comunidad de los recursos necesarios para dejar volar la imaginación, y ver cuales de todas las ideas se terminan consolidando como alternativas industriales, incluyendo el aprovechamiento de la versatilidad de aplicaciones de la PV para poner en marcha programas sinérgicos (por ejemplo, con edificación).

Y por último, señalar que éste es posiblemente el campo de renovables donde más justificada está la participación en el Programa Marco de Investigación de la U.E., pues los proyectos colaborativos con otras universidades y centros de investigación hacen afluir sinergias y complementos muy importantes, y estimulan la creatividad con base científica. Pero esa participación exigiría que por parte española se dotara adecuadamente a los equipos de investigación, casi todos de organismos públicos, de un programa soporte, o back-up, que les permitiera trabajar con los mismos estándares de calidad que sus colegas alemanes, por señalar los europeos más avanzados en este campo. Es imposible jugar en la liga europea si el equipamiento que se tiene es absolutamente provinciano.

De todo lo anterior puede parecer que quedan absolutamente al margen las empresas del sector. Indudablemente esto es así en lo que corresponde a la I+DT en los dispositivos PV esenciales, pues estas investigaciones son esencialmente científicas. Hay algunas compañías multinacionales, sobre todo japonesas, con enorme poderío en Electrónica, que van a dominar posiblemente este mercado, e incluso serán quienes más patentes obtengan en PV; pero resulta inviable aliarse con esas grandes empresas, y hay que jugar en el campo de la imaginación científica, que en este dominio puede aportar muchísimas cosas. Por lo que respecta al montaje y manejo de proyectos fotovoltaicos, el espectacular despliegue de la burbuja fotovoltaica de 2008 puso en evidencia algo que casi se conocía de antemano: los tempos de maduración de los proyectos PV son muy cortos, y las ingenierías españolas están sobradamente capacitadas para ejecutarlos en meses; de modo que el potencial de mejora en ese campo es mínimo.

8. LA I+DT DE LA HELIOTÉRMICA-ELÉCTRICA

Una peculiaridad de esta tecnología es que ofrece **múltiples alternativas abiertas**, sin haber encontrado todavía cuales pueden ofrecer prestaciones superiores. Esto hace que sea campo fundamental de la I+DT, pues la verdad es que no se conocen con precisión suficiente las posibilidades y límites que puede tener las diversas alternativas, pues eso exige un programa consistente y sistemático, que no se ha llevado a cabo en ninguna parte del mundo.

Precisamente lo más reseñable en esta energía es la **inexistencia, en España y en la U.E., de un programa completo y estructurado de I&D&i** en este campo, aunque existe una Plataforma Tecnológica Europea en CSP (que no está siendo precisamente una pieza ni mínimamente útil en la identificación de prioridades de I+D, como ya se ha comentado).

Un tema crucial de aclarar son las *limitaciones en la máxima potencia unitaria* por exceso de tamaño en dimensiones relevantes, como la longitud total de tubería calorífera, o distancia a recorrer por los fotones reflejados. Esto último afecta a la configuración de Limitaciones en la máxima potencia unitaria por exceso de tamaño en dimensiones relevantes, como la longitud total de tubería calorífera, o distancia a recorrer por los fotones reflejados. Lo primero afecta a la configuración de colectores cilindro-parabólicos, por pérdidas de carga y térmicas en tuberías; y lo segundo a las de torre central, por limitación del tamaño del campo por dificultad de enfoque de los fotones reflejados, sobre el receptor central.

Otra área esencial de I+DT son los *componentes* que pueden denominarse *muy críticos*, por estar sometidos a condiciones de trabajo muy exigentes. Este es el caso de los tubos absorbedores en los colectores, que presentan afecciones importantes, como deformación plástica y rotura de la cubierta transparente. Al contrario que en el campo PV, en este sí parece imprescindible una buena colaboración entre investigadores y empresas, pues los problemas a resolver están a menudo ligados a las condiciones operativas y a la necesidad de mejorar las prestaciones de los equipos. ES por tanto un campo donde proyectos CENIT o actividades subvencionadas por e CDTI, por carecer de ulterior aplicación comercial directa, pueden ser importantísimas.

A las cuestiones anteriores, muy centradas en la *captación de la radiación solar*, se unen otros requisitos o posibilidades relativos al **bloque de potencia**, como es el desarrollo o adecuación de ciclos termodinámicos de manera más ajustada a la problemática real de la STE, con arranques y paradas diarias. A eso se añade una problemática que es especialmente importante en la STE: la necesi-

dad de grandes caudales de agua para refrigeración (que en algunos emplazamientos de aire muy seco puede requerir 400 gramos por segundo de evaporación, por MW extraído por el condensador; lo cual equivale aproximadamente a 1,5 kg de vapor por kWh de calor extraído en el foco frío). La alternativa de refrigeración por aire es sin duda de especial interés, y ha de incentivarse su investigación por una razón esencial: las centrales STE se han de ubicar donde la radiación solar directa es alta, y esto suele implicar sitios secos, usualmente no cercanos al mar. Por el contrario, las grandes unidades de combustión o las centrales nucleares pueden ubicarse cerca del mar, con lo cual tienen resuelto el tema de la refrigeración por agua. Al tener que efectuar la **refrigeración por aire**, las centrales STE pierden rendimiento; lo cual se ha de investigar, para identificar los ciclos termodinámicos o los métodos de refrigeración que aporten mejores prestaciones con las pautas de funcionamiento que tienen que seguir estas centrales.

En resumen, esta tecnología se vería muy fortalecida por el lanzamiento de un programa completo y estructurado de I&D&I que permita una evaluación precisa de las alternativas en este campo. Ello podría incluir cuestiones un tanto auxiliares, como el empleo del calor excedente en las plantas solares, para desalar agua de mar u otros fines, y la hibridación de las instalaciones con otras fuentes de calor, como la Biomasa o el gas natural; pero debería sobre todo centrarse en la mejora en prestaciones y resultados de las centrales termosolares, en función de la tipología de éstas, y de las condiciones de irradiación solar. Es un campo, en definitiva, donde se puede obtener un gran beneficio de investigación mediante un programa bien estructurado, en régimen relativamente abierto de colaboración, pero con las lógicas actuaciones de protección de la propinada industrial. Ello podría hacerse con diversos métodos, como la subasta pública de diseño y construcción de plantas prototipo de distinta configuración, centrando el desarrollo en cimentar una industria heliotérmica española de gran competitividad. Ello sería prioritario, aunque no tendría que estar reñido con la participación en el Programa Marco de Investigación de la U.E., aún contando con las limitaciones inherentes a proyectos colaborativos de muchos socios, en los que difícilmente se tratan temas de verdadero interés para las empresas, ni nada que sea del ámbito competitivo; lo cual sería fundamentalmente atendido por el programa nacional.

9. LA I+DT DE LA BIOMASA

Aunque en España las empresas y entidades interesadas en la Biomasa están muy bien organizadas en una plataforma tecnológica, la BioPlat (www.bioplat.org), los resultados de su despliegue han sido menores que los pre-

vistos, y la consolidación tecnológica del sector en España, tanto empresarial como de entidades de investigación, también marcha más lenta que lo planteado.

La Biomasa presenta características peculiares entre las renovables, comenzando por el hecho de que necesitan un combustible físico, renovado de manera natural, pero que a su vez interfiere de alguna manera con los ciclos biológicos autótrofos, que en definitiva sustentan toda la vida en el planeta. Esta realidad se complica aún más por la versatilidad de suministro de la materia prima, que puede provenir de cultivos locales, con la consiguiente creación de empleo rural, pero también puede provenir de la participación en los mercados globalizados de productos agrícolas (lo cual parece ser ha producido un desequilibrio apreciable con la entrada de un cliente notorio en ellos, como son los fabricantes de biocarburantes).

A estas complejidades se une que su tecnología presenta dificultades intrínsecas apreciables y muy variadas, por tener que acoplarse a las características del combustible, y por ser múltiples los tratamientos térmicos con los que producir la combustión, directamente o con pre-gasificación.

En un cuadro-resumen se puede hablar de un área con dificultades para sistematizar y estructurar un programa de I&D&i que la dinamice en profundidad. Aparte de que pesa mucho la materia prima a quemar, y donde el aspecto de la logística de acopio de material es un asunto complejo y difícil de garantizar según esquemas de inversión industrial.

En España existe un Proyecto Singular Estratégico sobre Biomasa, recogido en la descripción sectorial de esta tecnología; y es mucho lo que se ha avanzado sobre los cultivos más idóneos según la zona, pero no parece que sea fácil tender un puente entre los aspectos agrarios y forestales y los aspectos industriales. Sólo en el área de los biocarburantes se ha tenido cierto éxito en esta cadena, pero en ese ámbito han surgido muchas voces discrepantes por los efectos medioambientales totales generados por esta actividad.

Es obvio, con las consideraciones expuestas, que la Biomasa es una renovable donde se necesita perentoriamente un gran programa de investigación, pero no uno cualquiera, sino que tenga en cuenta las complejidades del caso en sus dos vertientes:

- ♦ El combustible y su acopio
- ♦ La tecnología para quemarlo, lo cual lleva a su vez implícitas tantas variedades que lo aconsejable parece subdividir el programa general de I+DT ,

que tendría que velar por la coherencia integral de lo abordado, en varios subprogramas específicos de un sub-campo o dominio que permitiera centrar sus actividades correspondientes.

Un objetivo fundamental de este programa sería la puesta en marcha de un conjunto de instalaciones-tipo de biomasa eléctrica, que puedan dar lugar a un conjunto de instalaciones replicables, por igualdad del combustible y de la tecnología usada, seleccionando los niveles adecuados de potencia unitaria para cada subsector de aplicaciones.

Obviamente este programa se configura como algo complejo, cuya financiación tampoco sería fácil de acordar, y que requeriría un diálogo entre los ministerios de Industria, Ciencia e Innovación, y Agricultura para elaborar una estrategia conjunta y coherente de desarrollo de la biomasa energética. En ese diálogo deberían integrarse las Comunidades Autónomas con intereses en el sector, pues son imprescindibles para los planes operativos, y para homogeneizar actividades con la política agraria de detalle; particularmente en lo referente a los cultivos, que son algo muy específico de la zona. Debería además estimularse la participación en el Programa Marco de Investigación de la U.E., en los aspectos de I&D tecnológicos, pues en esa área España manifiesta un retraso considerable. También se debería participar en el SET Plan, por ser la Biomasa en Europa una fuente energética mucho más desarrollada que en España, y ser por tanto un campo fundamental de referencia y aprendizaje.

10. RESUMEN Y PROPUESTA GENERAL SOBRE I+DT

Las energías renovables pueden contribuir de manera protagonista en un **verdadero despliegue del Desarrollo Sostenible**, cubriendo dos misiones importantísimas: la *satisfacción de una parte sustancial de la demanda de energía*; y la constitución de *un sector industrial de alta productividad y creación de empleo*. Estas posibilidades son las que han hecho calificar a las renovables como los cimientos de una 3ª Revolución Industrial.

En el advenimiento de esta nueva revolución tecnológica, España puede y debe jugar su papel, en base a dos cuestiones esenciales, entre otras de menor entidad que se han puesto de manifiesto a lo largo de este Estudio. Esas dos cuestiones son: disponer de un *potencial de energías renovables verdaderamente alto*, sobre todo si se mide con la media disponible en el mundo industrializado, particularmente el de la Unión Europea; y haber demostrado ya, al menos en algunas de

las energías, que hay *capacidad de ingeniería* como para explotar las tecnologías disponibles con éxito. El problema crítico que hay que abordar con cierta urgencia es que **las tecnologías disponibles no son suficientes**: hace falta un bagaje mucho mayor, particularmente en las energías solares, que además son las de mayor potencial en nuestro país. Y ese bagaje hay que crearlo mediante investigación y desarrollo tecnológico, con las emanaciones de innovación que aparezcan, y que dotarán a las renovables de un rentabilidad económica y unas prestaciones energéticas que todavía no tienen.

Y aquí hay que señalar que, para responder por parte de nuestro país a este importantísimo reto, *las herramientas y presupuestos actuales de I+DT no sirven*. Las renovables, cada una con sus especificidades que se han señalado, necesitan un tratamiento individualizado, basado en una diagnosis completa de cada una de ellas (a lo que este Estudio pretende contribuir) y estructurado teniendo en cuenta todos los agentes tecnológicos que puedan participar, y todos los vacíos que hay que cubrir, y todas las opciones prometedoras que hay que indagar. Puede parecer una *tarea de dimensiones sin precedentes en la tecnología española*, que requerirá entidades que ejerzan un verdadero liderazgo, de nivel internacional, como dinamizadores y coordinadores de las actividades a poner en marcha en cada área. Y hará falta un presupuesto público conmensurado con el tamaño de las iniciativas a desarrollar, que requerirán la construcción de plantas prototipo en algunos casos, o la fabricación de nuevos dispositivos y componentes en otros casos. Y todo ello tendrá que conjugarse convenientemente en los dos niveles de actuación que presentan estas actividades: el de la *I+D colaborativa y pre-competitiva*; y el del *DT+i competitivo*, soportado por las iniciativas lógicas de protección de la propiedad industrial, que debería ser un punto mucho más atendido por los organismos públicos de investigación y por las universidades, para lo cual la Administración central tendría que dar una atención presupuestaria y un apoyo ad hoc (sobre todo cuando la propiedad industrial se ha de proteger a nivel internacional). Resulta contradictorio que la “Estrategia Española de Innovación”, E2I, señale la carencia de patentes como uno de los peores males endémicos de la I+D española, y por otra parte los ministerios involucrados en ello no pongan en marcha un programa mínimo para apoyar estas actividades, que no están cubiertas por los presupuestos ordinarios de las universidades, por ejemplo.

La ejecutoria industrial del despliegue de las renovables en España en este último decenio ha sido muy notable. Pero lo hecho no es suficiente para conseguir los objetivos recordados al principio de este Resumen: se ha de **poner en marcha la cadena ciencia-tecnología-industria** con un potente motor de arrastre en cada caso, pues cada renovable necesita su atención. Para arrancar ese motor van a ser

imprescindibles los fondos públicos, incluso para pagar plantas piloto que prácticamente queden en manos privadas, aunque la titularidad sea pública, y la parte privada haya tenido que ganarse esa posición en un concurso abierto y competitivo, en el que *la creación de tecnología sea el factor decisivo*, dentro del marco presupuestario. Ello obligará a las empresas a tener que colaborar con las universidades y centros de investigación de manera más eficaz en la obtención de resultados tangibles. Aún a riesgo de dar una receta excesivamente simplona, con esta estrategia de potenciación de la I+DT en renovables, las empresas tendrán que hacer más tesis doctorales, y las universidades más patentes. Si los programas propuestos, que tendrán que ser refinados y completados por comisiones de expertos en cada caso, echan a correr con el vigor que se requiere, las Renovables tendrán ganado mucho de nuestro futuro.

ANEXO 1.
INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Anexo 1: Integración de las energías renovables en el sistema eléctrico

Una vez comentado la cantidad de recurso existente de cada tecnología renovable, así como la integración económica de la misma, se hace necesario señalar las ventajas e inconvenientes que entraña la integración técnica de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico actual.

Para ello en primer lugar se presentan las características actuales del sistema eléctrico de potencia.

1. EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN LA ACTUALIDAD

Si se pudiera agarrar los cables de un interruptor de luz de una vivienda y se seguirlos, recorriendo todas las máquinas y elementos eléctricos necesarios, tendríamos una visión del sistema eléctrico de potencia parecido al que se muestra en la siguiente figura.

Como se aprecia, para que la energía eléctrica pueda ser accesible en unas excelentes condiciones de calidad, es necesaria toda una serie de maquinaria eléctrica muy compleja, que debe actuar de forma coordinada.

Dicha maquinaria puede agruparse en cuatro grandes bloques.

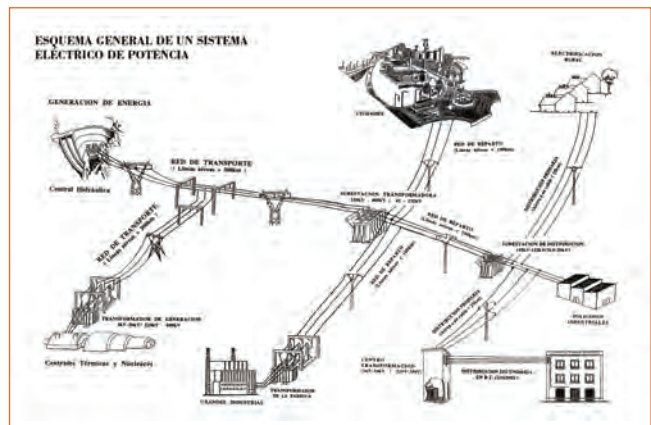


Figura 1: Esquema general de un sistema eléctrico de potencia.

a) Centrales de generación eléctrica.

Las centrales eléctricas son las encargadas de transformar un recurso energético convencional o renovable en electricidad, que como vector energético será transportado y distribuido hasta el consumidor.

b) Red de transporte.

Durante el transporte se producen elevadas pérdidas. Con el objeto de minimizar dichas pérdidas de transporte, se construye una red de transporte de elevada tensión que permite transportar grandes cantidades de electricidad a elevadas distancias con unas pérdidas mínimas.

Las tensiones que se utilizan en la red de transporte son 220 kV y 400 kV.

c) Red de distribución.

Una vez la energía eléctrica ha sido transportada hasta las proximidades de los puntos de consumo, se debe reducir su nivel tensión, adecuándolo a las necesidades de los consumidores.

Las tensiones que se utilizan en las redes de distribución son de 132 kV hasta los 380 V.

d) Instalaciones consumidoras.

Una vez se adecua la energía eléctrica al consumidor, éste la distribuirá por sus instalaciones hasta los receptores que necesite.

Así pues las centrales eléctricas deberán generar la energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda de los consumidores y cubrir las pérdidas que se produzcan en el transporte y la distribución.

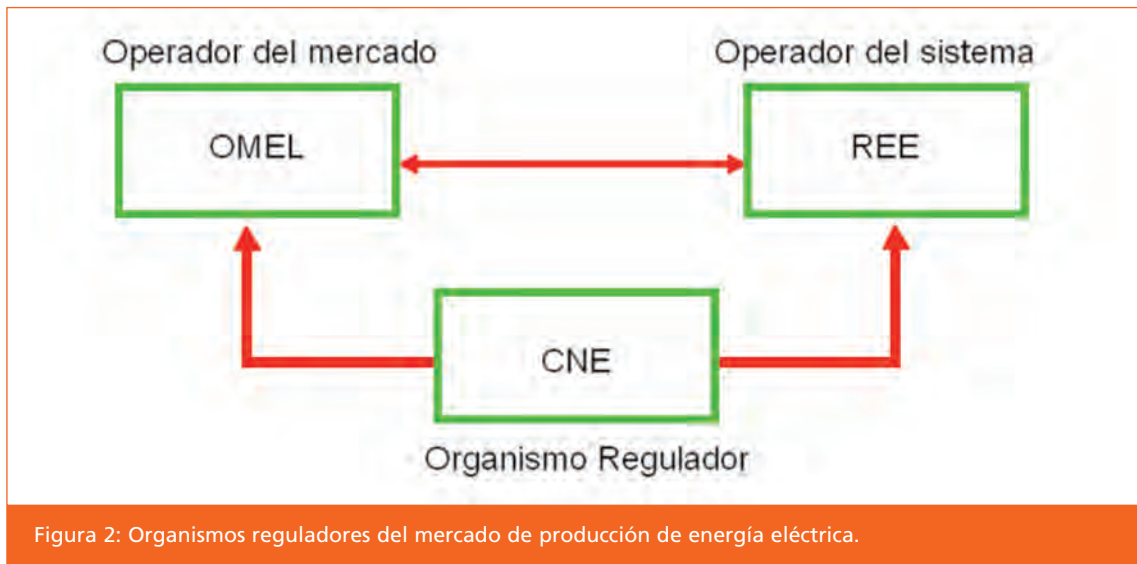
Existe por tanto una estrecha relación entre la energía demandada y la generada, de forma que en todo instante de tiempo se debe verificar la igualdad de ambas.

Dada la importancia que tiene el seguimiento constante de la demanda, parece conveniente realizar una pequeña revisión sobre las características principales de ésta.

2. MERCADO DE ELECTRICIDAD

La ley 54/1997 supuso un importantísimo cambio en el funcionamiento del sistema eléctrico español, pasando de un sistema regulado a un sistema liberalizado.

En este sistema liberalizado o mercado de producción de energía eléctrica se establecen diversos organismos para que velen por el correcto funcionamiento técnico económico del sistema eléctrico de potencia.

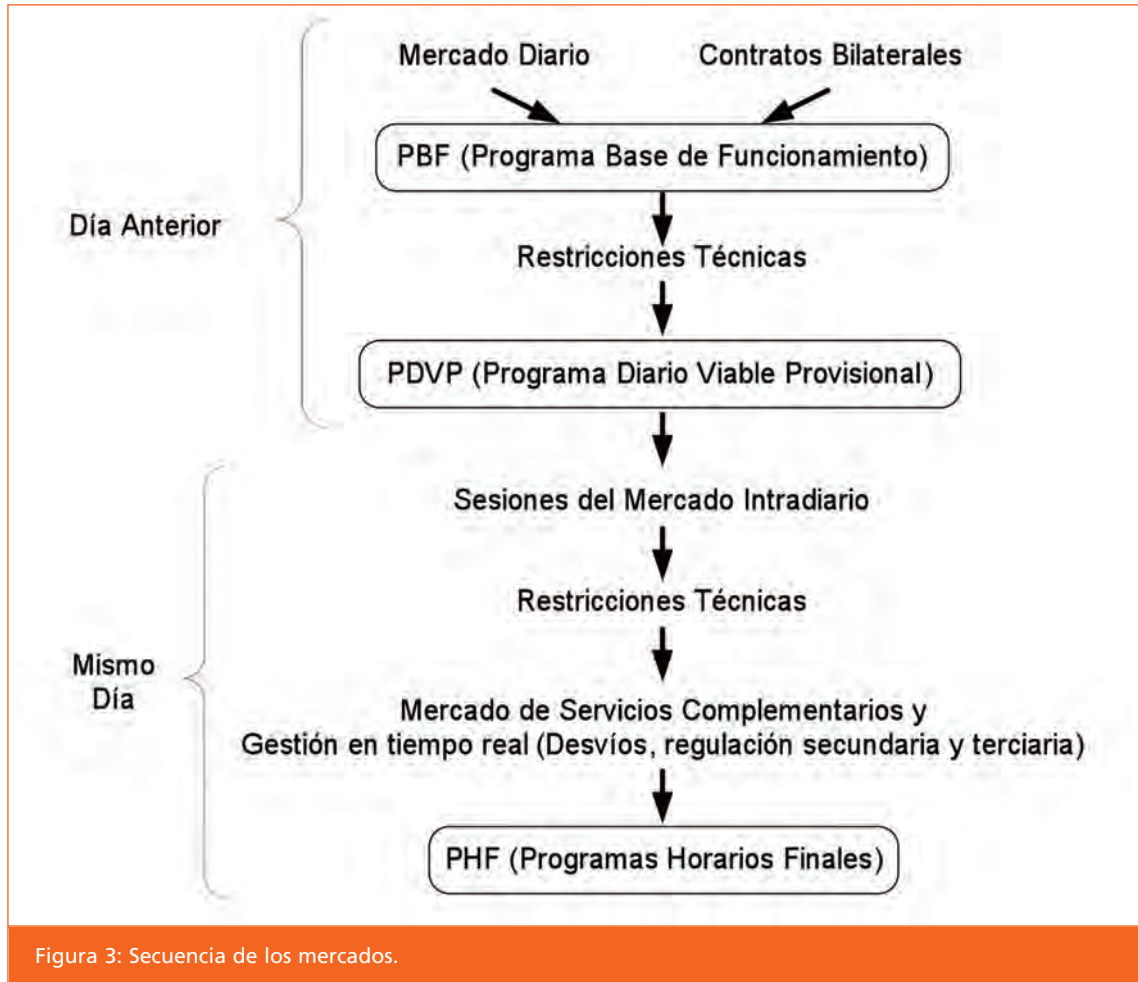


Se establece un operador del mercado de electricidad OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Electricidad), que se encarga de organizar económicamente el sistema de producción de energía eléctrica. Un operador del sistema REE (Red eléctrica de España), que vela por los procedimientos técnicos de operación del sistema y un organismo regulador CNE del mismo.

Desde el 30 de Junio de 2005 entró en vigor el Mercado Ibérico de Electricidad, el cual integra los sistemas eléctricos Español y Portugués. Integrando las funciones de operador del sistema y del mercado con sus versiones española y portuguesa respectivamente.

Los agentes que participan en el mercado son empresas habilitadas para actuar en el mercado de producción como vendedores y compradores de electricidad. Serán los productores, distribuidores, comercializadores de energía eléctrica y consumidores cualificados.

El mercado de producción de energía eléctrica se divide en diferentes procesos que se adecúan a la correcta operación técnica y económica del sistema eléctrico según la siguiente secuencia:



a) Mercado Diario:

El mercado diario tiene por objeto hacer una primera aproximación de cobertura de la demanda eléctrica para las 24 horas del horizonte diario de programación. De esta forma, se cubrirá toda la demanda que se estima tendrá lugar un día anterior al del horizonte diario de programación y se podrán establecer los programas de funcionamiento de las distintas centrales eléctricas. En este mercado se realizarán la mayor parte de las transacciones económicas y es el que mayor cantidad de energía pone en juego.

El resto de los procesos del mercado mayorista serán mercados de ajustes, que se encargarán de realizar el ajuste fino e instantáneo de la generación y la demanda.

Los agentes participantes que pueden realizar ofertas económicas de venta de energía eléctrica son:

- ♦ Productores de energía eléctrica (con más de 50 MW deben participar).
- ♦ Autoprodutores y productores en régimen especial.
- ♦ Agentes externos autorizados.

Los agentes participantes que pueden realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica son:

- ♦ Comercializadores de último recurso.
- ♦ Comercializadores.
- ♦ Consumidores cualificados.
- ♦ Agentes externos autorizados.
- ♦ Todos aquellos agentes que pueden presentar ofertas de venta de energía.

El mercado diario da como resultado un programa de funcionamiento al que se le añade la energía que se pone en juego mediante los contratos bilaterales, con lo que se obtiene el PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMIENTO (“PBF”).

Una vez obtenido el “PBF” es necesario comprobar que técnicamente es posible, para lo cual se establece el proceso de restricciones técnicas que tiene por objeto verificar la viabilidad técnica de la solución económica. Una vez solucionado el proceso de restricciones técnicas se obtiene el PROGRAMA DIARIO VIABLE PROVISIONAL (“PDVP”).

b) Mercado Intradivario.

El mercado intradiario es un programa de ajustes sobre el “PDVP”. Se estructura en seis sesiones de mercado (tabla XXX) que se realizan durante el mismo día y el día anterior del horizonte diario de programación.

A medida que van avanzando las sesiones del mercado intradiario disminuye el número de periodos de programación en los que los agentes participantes pueden presentar ofertas económicas.

	1º	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª
Apertura de sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desgloses	18:45	22:45	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de restricciones	19:20	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Recuadre por restricciones. Publicación PHF	19:35	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 1: Sesiones del Mercado Intradiario.

Pueden participar, indistintamente, como agentes compradores y vendedores de energía eléctrica todos aquellos agentes que participaron en la sesión correspondiente al mercado diario.

Una vez solucionada una sesión cualquiera del mercado intradiario será necesario comprobar la viabilidad técnica mediante un proceso de restricciones técnicas que aseguren la calidad del suministro.

c) Gestión de Desvíos:

Mediante este procedimiento el operador del sistema realizará la estimación de los desvíos previstos, tanto de generación como de demanda, hasta la hora de inicio de la siguiente sesión del mercado intradiario.

Para hacer frente a los desvíos previstos, el operador del sistema utilizará las ofertas de incremento y reducción de generación y de bombeo

y asignará las modificaciones de programa que correspondan a cada unidad, incorporando dichas modificaciones en el siguiente programa horario final (“PHF”).

d) Mercado de Servicios Complementarios:

El objetivo principal de este mercado es conseguir que el suministro de energía se realice en las condiciones adecuadas de calidad y que se verifique de forma permanente el equilibrio entre la generación y la demanda.

Una vez finalizadas las restricciones técnicas de cada sesión de intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real utilizando los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvío.

Los servicios complementarios pueden ser de carácter obligatorio o potestativo. Son de carácter obligatorio la regulación primaria y el control de tensión, mientras que la regulación secundaria, la regulación terciaria, los excedentes del control de tensión y la reposición del servicio son de carácter potestativo.

Mediante los servicios complementarios, se persigue el equilibrio de la potencia demandada con la potencia generada en cada instante de tiempo. Afecta fundamentalmente a dos mecanismos técnicos que deben incorporar las centrales para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.

Debido a la gran importancia que tienen estos mecanismos a la hora de integrarlos en los sistemas renovables, se describen con mayor detalle en los siguientes apartados.

3. GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

3.1. CONTROL DE POTENCIA – FRECUENCIA

El marco regulatorio español establece que la energía eléctrica se debe suministrar a 50 Hz, permitiendo un margen de regulación transitoria de $\pm 0,2$ Hz, siguiendo una curva transitoria de tiempo y variación de frecuencia denominada curva trompeta de estabilidad, según fija el actual procedimiento de operación 1.5.

Para mantener la frecuencia ante las perturbaciones que el sistema debe ser capaz de soportar se establecen varios mecanismos de regulación

3.1.1. Regulación primaria

Los controles de potencia individuales de cada central varían la aportación de potencia de forma proporcional a la variación de la frecuencia y en sentido contrario.

Tiene por objetivo restablecer lo antes posible el equilibrio entre la potencia generada y la demandada. Para desvíos inferiores a 1.500 MW debe responder entre 0 y 15 s y para valores de 3.000 MW debe responder entre 15 s y 30 s.

La energía necesaria es aportada por todas las centrales que sean capaces de regular de forma rápida y que estén conectadas en el momento del desvío.

En España es un servicio obligatorio y no retribuido.

3.1.2. Regulación secundaria

La regulación primaria consigue equilibrar la generación a la demanda, estabilizándose la frecuencia a un valor diferente de 50 Hz. La regulación secundaria tiene por objeto devolver la frecuencia a su valor original y los valores tasados en las líneas de interconexión, recuperándose de esta forma el margen de regulación primaria. Esta actuación se prolonga hasta que la frecuencia se haya restablecido, tomando tiempos en el entorno de 10 minutos.

La energía procede de centrales que reservan parte de su potencia para ofrecerla en regulación.

En España este es un servicio voluntario y retribuido. Además no todas las centrales tienen una adecuada capacidad para participar en regulación secundaria.

3.1.3. Regulación terciaria

Tiene como misión recuperar el margen de regulación secundaria y entra en funcionamiento 15 minutos después del desvío prolongándose hasta 2 horas después.

Su objetivo principal es realizar un reparto económico para que la energía generada por el desvío sea aportada al sistema por las centrales más económicas.

3.2. CONTROL DE TENSIÓN

Otro parámetro que debe ser controlado para asegurar una correcta conducción del sistema es el nivel de tensión. La energía eléctrica debe ser suministrada a un nivel de amplitud de tensión determinada en el punto de conexión del consumidor.

De forma general, los niveles de tensión en el punto de consumo se controlan mediante la correcta operación de las redes de distribución y transporte. Esta operación es conocida como “control de tensión”.

Todos los sistemas eléctricos de potencia se caracterizan por el transporte a largas distancias de la energía generada desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo. A medida que aumenta la energía transportada, aumenta la energía que se disipa por calentamiento, efecto Joule, y aumenta la caída de tensión hasta el punto de consumo.

Las ecuaciones 2 y 3 rigen el comportamiento del transporte de la energía eléctrica en los sistemas de potencia:

$$P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \cdot \text{sen}(\delta_{12}) \quad (2)$$

$$Q_{12} = \frac{V_1}{X} \cdot [V_1 - V_2 \cdot \cos(\delta_{12})] \quad (3)$$

Donde:

P_{12} : Potencia activa transportada entre los nudos 1 y 2, saliente del nudo 1.

Q_{12} : Potencia reactiva transportada entre los nudos 1 y 2, saliente del nudo 1.

V_1, V_2 : Amplitud de la tensión en nudos 1 y 2.

X : Reactancia de la línea eléctrica que une los nudos 1 y 2.

δ_{12} : Diferencia entre el ángulo de los vectores de tensión en los nudos 1 y 2.

En ella se puede apreciar que:

- ♦ la potencia activa que se transporta entre dos puntos de la red es función fundamentalmente del ángulo que forman los vectores tensión, ya que

pequeñas modificaciones del ángulo implican grandes modificaciones de la potencia a transportar.

- ♦ La potencia reactiva que se transporta entre dos puntos de la red, es función fundamental es la diferencia del nivel de tensión entre los dos nudos.

Puesto que los niveles de tensión en las redes de distribución y transporte deben permanecer constantes con objeto de cumplir con los requisitos de mantenimiento de la tensión, encomendado al “control de tensión”, se concluye que la potencia activa se puede transportar a largas distancias, mientras que la potencia reactiva debe ser generada en todos los puntos de la red y especialmente en la proximidad de los consumidores.

Además de en los generadores síncronos, la potencia reactiva puede ser generada por diferentes elementos estáticos, y estos deben estar repartidos de forma coherente en todo el sistema.

Por lo tanto se hace muy necesario tener en cuenta la necesidad de consumo de energía reactiva en cada zona eléctrica de España.

Las zonas de España con mayor necesidad de energía reactiva es actualmente la zona Madrid, debido al gran consumo que tiene ésta ciudad y la escasa generación local.

Otras zonas donde es necesaria una cantidad importante de energía reactiva son aquellas donde exista un gran número de generadores asíncronos, como por ejemplo el caso de parque eólicos y minihidráulicas. Sin embargo, las últimas generaciones de molinos eólicos incorporan convertidores que permiten una compensación de sus necesidades de reactiva pudiendo incluso llegar a generarla.

4. INTEGRACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS RENOVABLES

A la hora de integrar a la red un esquema o mix de generación renovables, éste presenta diversas características que son necesarias analizar para facilitar su integración.

Esta integración está íntimamente relacionada con la tecnología utilizada y la posibilidad de participar en los distintos mercados productivos del sistema eléctrico. Así será fundamental la participación de las tecnologías tanto en los

servicios de control de tensión como en los servicios de control de potencia – frecuencia.

La participación de las diferentes tecnologías en este tipo de servicios tiene como fin conseguir las características que a continuación se describen.

A la hora de considerar la integración de la tecnología eólica se hace necesario considerar las siguientes características:

- ♦ Estabilidad ante transitorios
- ♦ Estabilidad a largo plazo
- ♦ Cobertura de la demanda

4.1. ESTABILIDAD ANTE TRANSITORIOS

Dentro de los aspectos más importantes de la estabilidad transitoria, se sitúa el comportamiento de la máquina eléctrica y sus protecciones en un horizonte temporal muy corto, tradicionalmente inferior a los 30 s, ante perturbaciones que se produzcan en la red.

Aquí toma una especial importancia la máquina eléctrica. Se debe distinguir entre máquina síncrona (cuya velocidad de giro es sincrónica a la velocidad de la red) y máquina asíncrona (cuya velocidad de giro es necesariamente diferente a la velocidad de giro de la red).

Las grandes centrales eléctricas utilizan máquinas síncronas para generar la electricidad, las cuales tienen un comportamiento de estabilidad transitorio excelente. Modificando la corriente de excitación del rotor se regula la potencia reactiva inyectada o absorbida de la red, permitiendo de esta forma participar de forma fina en el control de tensión.

Además modificando la potencia mecánica que recibe en el rotor, se modifica la potencia activa inyectada a la red. En función del sistema térmico o mecánico que modifica esta potencia así se podrá participar mejor o peor en los diferentes controles de regulación primaria, secundaria o terciaria.

En la siguiente tabla se presentan los tipos de máquinas eléctricas que utilizan las distintas centrales eléctricas, así como la disponibilidad del recurso.

Tipo de Central	Tipo de Máquina Eléctrica	Disponibilidad del recurso
Central Nuclear	Síncrono	Gestionable
Central Térmica convencional (carbón, gas o fuel)	Síncrono	Gestionable
Central de Ciclo Combinado	Síncrono	Gestionable
Central de Ciclo Simple rápida (turbinas de gas en ciclo simple o regenerativo)	Síncrono	Gestionable
Centrales hidráulicas de gran potencia (más de 10 MWe)	Síncrono	Gestionable
Central hidráulica de pequeña potencia (menos de 10 MWe)	Síncrono / Asíncrono	Gestionable / No gestionable
Central Solar Térmica	Síncrono	No gestionable
Central Solar Fotovoltaica	No Usa	No gestionable
Central de Biomasa	Síncrono	Gestionable
Central Geotérmica	Síncrono	Gestionable
Parque eólico	Asíncrono	No gestionable

Tabla 2: Tipo de Máquina eléctrica utilizada y Disponibilidad del Recurso.

De la tabla anterior, cabe destacar las siguientes características:

Las centrales solares fotovoltaicas, no utilizan máquinas eléctricas, la energía eléctrica se obtiene directamente en corriente continua (igual que las baterías eléctricas) y a partir de aquí con electrónica de potencia se puede generar en corriente alterna a la frecuencia y tensión que se desee.

Tan solo las centrales hidráulicas de baja potencia y normalmente de agua fluyente, junto con los parques eólicos utilizan máquinas asíncronas para su funcionamiento. La utilización de estas máquinas es la selección natural y óptima cuando se dispone de recursos que varían enormemente con el tiempo y que no son gestionables, permitiendo como sistema de regulación de potencia la variación de la velocidad del eje del rotor, algo que en máquinas síncronas es imposible.

En el caso de las centrales termosolares, aunque su recurso no es gestionable, disponen de sistema de almacenamiento térmico que permite gestionar la energía térmica lo suficiente para utilizar máquinas síncronas.

A continuación se comentan las características técnicas del sistema que pueden afectar de manera más importante al comportamiento técnico de estas tecnologías.

4.1.1. Huecos de Tensión

Entre las perturbaciones que más afectan a los máquinas asíncronas, típicamente aereogeneradores, se sitúan los huecos de tensión. Un hueco de tensión, es una disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento en un corto instante de tiempo. Los huecos de tensión son provocados por faltas eléctricas, generalmente trifásicas, que provocan en la proximidad eléctrica de la falta una disminución de la tensión. Dicha disminución quedará despejada en el momento en el que las protecciones eléctricas de la red de transporte actúen mediante la aparatenta correspondiente abriendo el circuito eléctrico que presenta la falta eléctrica tal como se muestra en la figura 4.

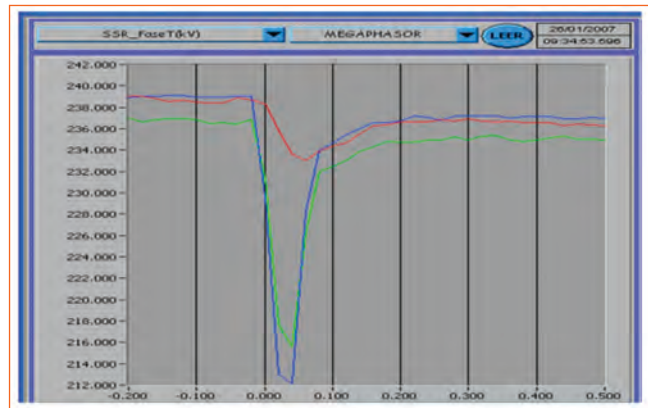


Figura 4: Ejemplo dinámico de restablecimiento de un cortocircuito. Fuente: REE, "Impacto de los parques eólicos en la Red de Transporte", II jornada de Ingeniería Eléctrica, Huelva 2007.

Las máquinas asincrónicas necesitan un valor constante de tensión para generar el campo magnético necesario para el funcionamiento de la máquina eléctrica. Ante la presencia de un hueco de tensión la máquina eléctrica cambiará su característica par – velocidad, provocando oscilaciones electromecánicas y problemas de sobrevelocidad, así como un gran consumo de potencia reactiva provocando que el hueco sea aún más profundo. Para evitarlo y proteger la máquina ante estas perturbaciones, se instalan protecciones de sub-tensión que actúan ante una caída brusca de la tensión mantenida durante un corto instante de tiempo.

Por lo tanto a medida que evoluciona un hueco se irán desconectando máquinas asíncronas a su paso.

Como ejemplo en la siguiente figura se muestra la evolución de la tensión cuando se produce un cortocircuito en la subestación de Herrera de 400 kV.

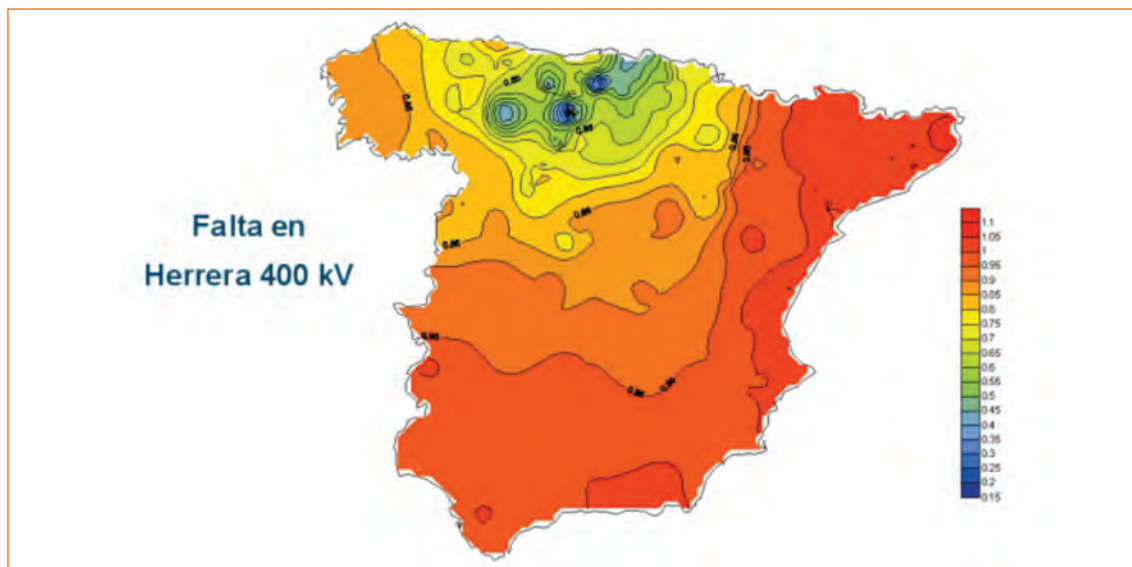


Figura 5: Ejemplo de comportamiento ante un hueco de tensión. Fuente: REE, "Impacto de los parques eólicos en la Red de Transporte", II jornada de Ingeniería Eléctrica, Huelva 2007.

A medida que la tensión disminuye y se encuentra con protecciones eléctricas de máquinas eléctricas, éstas se desconectan tal como se muestra en la siguiente figura.

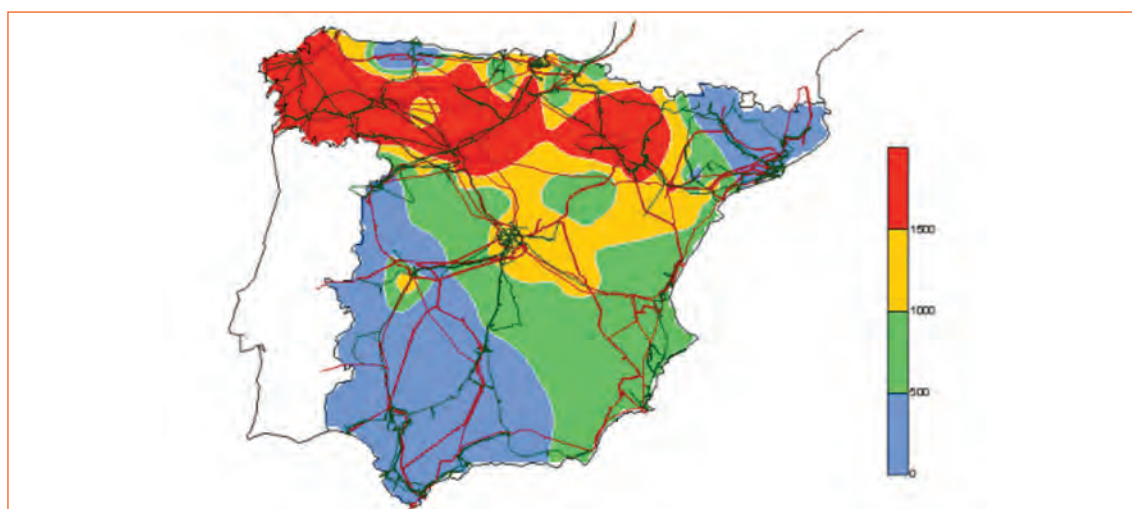


Figura 6: Ejemplo de desconexión de máquinas ante un hueco de tensión. Fuente: REE, "Impacto de los parques eólicos en la Red de Transporte", II jornada de Ingeniería Eléctrica, Huelva 2007.

Si se cuantifica la potencia desconectada de máquinas asíncronas (principalmente eólicas) debidas a huecos, se pueden llegar a observar en el sistema ejemplos como el de la siguiente figura.

Cuando la protección de sub-tensión de la máquina asíncrona, principalmente máquinas eólicas, actúa antes que el tiempo que tardan las protecciones eléctricas de la red en despejar la falta, se produce una desconexión fallida de máquinas de generación en el sistema.

Al desconectar las máquinas eléctricas se produce un defecto de generación frente a la demanda que provoca un descenso mayor en la tensión, haciendo de esta forma que se incremente el hueco de tensión, provocando que más máquinas se vayan desconectando del sistema agravando más aún el problema. Tal como se muestra en la siguiente figura, en la que se muestra como el decremento de la tensión es cada vez mayor.

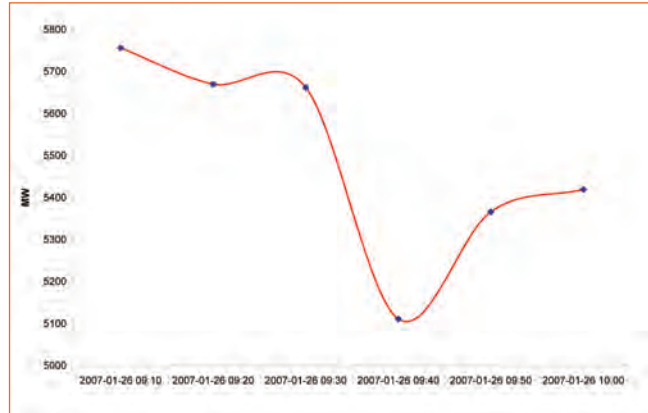


Figura 7: Ejemplo 2 de desconexión de máquinas ante un hueco de tensión. Fuente: REE y elaboración propia.

En el gráfico de la derecha el color morado y verde son más pequeños que en el gráfico de la izquierda donde la disminución del hueco es cada vez mayor.

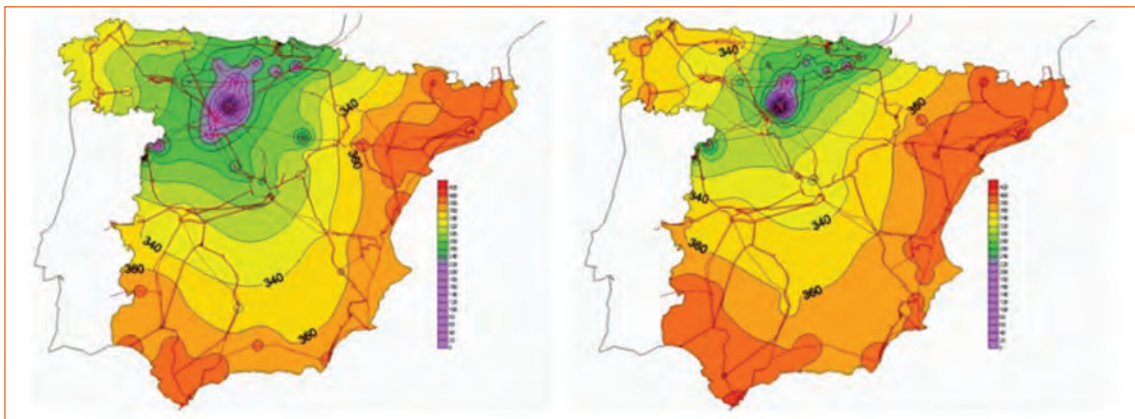


Figura 8: Incremento del hueco de tensión al desconectar más cantidad de máquinas eléctricas. Fuente: REE, "Impacto de los parques eólicos en la Red de Transporte", II jornada de Ingeniería Eléctrica, Huelva 2007

Para solucionar el problema pueden existir diversas vías posibles:

En primer lugar es necesario considerar las distintas posibilidades que ofrecen las soluciones topológicas de la red, de forma que se actúe sobre el sistema de protecciones de la red con el objetivo de alargar lo máximo posible la distancia eléctrica entre la falta que origine el hueco y los puntos de máxima concentración de generación con máquinas asíncronas, típicamente eólica, para evitar su desconexión masiva.

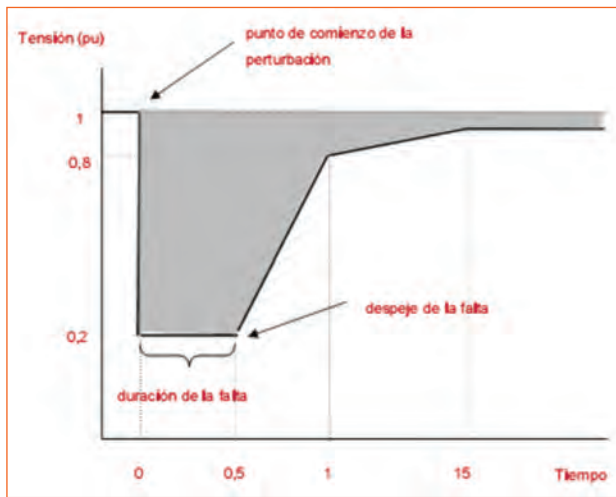


Figura 9: Comportamiento de no desconexión ante la presencia de un hueco. Fuente: Procedimiento de operación del sistema eléctrico 12.3

El problema de esta solución subyace en que no siempre es posible alejar la falta de los puntos de operación, dependiendo mucho del estado actual de operación del sistema.

Otra posible solución es soportar el hueco de tensión mediante diferentes soluciones tecnológicas. En la siguiente figura se presenta el comportamiento que deben tener las máquinas eléctricas para funcionar correctamente según los requerimientos técnicos exigidos por los procedimientos de operación del operador del sistema.



Figura 10: Consumo de reactiva ante un hueco de tensión. Fuente: Procedimiento de operación del sistema eléctrico 12.3.

Tal como se presenta en la figura anterior las máquinas eléctricas deben funcionar correctamente en la zona superior de la grafica, evitando su desconexión de la red, mientras se está produciendo la falta.

Ahora bien para evitar que la máquina se desconecte, ésta pasará a tener un importante consumo de energía reactiva tal como se muestra en la siguiente figura.

Las soluciones existentes para la adecuación técnica de las máquinas doblemente alimentadas son actualmente las siguientes:

a) Crow bar activo:

Mediante este esquema de funcionamiento, el convertidor de electrónica de potencia puede trabajar con la potencia que se extrae del rotor, permitiendo por una parte controlar de una forma más eficiente la potencia que se extrae de la máquina al modificar la velocidad de giro del rotor, y por otra permite en el momento que se desee disipar energía en forma de calor en la resistencia rotórica.

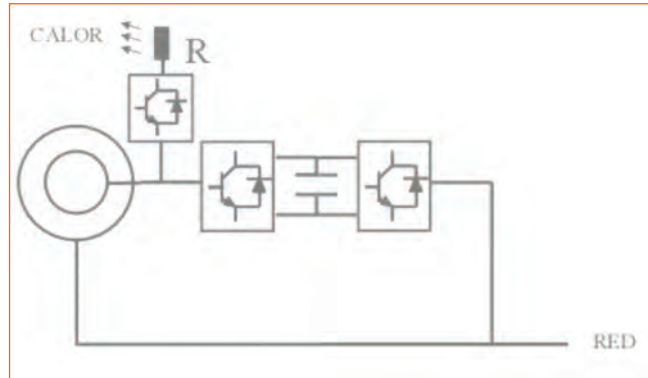


Figura 11: Esquema de funcionamiento según "Crow bar activo".

Mediante estas técnicas es posible extraer hasta un 25 % de potencia por el rotor.

b) Adecuación a nivel de central.

Para la correcta adecuación a nivel de central es posible instalar las correspondientes baterías de condensadores que sean capaces de disminuir lo suficiente los huecos de tensión y mejorar la estabilidad de forma transitoria.

Sin embargo existen soluciones algo más modernas como el D-VAR, que se fundamente en electrónica de potencia conectado en paralelo y que es capaz de soportar transitoriamente sobrecargas.

También se debe mencionar el WINDFACT como electrónica de potencia que se conecta en serie y también capaz de soportar transitoriamente sobrecargas que mejoran el comportamiento de la máquina eléctrica ante la presencia de un hueco.

c) Máquina eléctrica con convertidor total o "Full converter"

Claramente esta es la tecnología mejor preparada para soportar los huecos de tensión, si bien también es la tecnología más cara.

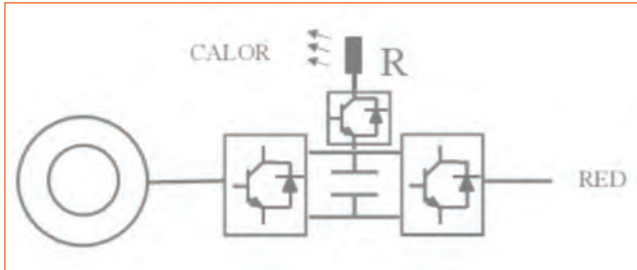


Figura 12: Esquema de funcionamiento "full converter".

Consta de un doble convertidor en el lado del estator, de forma que se alimenta a la máquina con una frecuencia variable y de esa forma se permite el control de potencia adaptando la curva par – velocidad al máximo aprovechamiento del recurso fluyente eólico o hidráulico.

Dispone de un "chopper" en el bus de continua que permite la eliminación de la energía durante las faltas.

Existen sistemas de este tipo, que son capaces de continuar en funcionamiento, durante tres segundos aún sin tensión en el sistema.

4.1.2. Corrientes de cortocircuito

Una vez que se ha producido una falta, las centrales eléctricas deben aportar la suficiente corriente de cortocircuito para evitar que el sistema se colapse. Los generadores síncronos, aportan varias veces su corriente nominal cuando se produce una falta.

Las máquinas eólicas o hidráulicas fluyentes que funcionan con máquinas asíncronas compensadas o doblemente alimentadas, pueden aportar corriente de cortocircuito pero ésta se inyecta únicamente en los instantes iniciales de la falta.

Por último las máquinas eólicas con doble convertidor, no son capaces de aportar nada de corriente de cortocircuito, ya que toda la corriente estará limitada por la electrónica de potencia conectada.

Esta disminución de la corriente de cortocircuito, provoca que a medida que se incorporan más cantidad de máquinas que prácticamente no aportan corriente de cortocircuito, lo posibles "huecos de tensión" que se vayan produciendo se irán alargando en el tiempo, ya que existirán menor número de máquinas capa-

ces de aportar una gran corriente a medida que se acerca el hueco. Este efecto se aprecia en la siguiente figura.

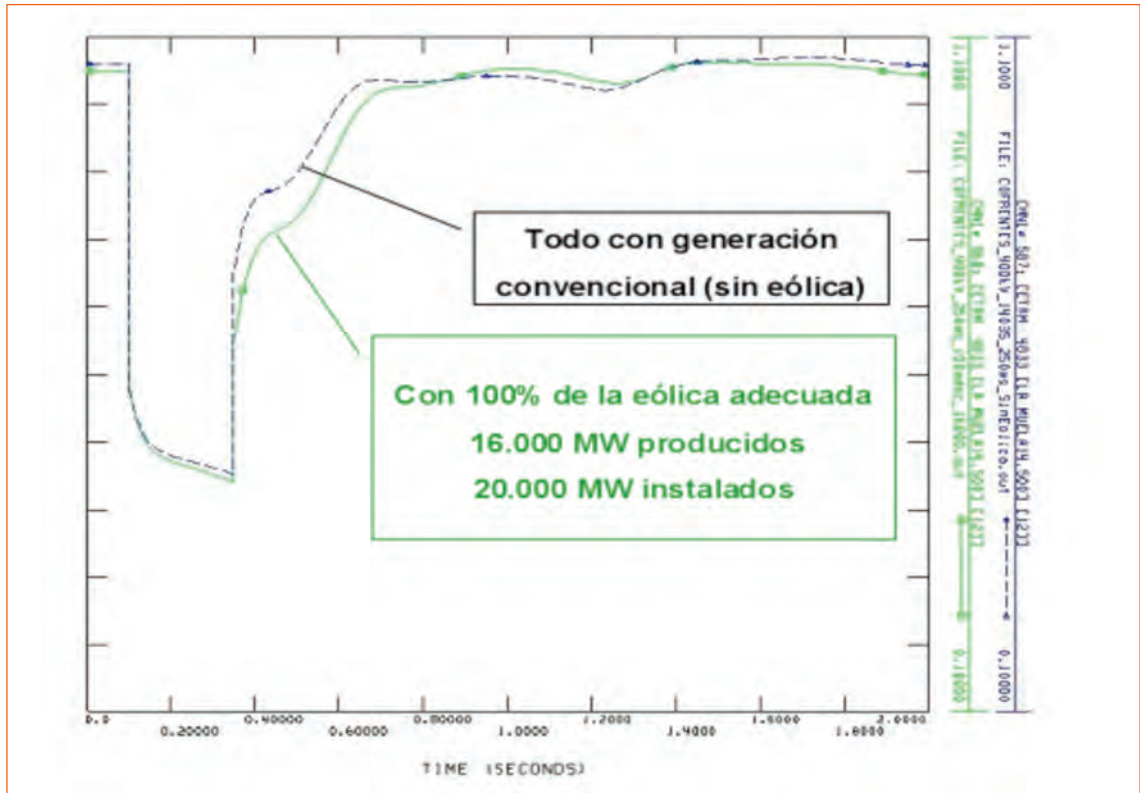


Figura 13: Evolución del hueco de tensión en el tiempo. Fuente: REE, "Impacto de los parques eólicos en la Red de Transporte", II jornada de Ingeniería Eléctrica, Huelva 2007.

4.2. ESTABILIDAD A LARGO PLAZO

Una vez, que el transitorio de operación del sistema ha sido cubierto, es necesario reponer las capacidades del servicio y mantener estable el sistema, para ello se plantea un horizonte de programación de 2 horas funcionamiento.

De esta forma para la estabilidad transitoria, los controles que deben actuar son los controles de tensión y el de regulación primaria, si bien para estabilidad a largo plazo, el interés se centra en los controles de regulación secundaria y terciaria.

Para ello conviene resumir las características de funcionamiento de las diferentes centrales tanto en gestionabilidad del recurso como en velocidad de respuesta de la central, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Disponibilidad del recurso	Velocidad de respuesta
Central Nuclear	Gestionable	Muy lenta. Limitada por las condiciones de seguridad
Central Térmica convencional (carbón, gas o fuel)	Gestionable	Lenta / Media
Central de Ciclo Combinado	Gestionable	Media. Limitada por potencia.
Central de Ciclo Simple Rápida (turbinas de gas en ciclo simple o regenerativo)	Gestionable	Media / Rápida. Limitada por potencia
Centrales hidráulicas de gran potencia (más de 10 MWe)	Gestionable	Rápida
Central hidráulica de pequeña potencia (menos de 10 MWe)	Gestionable / No gestionable	Rápida
Central Solar Térmica	No gestionable	Lenta / Media . Gestionable con almacenamiento
Central Solar Fotovoltaica	No gestionable	Rápida / Gestionable con almacenamiento
Central de Biomasa	Gestionable	Lenta / Media
Central Geotérmica	Gestionable	Media
Parque eólico	No gestionable	Rápido

Tabla 3: Características de recurso y velocidad de respuesta.

Las centrales nucleares actualmente disponen de un recurso gestionable, de forma que pueden elegir si aumentan o disminuyen carga, a la hora de trabajar regulando potencia se encuentran con un problema de análisis de seguridad. En el análisis de seguridad de las centrales nucleares se contempla la operación de ésta a plena potencia, por lo que el número de veces que actúan unos determinados equipos es limitado. Si la central pasa a modo de regulación de potencia, estos equipos deberán actuar un mayor número de veces. El aumento en el número de actuaciones, conlleva un aumento de la probabilidad de fallo de los equipos, lo que puede suponer la necesidad de duplicar alguna línea de operación o equipos y que actualmente no lo están. Además

aunque el análisis de seguridad lo permitiera la velocidad de regulación de las centrales es bastante lenta, ya que no interesa variar rápidamente la operación de las mismas, puesto que la modificación de la reacción de fisión, debe realizarse de forma lenta.

En cuanto a las centrales térmicas convencionales son centrales que permiten una buena regulación de su potencia, evitando la combustión de la materia prima. Hay que tener en cuenta que en el desarrollo de las energías renovables, concretamente la energía eólica, ésta se ha desarrollado en mayor medida en aquellos países que han tenido una fuerte presencia en centrales térmicas convencionales de carbón.

El carbón como recurso energético posee grandes ventajas en relación a otras fuentes energéticas, fundamentalmente su abundancia y localización geográfica de los recursos. Esto permite tener precios muy competitivos y una importante seguridad de suministro. Sin embargo tiene una gran desventaja que son los efectos medioambientales que provocan los gases de combustión CO₂, lluvia ácida, ozono troposférico, emisión de partículas, y otros.

Las centrales de ciclo combinado y centrales de ciclo simple, permiten una regulación muy rápida de la potencia, al regular fácilmente la turbina de gas. Sin embargo la regulación de una turbina de gas se realiza controlando la entrada de aire en el compresor y manteniendo constante la temperatura de los gases a la entrada de la turbina de gas. Al modificarse la frecuencia del sistema, se modifica en igual sentido el caudal de entrada de aire a la turbina por reducción de número de vueltas del compresor. Este efecto produce una reducción de la potencia en el mismo sentido de la frecuencia y adicionalmente al mantener constante la entrada de gas y reducir el caudal de aire, la temperatura de entrada en la primera etapa de la turbina de gas aumentará. Como no es posible aumentar más la temperatura el control de la turbina reducirá o aumentará automáticamente la entrada de gas reduciendo o aumentando aún más la potencia. Más aún, a partir de un nivel elevado de potencia, sin llegar al 100 % de carga, si se produce una disminución de frecuencia, la disminución de caudal de aire provoca mayor disminución de la potencia de lo que se podría llegar a aumentar si se incrementase el flujo de gas. Además, el rendimiento de una turbina de gas cae de forma importante en el momento en el que se separa de su punto óptimo de funcionamiento

Las centrales hidráulicas son sin lugar a dudas las mejores centrales para regular. Si bien las centrales de agua fluyente no pueden gestionar el recurso hidráulico, por lo que no podrán aumentar potencia cuando se desee. Ahora

bien, para este tipo de centrales al igual que para las centrales eólicas y solares, es posible situar la central en un punto de funcionamiento inferior al máximo utilizable en ese momento, consiguiendo de esta forma que el grupo pueda regular tanto a subir en potencia como a bajar potencia. La regulación para bajar potencia siempre es posible en este tipo de centrales. Esta forma de regular supone un desperdicio importante del recurso renovable, ya que éste no será utilizado correctamente.

Aunque es posible regular con este tipo de centrales, esto no garantiza la potencia entregada, ya que no es posible situar en un momento de determinado de tiempo el valor de la potencia entregada en el valor deseado, tan solo podrá ser un valor conocido.

Además de las centrales convencionales, existen centrales con recurso renovable que pueden participar en los sistemas de regulación sin más problemática, las Centrales de Biomasa y las Centrales Geotérmicas.

Ambas centrales tienen disponibilidad del recurso y una correcta velocidad de regulación. El incremento de este tipo de centrales será fundamental, para conseguir tener estabilidad a largo plazo sin necesidad de utilizar combustibles convencionales. A medida que se incremente la potencia instalada en recursos no gestionables, será necesario aumentar la potencia y participación de estas centrales en el sistema.

Las centrales termosolares, son centrales con recurso no gestionables, pero dado a su sistema de transformación de potencia, basado en ciclo Rankine fundamentalmente, permiten la utilización de máquinas síncronas y dar una buena regulación en este sentido. Este tipo de tecnologías incorpora en gran medida un sistema de almacenamiento térmico, que permite almacenar el exceso de radiación recibida en un momento dado y utilizarla en momentos en los que no hay radiación. Esta forma de almacenar energía hace que, con un correcto dimensionamiento del sistema de almacenamiento es posible convertir esta tecnología en tecnología perfectamente gestionable.

La tecnología fotovoltaica, presenta la misma circunstancia que la solar térmica en cuanto al recurso, con la salvedad de que su generación es directamente en corriente continua, lo cual hace que disponiendo de un sistema de almacenamiento adecuado sería posible disponer de forma muy rápida a variaciones de carga.

Actualmente, las centrales que pueden participar en la regulación secundaria y terciaria son:

- ♦ Centrales térmicas de carbón.
- ♦ Centrales de ciclo combinado.
- ♦ Centrales hidráulicas.
- ♦ Centrales de ciclo simple, motores de combustión interna.
- ♦ Centrales de Biomasa.

4.3. COBERTURA DE LA DEMANDA

En el estudio de la cobertura de demanda, se debe diferenciar entre potencia y energía a cubrir. Durante todos los días de un año será necesario cubrir la energía demandada por la sociedad, para ello será necesaria la participación de todas las tecnologías convencionales y renovables, tratando mantener un mix de generación que mantenga los mejores resultados posibles en cuanto a los criterios demandados por la sociedad.

Con el objetivo de integrar la mayor cantidad de energía renovable en el sistema y dado el carácter en general aleatorio de una buena parte de estas energías, es necesario tener en cuenta la potencia rodante en reserva que se pondrá en juego en el momento que sea necesaria. Esta potencia rodante está fuertemente relacionada con la utilizada para la estabilidad a largo plazo.

Finalmente, es correcto tener en cuenta no solo la cantidad de energía y como se cubre, sino también en los momentos de máxima y mínima demanda como participan las distintas tecnologías.

4.3.1. Análisis Anual

En cuanto al estudio de energía, conviene tener en cuenta que participación de tecnologías renovables se tiene actualmente en la cobertura de la demanda, así como sus características más importantes.

Comenzando con la energía eólica se pueden presentar los desvíos de energía frente a la energía programada que ha tenido esta tecnología.

Se entiende por desvíos la diferencia entre la energía generada y la programada en un horizonte de programación de cuatro horas, correspondiente al tiempo existente entre cada mercado intradiario.

Mes	Prog. (MWh/mes)	Desvío netos (MWh/mes)	Producción real (MWh/mes)	Desvíos sobre prog. (%)	Coste (EUR)	Coste (EUR/MWh producido)
Enero	3.514.341,4	535.356,012	3.457.337,51	15,2	8.870.864	2,57
Febrero	3.007.718,1	370.380,963	3.176.703,42	12,3	5.176.980	1,63
Marzo	2.937.025,2	359.960,865	3.066.080,32	12,3	4.170.812	1,36
Abril	2.957.959,4	326.953,548	3.021.683,27	11,1	3.403.207	1,13
Mayo	2.517.309,1	457.367,335	2.682.111,87	18,2	5.508.933	2,05
Junio	2.074.376,7	268.248,037	2.166.461,15	12,9	2.317.023	1,07
Julio	2.024.371,4	337.252,239	2.244.238,74	16,7	2.370.618	1,06
Agosto	1.878.955,6	338.049,837	2.066.716,56	18	1.664.230	0,81
Septiembre	2.059.684,4	296.140,954	2.263.199,12	14,4	3.259.333	1,4
Octubre	2.706.941,9	363.674,833	2.909.154,17	13,4	4.668.221	1,6
Noviembre	4.330.216,6	546.815,73	4.695.335,63	12,6	9.211.816	1,96
Diciembre	4.570.524,4	507.700,057	4.938.540,21	11,1	8.282.324	1,68

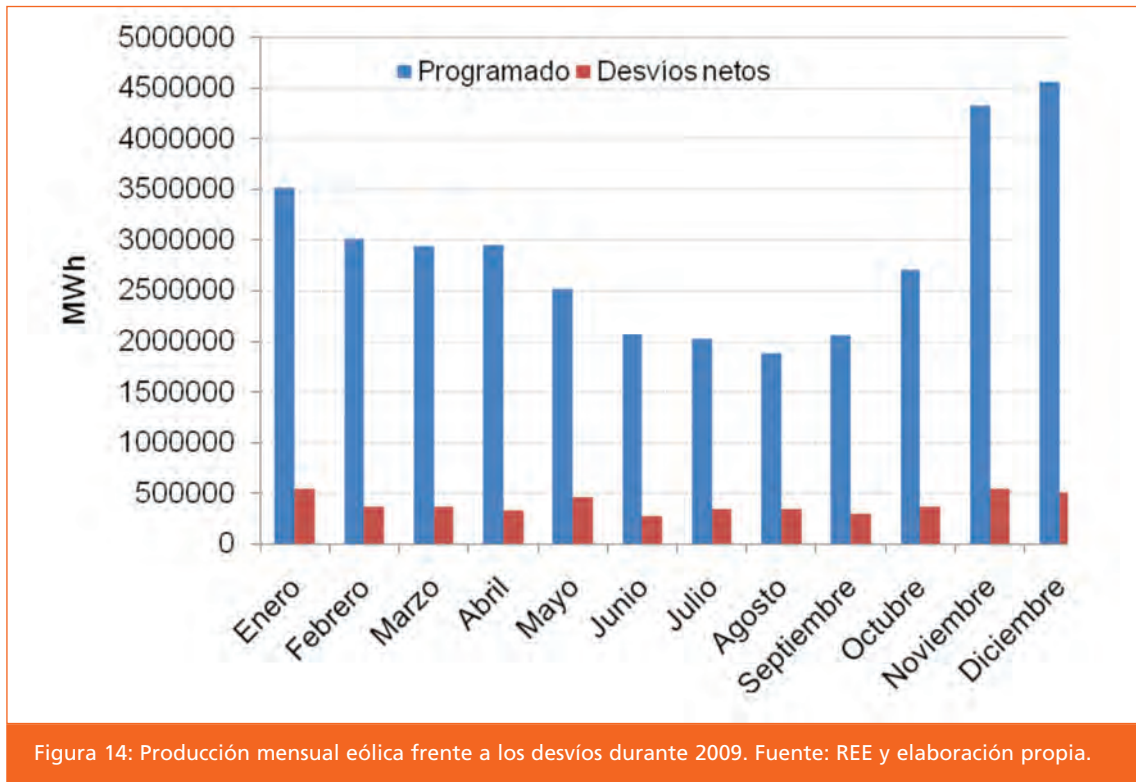
Tabla 4: Datos sobre los desvíos generados de la eólica durante el 2009. Fuente: Datos de liquidación mensual 2009. REE.

El coste del desvío corresponde al coste total de la potencia más la energía puesta en juego mediante regulación secundaria y terciaria, necesaria para cubrir el defecto o incremento de energía hasta el próximo mercado intradiario.

Los datos anteriores sorprenden por el bajo nivel del porcentaje total de desvíos que presenta esta tecnología, siendo común asumir la aleatoriedad de la tecnología eólica, ésta presenta un importante nivel de predicción a nivel global y en un corto y próximo periodo de programación. μ

Una representación mediante un gráfico de barras se presenta en la siguiente figura.

De esta información, finalmente se pueden sacar las siguientes conclusiones:



- La tecnología eólica presenta una aleatoriedad importante de la energía generada.
- Se han desarrollado de forma muy fiable los sistemas de predicción de viento, lo cual trae como consecuencia que se puede considerar bastante segura la producción de energía a partir de las predicciones correspondientes.
- En general, existe mayor recurso eólico durante la temporada invernal frente a la temporada estival. Lo cual invita a pensar que existe cierto grado de estacionalidad

Si revisamos los desvíos ocasionados por la termosolar, obtenemos los datos que refleja la tabla 5.

Para esta tecnología tan solo se disponen de datos desde el mes de mayo del 2009, por los análisis que se realicen no son en ningún momento concluyentes.

En primer lugar, sorprende el alto nivel de desvíos que presenta esta tecnología, aún cuando en su construcción y diseño se utilizan sistemas de almacenamiento térmico para regular las variaciones del recurso solar.

Mes	Progra- mado (MWh)	Desvío netos (MWh)	Produc- ción Media (MWh)	Desvíos sobre proa. (%)	Coste (EUR)	Coste (EUR/MWh producido)
Mayo	9.109,3	5.609,624	7.690,654	61,6	22.308	2,9
Junio	3.194,3	2.549,114	1.459,138	79,8	3833	2,63
Julio	10.015,5	4.104,735	6.576,295	41	6054	0,92
Agosto	14.503,2	5.248,685	11.535,939	36,2	9822	0,85
Septiembre	10.951,7	5.008,077	8.974,305	45,7	14222	1,5
Octubre	10.326,9	3.571,996	10.352,194	34,6	19311	1,87
Noviembre	26.847,3	15.423,417	16.183,391	57,4	56820	3,51
Diciembre	19.649,7	11.567,142	11.448,264	58,9	50759	4,43

Tabla 5: Datos sobre los desvíos generados de la termosolar. Fuente: Datos de liquidación mensual 2009. REE.

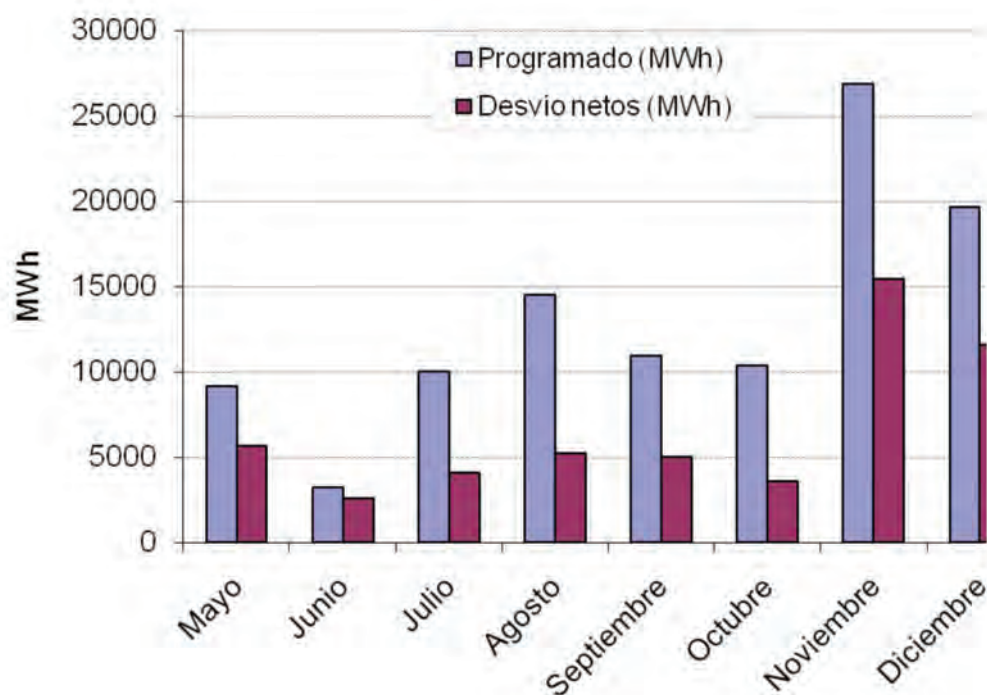


Figura 15: Producción mensual termosolar frente a sus desvíos. Fuente: REE y elaboración propia.

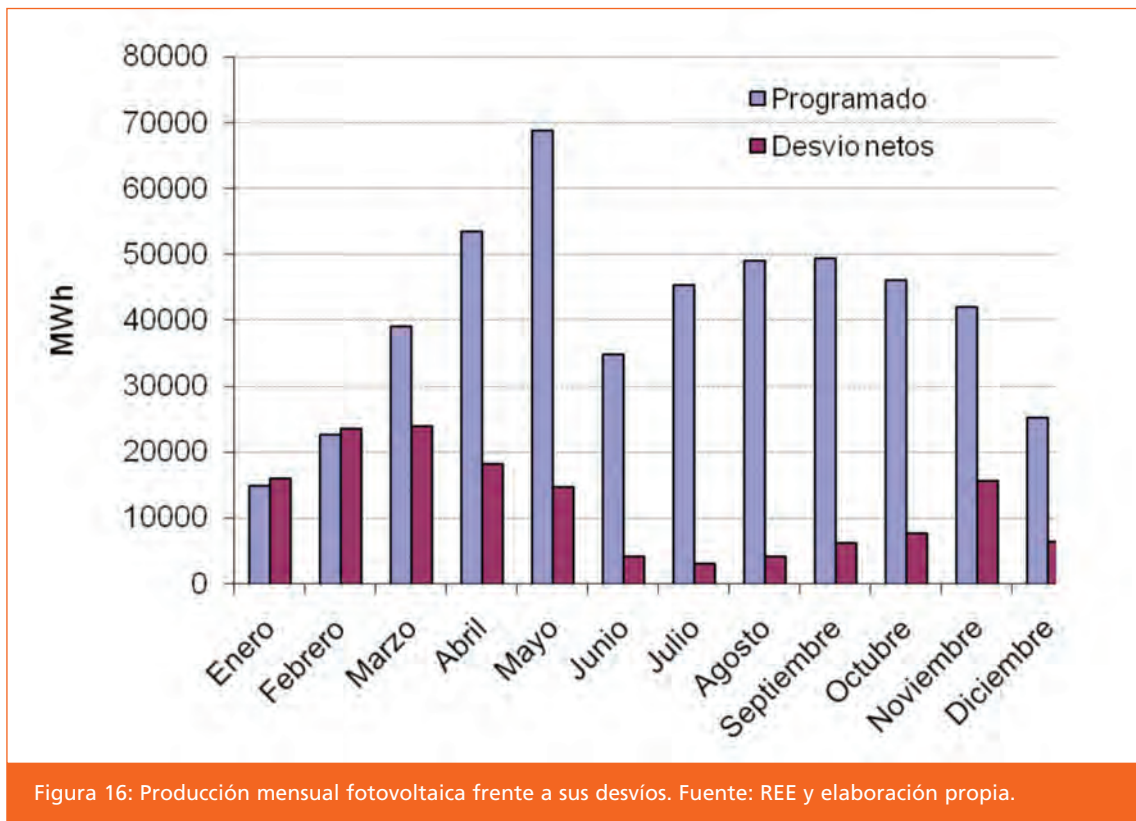
Así, esta tecnología presenta un importante grado de mejora al aumentar el porcentaje de aciertos en la predicción del recurso solar. Éste es plenamente conocido para cualquier día del año, la variación se sitúa en la nubosidad del día. Ahora bien, si para la energía eólica se ha llegado a estos importantes niveles de predicción, es seguro que para la tecnología solar también es posible llegar a estos modelos de predicción.

Por otro lado, los sistemas de almacenamiento térmico actualmente utilizados no contemplan un número elevado de horas de funcionamiento. Debido fundamentalmente a los grandes volúmenes necesarios para almacenar. Además estos almacenamientos se realizan en sales fundidas, con la consiguiente complejidad relacionada con el trabajo de sales fundidas.

Por último se puede analizar la participación de la tecnología fotovoltaica en la cobertura de la demanda.

Mes	Prog. (MWh)	Desvío netos (MWh)	Producc. Media (MWh)	Desvíos sobre prog. (%)	Coste (EUR)	Coste (EUR/MWh producido)
Enero	14.904,3	16.156,028	31.022,644	108,4	51.599	1,66
Febrero	22.762,5	23.652,081	46.098,173	103,9	132.559	2,88
Marzo	39.203,4	24.009,975	62.673,849	61,2	69.420	1,11
Abril	53.636,6	18.331,09	71.445,446	34,2	46.818	0,66
Mayo	68.826,2	14.799,006	80.722,238	21,5	27.047	0,34
Junio	34.945	4.190,155	35.559,051	12	20.340	0,57
Julio	45.524,8	3.146,893	45.691,581	6,9	8.033	0,18
Agosto	49.191,1	4.226,106	51.002,92	8,6	11.313	0,22
Septiembre	49.477,1	6.347,66	46.053,018	12,8	19.941	0,4
Octubre	46.129,6	7.708,954	43.728,542	16,7	32.942	0,75
Noviembre	420.726,1	157.169,867	264.634,953	37,4	490.499	1,85
Diciembre	253.828,1	65.338,34	205.330	25,7	666.383	3,25

Tabla 6: Datos sobre los desvíos generados de la fotovoltaica. Fuente: Datos de liquidación mensual 2009. REE.



En cuanto a la generación fotovoltaica cabe destacar en primer lugar el importante grado de desvíos que se presentan en diversos meses, llegando a superar en ciertos meses los desvíos a la cantidad programada.

Es normal que el grado de desvíos supere al desvío de origen termosolar, ya que la fotovoltaica no tiene ningún grado de almacenamiento, mientras que la termosolar sí.

Por otra parte cabe señalar el bajo valor de energía generada por esta tecnología.

Ahora bien, se observa claramente el carácter estacional del recurso solar, con un incremento de generación durante los meses de verano y una disminución durante los meses de invierno, justo al revés que el recurso eólico.

4.3.2. Análisis diario

Una vez examinado el comportamiento anual de estas tecnologías, parece razonable disminuir el periodo de observación para centrarse en valores horarios.

En la siguiente figura se muestra el día de máxima generación eólica durante el año 2009.

Se observa claramente como existe una importante variación de la producción eólica a lo largo del día.

La evolución de ese día es en cierta medida anómala, precisamente por corresponder a un máximo. En general, la distribución diaria de la eólica sigue otras pautas, que se comentan después, y revelan que podría existir una sinergia cronológica importante entre la eólica y las solares, que lógicamente dependen de la iluminación solar, y son por tanto de máxima intensidad, por lo general, hacia el mediodía local astronómico. Precisamente en esas horas es cuando se produce en general menos eólica, según se aprecia en las figura 18 y 19.

De forma general existirán horas del día donde se produzca el máximo de generación y horas del día donde se produzca el mínimo de generación. Estos momentos se concentrarán mayoritariamente en ciertas horas del día.

Para ello se realiza un histograma del máximo y del mínimo de producción eólica, donde se representa el número de veces que se repite el mínimo o el máximo en una hora determinada.

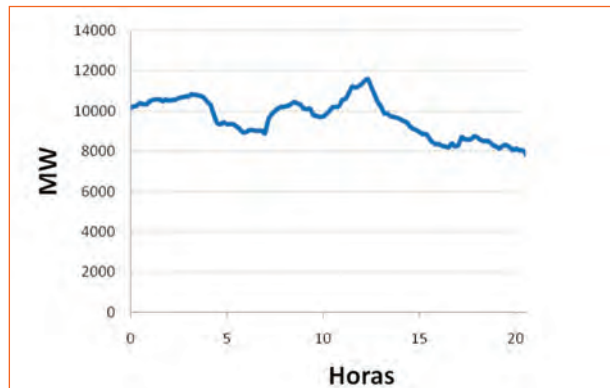


Figura 17: Evolución de la generación eólica el 30 de diciembre de 2009. Fuente: REE y elaboración propia.

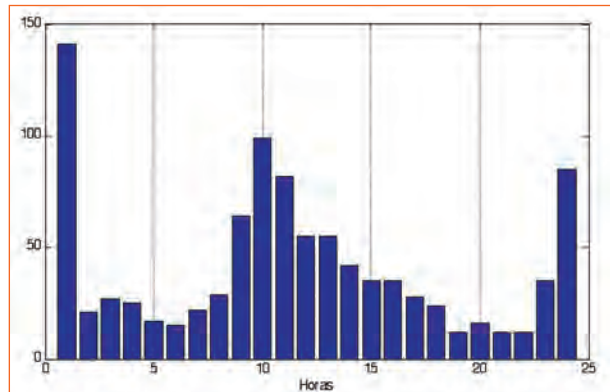


Figura 18: Distribución del mínimo de la producción eólica diaria. Fuente: REE y elaboración propia.

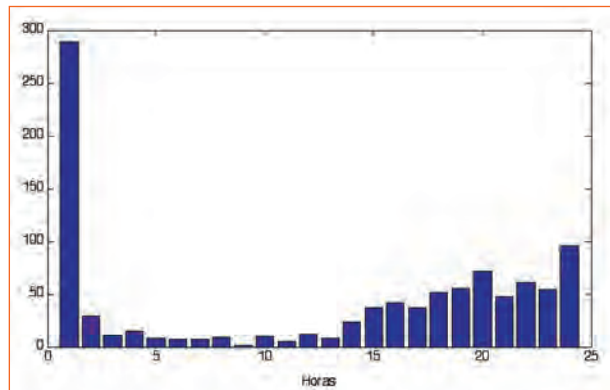


Figura 19: Distribución de la punta de producción eólica diaria. Fuente: REE y elaboración propia.

Como se aprecia del histograma, el mínimo de producción eólica se sitúa normalmente en las horas más centrales y justo en los dos extremos del día. Esto confirma la opinión que por las mañanas es el momento de menor producción eólica. Concretamente entre las 9 y las 11 de la mañana, es el momento donde mayor número de mínimos se encuentra.

Por el contrario, en la determinación del máximo de generación eólica, resulta que se sitúa entre las 19:00 y la 1:00 de la mañana del día siguiente. Coincide con la poca generación a lo largo de las horas centrales del día.

En definitiva este análisis confirma que la energía eólica produce mayor cantidad de energía durante las horas nocturnas, disminuyendo su producción durante las horas diurnas.

Esto, en principio supone un problema, ya que la curva de generación de energía eólica presenta un funcionamiento inverso a la curva de generación de la demanda eléctrica.

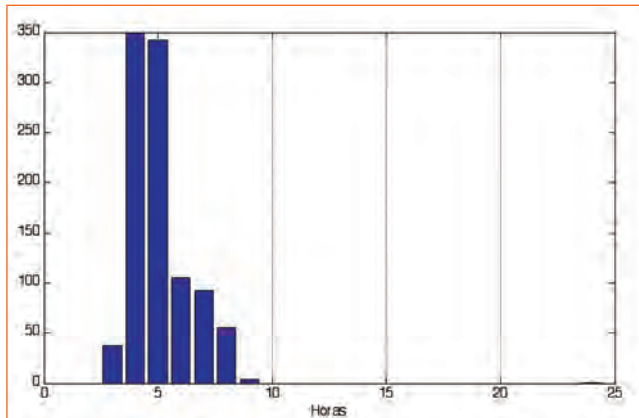


Figura 20: Distribución horaria del mínimo de la demanda diaria. Fuente: REE y elaboración propia.

Para verificar este punto se presentan en las siguientes figuras el mismo análisis de localización del máximo y mínimo de la demanda.

De las figuras anteriores, se aprecia claramente como el mínimo de demanda eléctrica está situado en las horas de la madrugada, entre las 4 y las 5 de la madrugada. Justo unas horas antes es el momento de mayor generación eólica.

Así, cuando se está produciendo el mínimo de la demanda, se producirá el máximo de la generación eólica. Esto provoca que puesto que no se puede generar más energía eléctrica que la que se demanda, las centrales convencionales tendrán que bajar al mínimo para “dejar hueco” a la generación eólica. Ahora bien, como ya se ha comentado anteriormente las centrales nucleares no pueden regular, lo que provoca que entre el mínimo de demanda más la generación nuclear más el mínimo técnico de las centrales necesarias para cubrir la subida posterior de demanda, la energía que falta por cubrir es muy pequeña, por lo

tanto las centrales eólicas no podrán inyectar la totalidad de la energía eléctrica en el sistema.

Para evitar este problema, será necesario incrementar todo lo posible la demanda durante las horas nocturnas. En primer lugar, se debe incrementar la demanda todo lo posible utilizando los bombeos existentes. Además es justo en esta situación donde juega un papel importantísimo los coches eléctricos que puedan recargar sus baterías durante la noche, y así ampliar el margen de demanda. Por último, antes de tirar la

energía renovable disponible en ese momento pero que no es posible casarla con una demanda adecuada, se podría considerar la posibilidad de coordinar la eólica con el almacenamiento térmico solar, tal como se comenta más adelante.

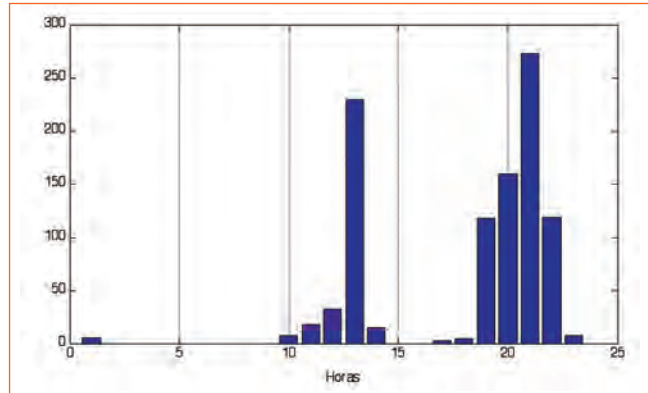


Figura 21: Distribución horaria de la punta diaria de la demanda. Fuente: REE y elaboración propia.

En cambio, en cuanto al máximo de la demanda, éste se sitúa en puntas tradicionales, la punta de invierno que se produce en torno a las 20:00 – 21:00 horas y la punta de verano, que se produce en torno a las 12:00 – 13:00 de la mañana.

Para la punta de invierno parece que puede existir una cierta coincidencia de los valores de generación de energía eólica frente a la demanda eléctrica. No así con la solar, que justo cuando se está produciendo el máximo de invierno el recurso solar está finalizando. Además en la variación estacional del recurso eólico, se ha concluido que durante el invierno existe mayor generación de energía eólica y menor de recurso solar.

Lo contrario sucede con la punta de verano. Durante el verano para la cobertura de la punta viene muy bien la generación termosolar, ya que coincide fenomenalmente el incremento de recurso energético de forma estacional. Además también mejora, debido a la coincidencia de la punta de verano con el momento del día cuando mayor es la generación diaria.

Dada la importancia que tiene el seguimiento de la demanda, se hace necesario profundizar en la composición de la generación para cubrir el pico de demanda así como la evolución en el tiempo de mínimo y del máximo.

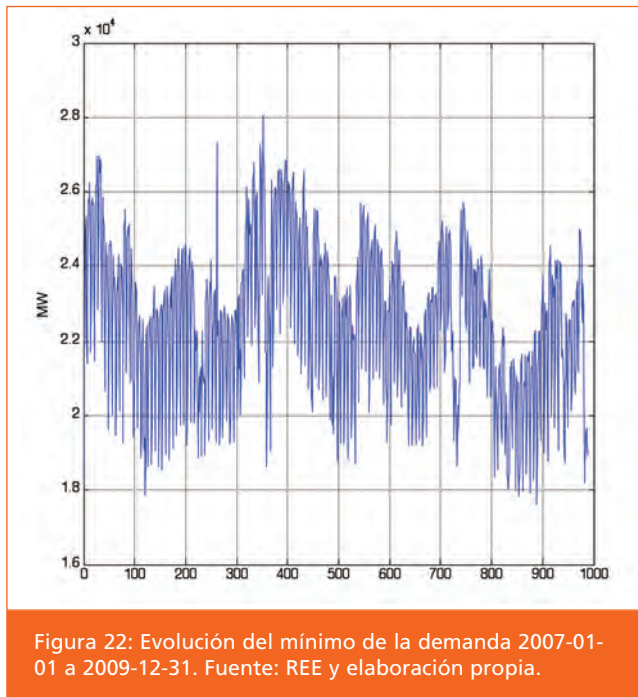


Figura 22: Evolución del mínimo de la demanda 2007-01-01 a 2009-12-31. Fuente: REE y elaboración propia.

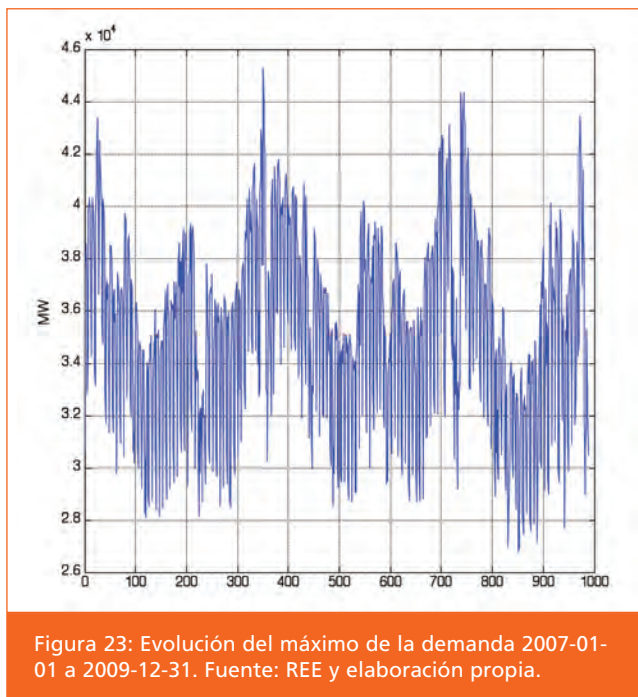


Figura 23: Evolución del máximo de la demanda 2007-01-01 a 2009-12-31. Fuente: REE y elaboración propia.

En primer lugar se muestra la evolución del mínimo de la demanda a lo largo de las tres años analizados.

En la gráfica anterior se observa un resultado bastante curioso, ya que durante tres años la evolución del mínimo de la demanda presenta una tendencia decreciente. Esto es normal, ya que es debido fundamentalmente al retroceso de la actividad económica durante este periodo de tiempo.

Teniendo este punto en consideración, la siguiente características que debe destacar el la magnitud del mínimo de la demanda, el cual oscila en los 22000 MW. Si se piensa que ya actualmente y solo de energía eólica se dispone de 17000 MW, y teniendo en cuenta los 7000 MW nucleares que no pueden regular, da como resultado que ya en la situación actual, no es posible mayor integración de energías renovables si no se consigue incrementar la demanda o bien deslocalizar temporalmente el consumo de la generación.

En cambio la evolución del máximo de la demanda se aprecia en la siguiente figura:

Aquí se aprecia claramente la evolución del máximo con el tiempo, teniendo mayor presencia de máximos en invierno que en verano, lo cual en principio y

bajo esta característica de demanda, hace que las centrales termosolares sean muy beneficiosas para el sistema en estas situaciones.

El valor medio del máximo ronda los 35 GW, lo supone un incremento de prácticamente el 60 % respecto del valle. Este valor del máximo debe ser cubierto en todo instante de tiempo, porque se debe garantizar la presencia de centrales eléctricas que puedan GARANTIZAR su funcionamiento para aportar energía durante el máximo.

Ahora bien, en esta situación conviene comprobar la evolución del mínimo de generación eólica.

De aquí se aprecia claramente como el mínimo diario presenta una gran modificación de sus valores, sin llegar a poder garantizar la potencia que se va a entregar en un momento determinado. Más claramente lo apreciamos en la siguiente figura.

Donde claramente se observa que del 8 de enero del 2008 al 16 de enero del 2008 el mínimo diario para de 640 MW a 6140 MW. Si pudiésemos mostrar el gráfico equivalente de las centrales termosolares y fotovoltaica, obtendríamos la misma observación.

Es decir, la generación no gestionable no solo no es capaz de fijar la potencia de producción sino que es incapaz de situarla en un horizonte temporal determinado.

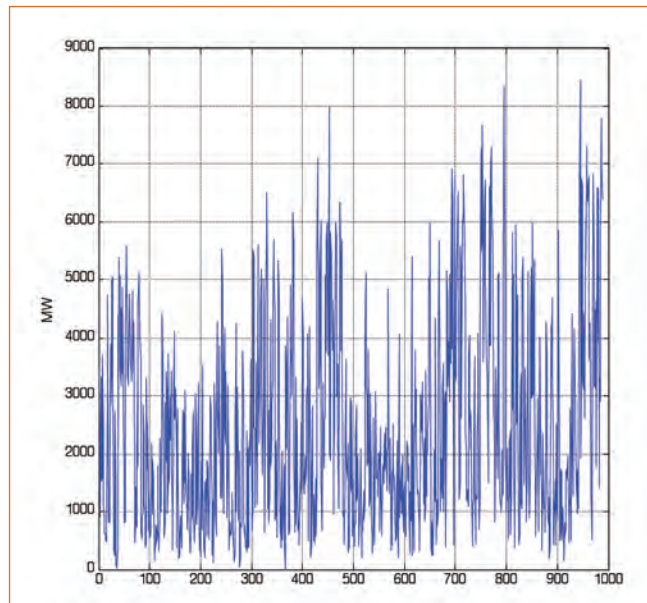


Figura 24: Evolución del mínimo de generación eólica 2007-01-01 a 2009-12-31. Fuente: REE y elaboración propia.

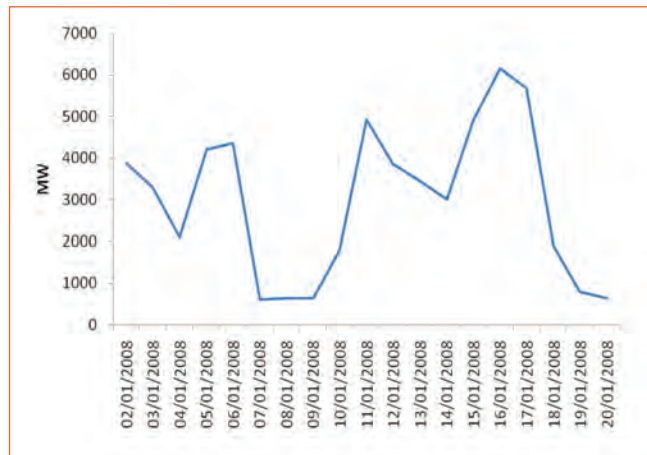


Figura 25: Evolución del mínimo de generación eólica. Fuente: REE y elaboración propia.

Así, si se desea cubrir la demanda eléctrica, teniendo en cuenta la cobertura del máximo de la demanda, la participación de las renovables no gestionables en dicha cobertura será nulo o insignificante.

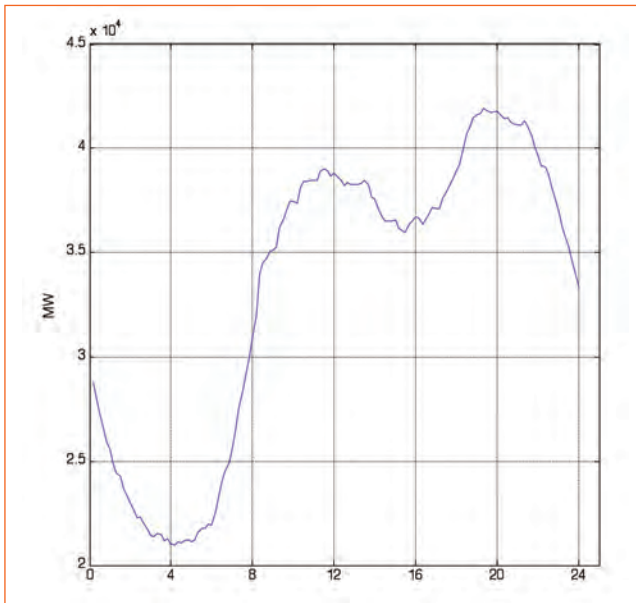


Figura 26: Máximo gradiente en la demanda 7 de enero de 2009. Fuente: REE y elaboración propia.

Es por estas razones, que conviene analizar como es el comportamiento de las diferentes tecnologías a lo largo de un día de operación.

Para ello, en las siguientes figuras, se presenta la variación de la demanda eléctrica y la variación en generación de las principales tecnologías productivas.

El día elegido corresponde al día que se produjo mayor variación entre el mínimo y el máximo de demanda, con el objeto de mostrar mejor los diferentes comportamientos

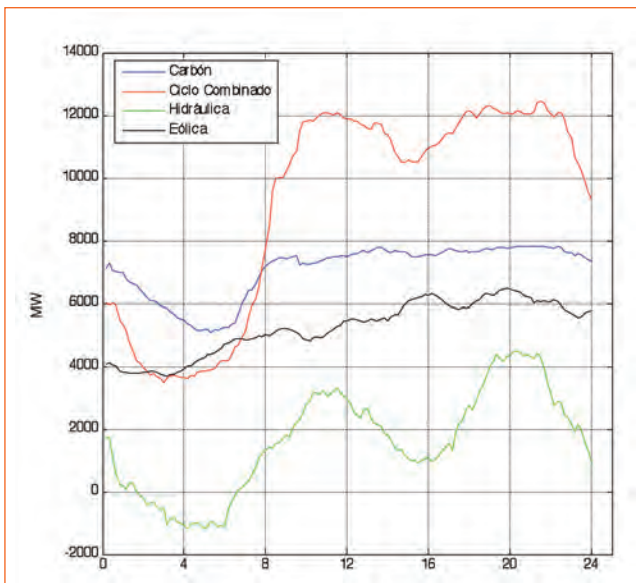


Figura 27: Resto de Generación el día 7 de enero de 2009.

Se observa de forma muy clara el comportamiento de las diferentes unidades. Así el primer golpe en la subida de carga es absorbido por las centrales hidráulicas, que son las que más rápido reacción al incremento de la demanda, seguidas muy de cerca por las centrales de ciclo combinado. Por último elevan su carga las centrales térmicas de carbón. En este caso el margen de regulación de las centrales térmicas de carbón es muy pequeño, ya que están casi al máximo de su potencia. Sin embargo el ciclo

combinado pasa de 4000 a 12000 MW. Y la hidráulica pasa de estar bombeando en el valle 1000 MW a generar cerca de 3500 MW.

En este caso se aprecia que la energía eólica ayudo al sistema ya también incremento potencia debido al incremento del recurso eólico.

Ahora bien, merece la pena verificar de igual forma como se comportan las centrales cuando se producen gradientes de subida y bajada de carga del recurso eólico. Para ello se presenta en primer lugar el día con mayor gradiente de carga en el periodo 2007 a 2009.

Como se aprecia en el gráfico 28, supuso un incremento de cerca de 7000 MW en 15 horas, lo que supone un gradiente medio de 450 MW cada hora.

La situación de la demanda en ese mismo instante era la que refleja la figura 29.

Hubo un incremento importante del valle a la punta de la mañana, de aproximadamente 16000 MW en 8 horas, lo que supone un crecimiento en la demanda de 2000 MW cada hora.

El resto de centrales se comportaron tal como muestra la figura 30 en la página siguiente.

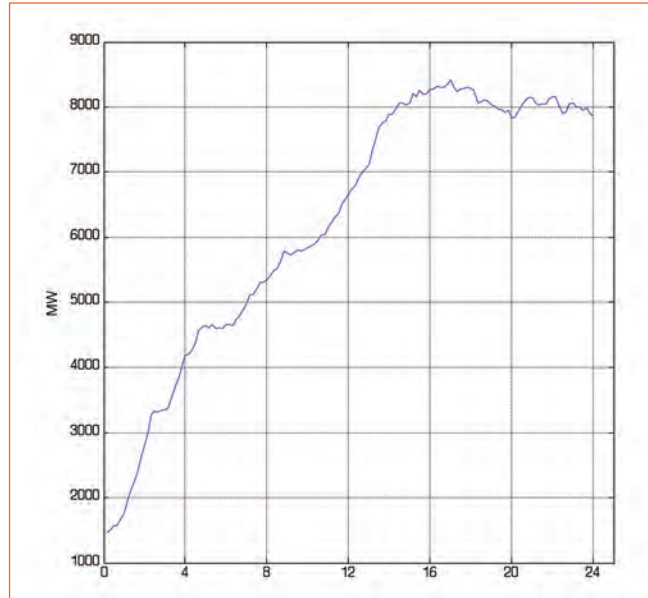


Figura 28: Día de máximo gradiente eólico 9 de Diciembre de 2008. Fuente: REE y elaboración propia.

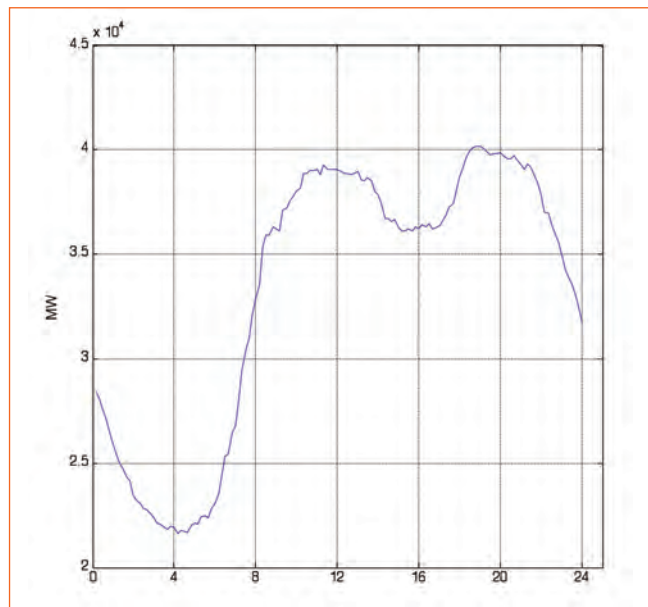


Figura 29: Demanda en el día del máximo gradiente eólico. Fuente: REE y elaboración propia.

En este caso el incremento de la producción eólica es en principio beneficioso para el sistema, ya que a medida que aumenta la demanda, aumenta la generación eólica, por lo que se va a favor del sistema y así otros sistemas pueden funcionar a menor carga.

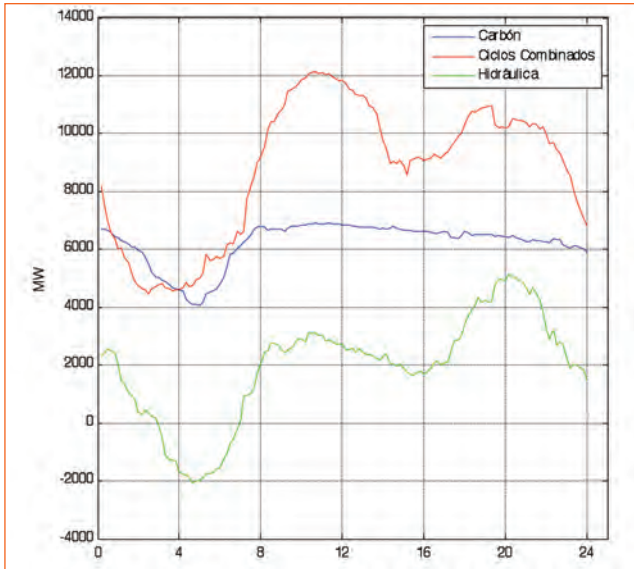


Figura 30: Resto de generación en el día de máximo gradiente eólico. Fuente: REE y elaboración propia.

Concretamente las centrales hidráulicas estuvieron bombeando mayor cantidad de tiempo y las centrales de carbón y de ciclo combinado, pudieron relajar sus sistemas una vez pasado el pico de la mañana.

Energética el sistema ha salido ganando, si bien se ha provocado que tanto las centrales de ciclo combinado como las de carbón no funcionen en su óptimo de generación, lo cual provoca una reducción en los rendimientos de ambas centrales.

Veamos ahora el efecto contrario es decir cuando el movimiento de la eólica es contrario a la demanda. Para ello se presenta el peor día con mayor mayor gradiente de bajada.

La generación eólica cedió 7.000 MW en 24 horas; es decir aproximadamente un descenso constante de 300 MW cada hora.

La situación de la demanda en ese instante de tiempo era la siguiente:

Tuvo dos picos, casi gemelos tal como un día típico de primavera, en 37000 MW.

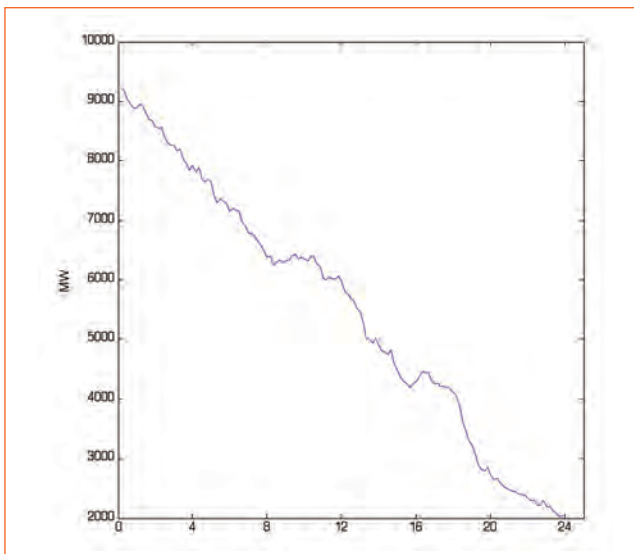


Figura 31: Máximo gradiente de descenso eólico. 28 de Marzo de 2008. Fuente: REE y elaboración propia.

El resto de centrales eléctricas se comportó de la siguiente forma:

Comparando la gráfica de la figura 33 con la de la figura 30 se aprecia perfectamente las evidentes diferencias entre ambas modificaciones.

En primer lugar las centrales hidráulicas no estaban bombeando prácticamente, comienzan a generar casi a la vez que el crecimiento de la demanda.

Lo mismo pasa con las centrales de ciclo combinado y con las de carbón.

Ahora bien, se observa claramente como las tres tecnologías deben seguir incrementando su nivel de potencia para poder cubrir el pico de la tarde, ya que la caída eólica es muy importante.

La problemática de los efectos en el sistema de la incorporación masiva de las renovables requiere todavía muchos estudios, por la complejidad del tratar tantas incertidumbres de diversa naturaleza, en un marco que al final tiene que asegurar la cobertura de la demanda. En esos estudios se habrán de tener en cuenta las especificidades de las renovables, pues no todas se rigen por el mismo tipo de aleatoriedad, e incluso alguna, la Biomasa concretamente, sería gestionable. Paradójicamente, es la que va más retrasada en términos

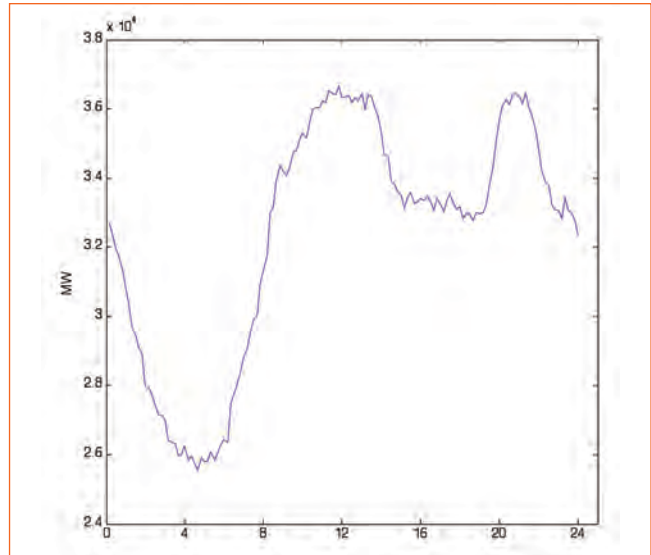


Figura 32: Demanda del 28 de Marzo de 2008. Fuente: REE y elaboración propia.

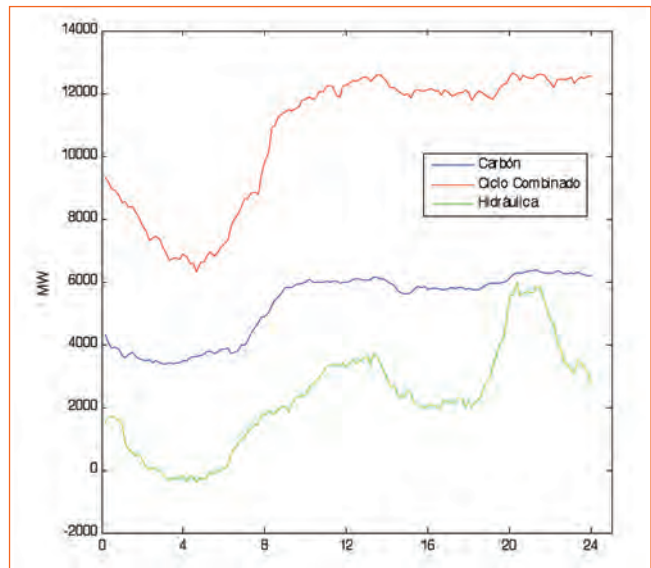


Figura 33: Resto de generación, del 28 de Marzo de 2008. Fuente: REE y elaboración propia.

relativos al Plan 2005-10, y en valores absolutos, respecto de lo que puede ser su potencial teórico. En esto puede influir la complejidad de la logística de su aprovisionamiento, pero también cabe señalar que parece estar bastante peor tratada en las primas a la producción que otras renovables, como la PV.

Y donde hace falta ahondar, mediante estudios adicionales, es en la posible sinergia cronológica entre las solares y la eólica. De ello se han puesto de manifiesto algunos datos relevantes, pues en la generalidad de los días, pero no en ciertos patrones de viento muy persistente durante varios días, la intensidad eólica decrece en las horas centrales del día, que es precisamente cuando más pueden apoyar las solares directas.

Adicionalmente hay que estudiar la combinación de la eólica con la solar termo-eléctrica con almacenamiento, que puede ajustar su gestionabilidad a las bajadas previstas en la generación eólica. Para ello se emplearía la buena capacidad de previsión meteorológica, particularmente del viento, que se ha desarrollado, que ha conseguido predicciones de “nowcasting”, en un plazo de 4 horas, con menos del 10% de error en más del 90% de los casos.

Estas cuestiones plantearían problemas no triviales en las térmicas clásicas, de carbón y gas; que deben estudiarse así mismo, con objeto de evitar una pérdida de potencia de respaldo apreciable. Ello está a su vez conectado con el problema del almacenamiento energético, que se va a repasar en el apartado siguiente, y en el que se aprecian dificultades tecnológicas serias, junto a carencias legales lamentables; como es la ausencia de un régimen especial para el bombeo hidráulico.

Sólo resolviendo satisfactoriamente estos problemas, se podrá conseguir una integración masiva de tecnologías renovables, sin olvidar actuaciones sobre el consumo que modifiquen adecuadamente la curva de demanda.

5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como se aprecia de los apartados anteriores, la integración masiva de ciertas energías renovables, pueden provocar un efecto importante en el sistema que debe ser tratado para que su integración sea plenamente satisfactoria en el sistema eléctrico de potencia.

Así, a medida que aumenta la integración de tecnologías no gestionables, se debe incrementar la capacidad de almacenamiento de energía del sistema.

Es importante señalar que aún no existe una tecnología madura que permita el almacenamiento masivo de energía eléctrica de forma directa. Se debe emplear un subproceso que transforme la energía eléctrica generada en algo que pueda ser almacenado desde el punto de vista técnico y económico.

Es por ello que cuando se tratan los temas de almacenamiento de energía, nunca se deben olvidar el almacenamiento de los propios combustibles fósiles. Las tecnologías que utilizan combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, bien mediante su combustión química (centrales térmicas de carbón y gas) o bien mediante su combustión nuclear (centrales nucleares), permite un grado importante de almacenamiento del combustible. Así por ejemplo el almacenamiento de carbón en una central, se sitúa en el entorno de los tres o cuatro meses de operación sin necesidad de mayor abastecimiento.

El almacenamiento de energía es necesario para almacenar electricidad, calor y frío, que será producido en momentos de baja demanda y bajos costes de generación así como procedente de fuentes de energía intermitentes como la energía eólica y la solar.

La energía liberada se liberará en los momentos de gran demanda y costes de generación o cuando no haya mayor capacidad de generación disponible.

Un almacenamiento de energía realista y afrontable es necesario para utilizar las energías renovables en localizaciones remotas, o para la integración masiva en los sistemas eléctricos de potencia, así como para el desarrollo de las futuras redes eléctricas inteligentes con su componente de generación distribuida.

Así pues el almacenamiento de energía juega un papel principal en los esfuerzos necesarios para un desarrollo energético renovables sostenible acorde a las características técnicas requeridas por los diferentes consumidores.

Más aún el papel del almacenamiento de energía será primordial para el desarrollo del vehículo eléctrico, y así poder reducir el consumo de fuentes de energía fósil en el sector transporte.

En la siguiente figura se muestra un resumen de fuentes de energía, relacionadas con sus posibles usos y tecnologías de almacenamiento.

La decisión de utilizar un sistema de almacenamiento de energía depende tanto de los requerimientos de la aplicación como de los costes de la solución más competitiva. En el caso de sistemas de energía renovable la utilización de combustibles fósiles



que sirvan de reserva rodante es una de las posibles soluciones competitivas. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden ser sustituidos por generación convencional de energía, si bien esto puede llevar a las centrales que actúen de reserva rodante a funcionar en unas condiciones de operación bastante ineficientes.

Los requerimientos de las aplicaciones deberán incluir, además de las necesidades energéticas, los tiempos de respuesta, y tiempos de arranque y parada.

Otra importante ventaja de utilizar los sistemas de almacenamiento de energía es que el momento de generación de energías renovables no tiene por qué coincidir con el momento de la demanda. Incluso si se utilizan tecnologías convencionales para cubrir estas diferencias, el almacenamiento de energía se requiere por razones económicas. Además la estabilidad del sistema eléctrico y la calidad de la tensión suministrada será considerablemente mayor cuando se utilicen sistemas de almacenamiento de energía.

Los excesos de energía eléctrica siempre pueden ser almacenados económicamente en forma de calor y por un periodo extenso de tiempo, si bien su posterior recuperación es penalizada con bajos rendimientos. Así en los sistemas de energía solar térmica, siempre es necesario contar con una parte de almacenamiento de energía que permita amortiguar las oscilaciones de la radiación solar.

5.1. PERSPECTIVA DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

Las personas de los países industrializados dependen cada vez en mayor medida del almacenamiento de energía. Los dispositivos electrónicos dependen cada vez más de baterías eléctricas para funcionar correctamente, como claros ejemplos de ello son los teléfonos móviles y los ordenadores portátiles.

Por dar una referencia energética, una batería de teléfono móvil almacena aproximadamente 860 mAh a 3,7 V, si se suponen 40 millones de personas que recargan todos los días sus teléfonos móviles, esto supone 120 MWh sin considerar pérdidas en el transporte ni en los procesos de transformación. Aunque no supone una cantidad de energía importante para el sistema eléctrico, si que pone de referencia que no se pueden despreciar pequeños consumos realizados de forma masiva por los dispositivos electrónicos.

Otra aplicación que puede llegar a tener un gran impacto en la utilización del sistema eléctrico es el coche eléctrico. Las mismas tecnologías que están funcionando en el almacenamiento de los dispositivos electrónicos, están siendo escaladas para su utilización en el almacenamiento masivo de energía eléctrica.

El consumo de energía de un coche eléctrico va a oscilar en el entorno de los 10 kWh por cada 100 km, tal como se muestra en la tabla 7.

Modelo	Autonomía (kWh)	Autonomía (km)	kWhBatería/100km
Reva L-ion	11	120	9,17
Think City	25	200	12,50
Mitsubishi i-Miev	16	130	12,31
Citröen C-Zero	16	130	12,31
Renault Fluence ZE	22	160	13,75
Nissan Leaf	24	160	15,00
Tesla Roadster 42	42	257	16,34
Tesla Roadster 70	70	483	14,49

Tabla 7: Características de los principales coches eléctricos. Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Coche_elctrico.

En una ciudad como Madrid, se puede pensar en un recorrido medio de 50 km. Teniendo en cuenta una implantación de un millón de vehículos, da como resultado 5000 MWhe /aproximadamente) que deberán ser almacenados cada día, provocando así un crecimiento importante de la demanda.

En la siguiente figura se muestran las posibles tecnologías de almacenamiento teniendo en cuenta los valores de potencia entregada y de tiempo de descarga.

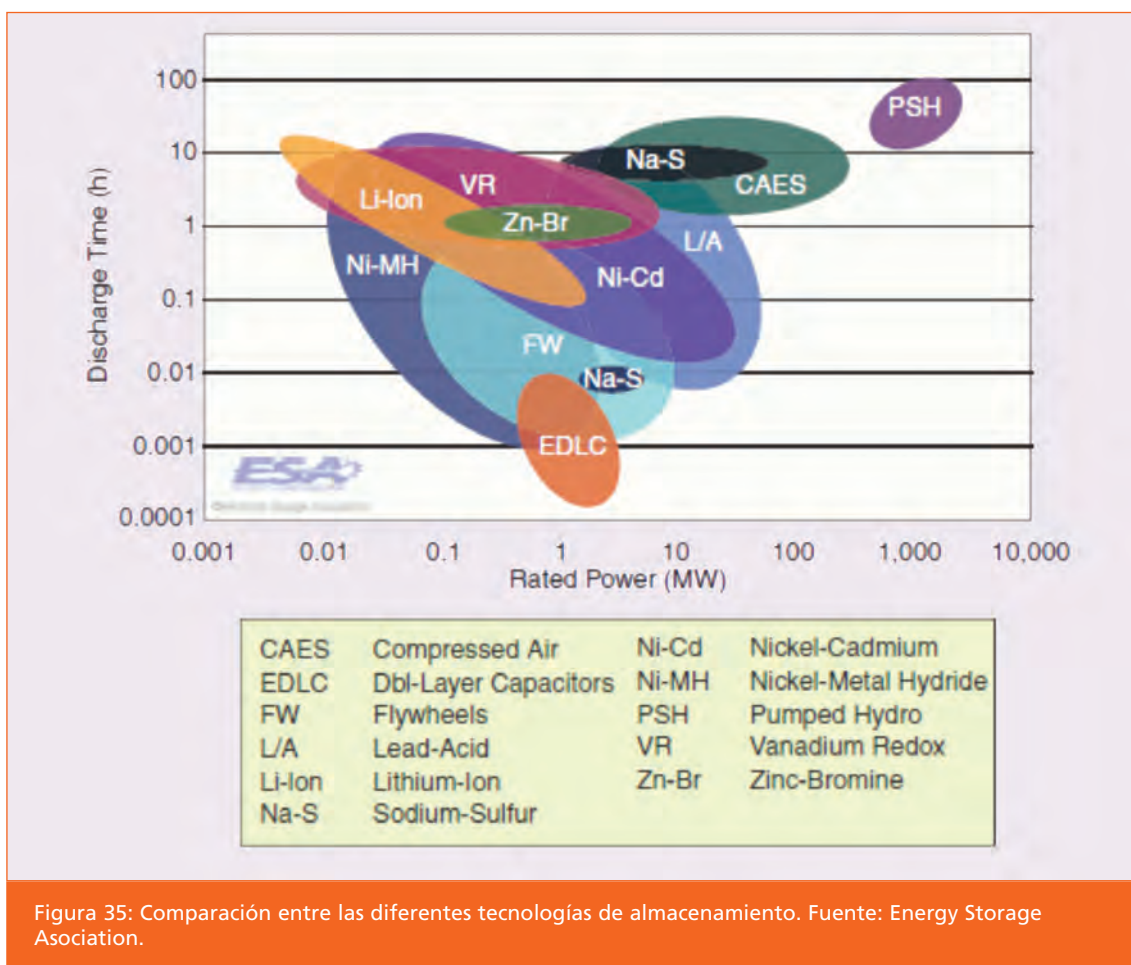
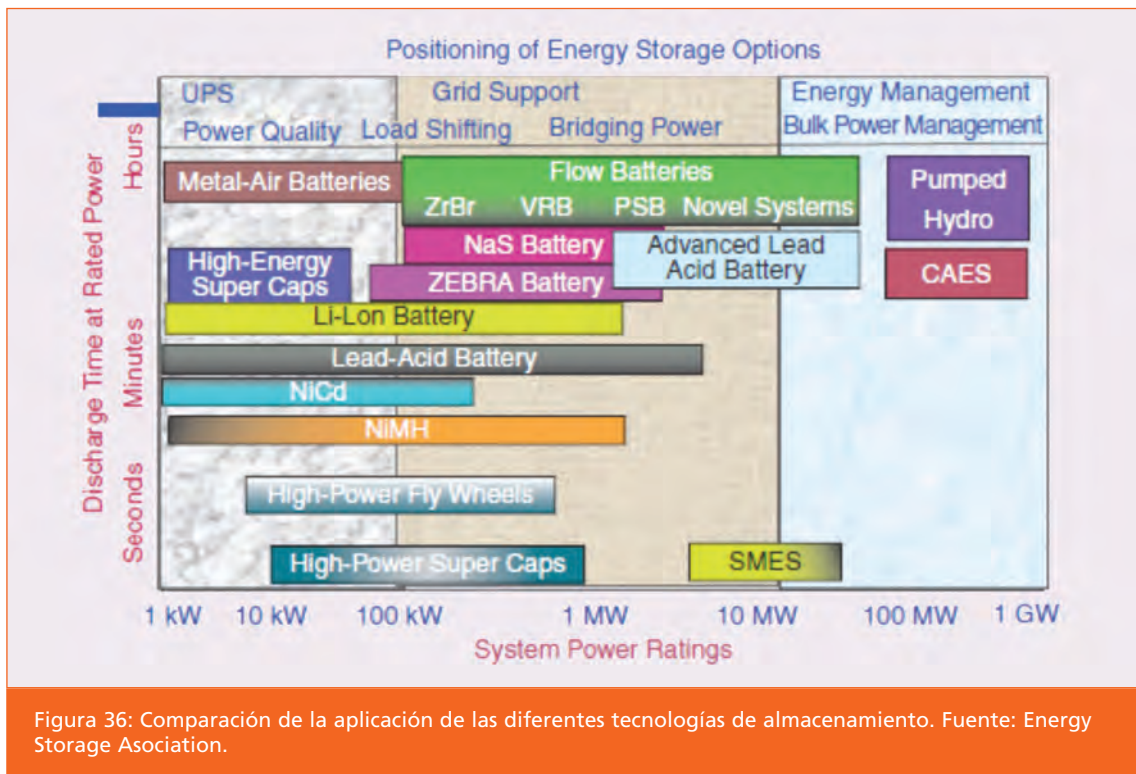


Figura 35: Comparación entre las diferentes tecnologías de almacenamiento. Fuente: Energy Storage Association.

Para las aplicaciones de potencia como el suministro de potencia de respaldo para data centers, el sistema de almacenamiento de energía que mayor aplicación tiene son las baterías de plomo-ácido; mientras que para las baterías de ordenadores portátiles y de pequeños elementos de potencia, las baterías de litio-ion están sufriendo un crecimiento muy importante. Actualmente para aplicaciones de almacenamiento masivo de energía eléctrica el gran ganador son las plantas de bombeo hidráulico

En general, las aplicaciones de potencia, requieren sistemas de almacenamiento de energía eléctrica configurados para un funcionamiento de una hora o menos, mientras que para aplicaciones energéticas se requiere mayor cantidad de tiempo de almacenamiento. En la siguiente figura se comparan las distintas tecnologías de almacenamiento, teniendo en cuenta la potencia disponible y el tiempo de funcionamiento.



Como se aprecia de la figura, si se piensa en aplicaciones de almacenamiento masivo de energía, es necesario ir hacia los sistemas de bombeo hidráulico (Pumped hydro) y de almacenamiento de aire comprimido (CAES).

A medida que se disminuye la potencia puesta en juego, aparecen tecnologías de almacenamiento en baterías eléctricas destacando las baterías de Sodio y Azufre fundido (NaS Battery).

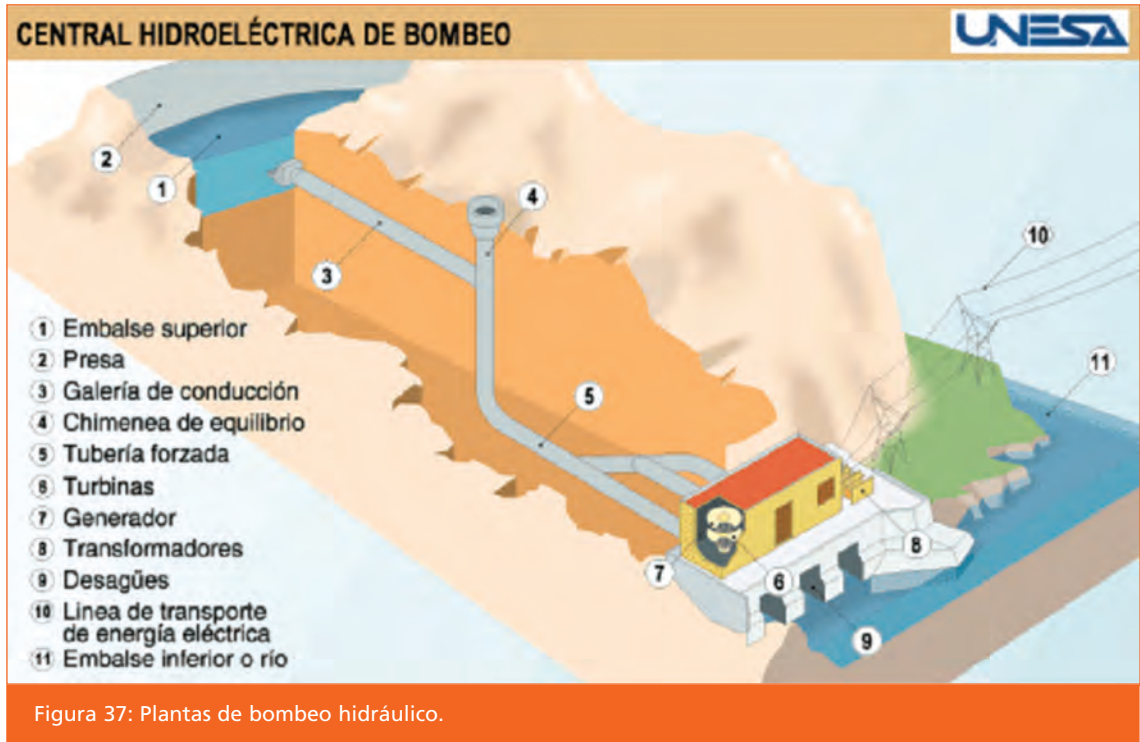
En cuanto a las baterías de Li-Ion, cobran mucha importancia al ser la tecnología utilizada para la utilización del vehículo eléctrico, si bien será necesaria una implantación masiva de este tipo de baterías para que pueda llegar a tener importancia a nivel energético del sistema eléctrico de potencia.

A continuación se describen brevemente las tecnologías utilizadas el almacenamiento masivo de energía eléctrica.

5.1.1. Bombeos hidráulicos

Las plantas hidráulicas de bombeo son, hasta la fecha, la única tecnología madura utilizada para el almacenamiento de energía eléctrica.

El principio de funcionamiento es la utilización de la energía eléctrica para bombear agua hasta un embalse superior. De esta forma la energía queda almacenada en forma de energía potencia.



Cuando es necesario y el sistema eléctrico lo requiere, se turбина el agua desde el embalse superior para volver a generar energía eléctrica.

En este proceso es importante señalar varios aspectos:

- Se puede almacenar una gran cantidad de energía, tan solo depende del volumen de almacenamiento del embalse superior.
- La puesta en marcha del sistema es rapidísima, por lo que se puede poner toda la potencia en juego rápidamente, pasando de parada al 100 % de carga en pocos minutos.
- El rendimiento del sistema es bastante elevado, entre un 70 y 80 %, lo cual permite actualmente una explotación económica satisfactoria al aprovechar la diferencia actual de precios entre la punta y el valle en el mercado mayorista de electricidad.

- d) El número de ciclos permitido es en principio ilimitado, no siendo una restricción importante.
- e) Se depende de las posibilidades geográficas del entorno. Actualmente están explotados mayoritariamente todos los saltos posibles por lo que el crecimiento de esta tecnología no es nada elevado.

5.1.2. Almacenamiento de aire comprimido

El almacenamiento energético mediante aire comprimido (CAES) consiste en una turbina de gas a la que se inyecta en la cámara de combustión aire comprimido junto con el combustible. De esta forma el consumo específico de gas se reduce hasta un 40 % frente a las plantas de ciclo combinado.

En los periodos en los que la demanda del sistema lo permita, la planta deberá almacenar previamente el aire, comprimiéndolo en un almacenamiento.

En la siguiente figura se muestra un esquema de funcionamiento:

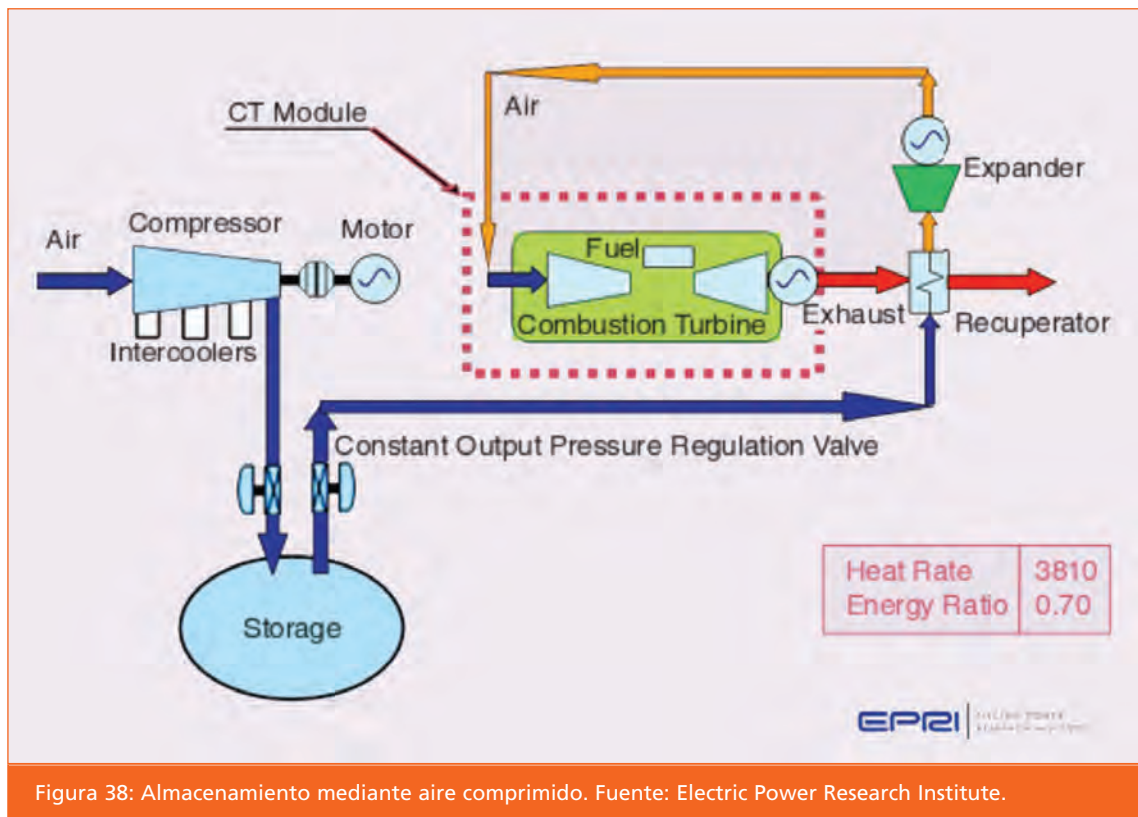


Figura 38: Almacenamiento mediante aire comprimido. Fuente: Electric Power Research Institute.

De esta tecnología cabe destacar los siguientes aspectos:

- a) La localización de las plantas, debe estar próxima a almacenamientos geológicos, ya que la única forma de almacenar una importante cantidad de aire es en almacenamientos geológicos. Esta característica, las hace plantas idóneas para su emplazamientos en localizaciones próximas a almacenamientos de CO₂.
- b) Al consistir en un ciclo simple, son plantas de puesta en servicio rápida, del orden de minutos.
- c) El rendimiento energético de este tipo de plantas puede oscilar en un 70%, con consumos específicos realmente reducidos.
- d) El número de ciclos permitidos es en principio ilimitado, no suponiendo ningún tipo de limitación.

5.1.3. Baterías eléctricas

Desde hace más de 20 años la tecnología de almacenamiento de energía eléctrica basada en baterías se ha estado desarrollando fundamentalmente para cubrir las necesidades de utilización en pequeños dispositivos de electrónica de potencia, tales como teléfonos móviles y ordenadores portátiles. Tan solo desde hace unos 10 años el desarrollo de las baterías eléctricas se ha enfocado hacia su utilización para el transporte, lo que permite su integración en el sistema eléctrico como sistema de almacenamiento emergente de energía.

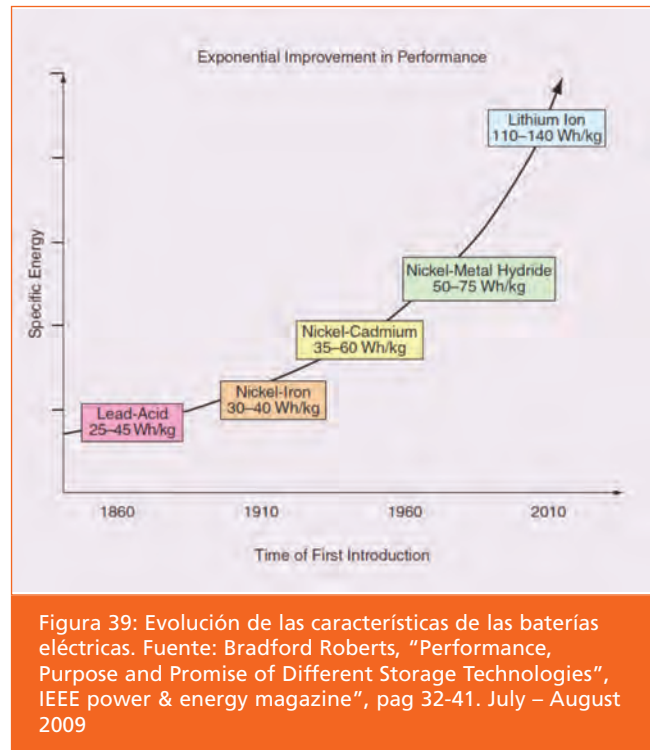
Ahora bien, para su aplicación en los sistemas eléctricos de potencia, es necesario integrar dispositivos de electrónica de potencia que convierten la energía eléctrica almacenada y generada posteriormente en corriente continua, en corriente alterna. Estos dispositivos de electrónica de potencia han sido ampliamente desarrollados presentando un estado tecnológico maduro.

En la siguiente figura se muestra la evolución que ha tenido esta tecnología.

Se aprecia muy bien el desarrollo de forma exponencial que ha sufrido esta tecnología en cuanto a su densidad energética por unidad de peso, llegando en la actualidad hasta las baterías de Li-Ion con una densidad energética entre 110 – 140 Wh/kg.

Estas altas densidades energéticas se aproximan a los valores de almacenamiento que se necesitan para el transporte de energía eléctrica.

Tal como se presentaba anteriormente un vehículo necesitará 5 kWh para recorrer aproximadamente 50 km. Ahora bien, si la industria del transporte desea realizar un vehículo eléctrico competitivo con los vehículos de combustión interna actuales, es descabellado pensar en una autonomía inferior a los 500 km. Este grado de autonomía implica un almacenamiento de energía de aproximadamente 50 kWh. Lo que supone con los niveles actuales de desarrollo de la tecnología de baterías eléctricas aproximadamente 500 kg de batería. Actualmente supone un exceso de peso importante para el vehículo, por lo cual la autonomía de los coches actuales, no alcanza esos valores. Ahora bien, los valores de densidad energética de las baterías actuales están muy cerca de los valores que requiere la industria de transporte.



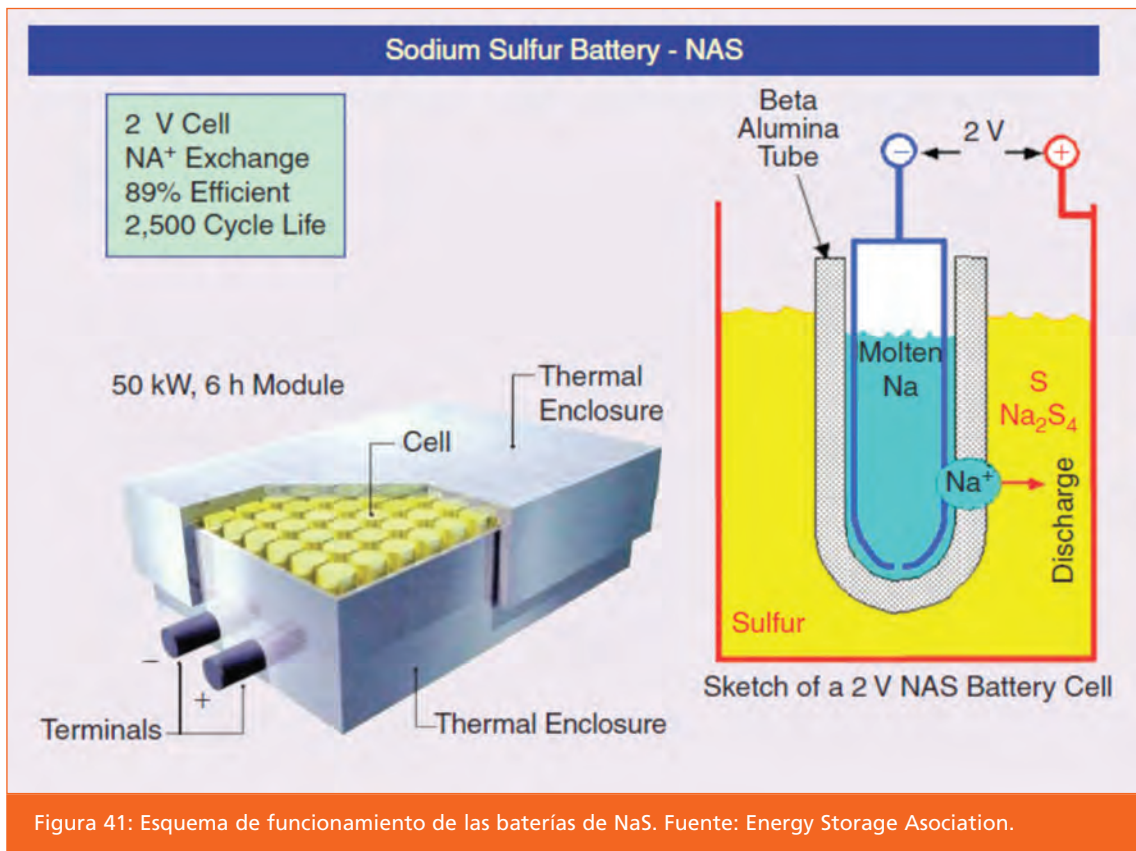
Dentro de la tecnología de baterías eléctricas existen distintos tipos, que se diferencian básicamente en los materiales de tres elementos fundamentales: Ánodo, Cátodo y Electrolito. En función de estos elementos el resto de características de las baterías eléctricas vienen fijadas. Así en la siguiente tabla se muestran las características más interesantes de algunos tipos de baterías.

En esta tabla de características falta por añadir una de las grandes favoritas para ser utilizadas en el sistema eléctrico de potencia, las baterías de NaS.

Las baterías de NaS son baterías de alta temperatura que deben ser operadas a 300 °C para mantener fundido el Na y el S. Fueron desarrolladas en 1960 para su aplicación al vehículo eléctrico y pronto se rechazó su utilización debido al grave inconveniente que presenta su operación a alta temperatura. Si bien, continuó su desarrollo para aplicaciones de potencia en Japón, donde en la actualidad existen más de 190 sistemas de almacenamiento, basado en esta tecnología, con un total de 270 MWe de capacidad que permiten la operación constante durante 6 horas de servicio para su integración en los momentos de máxima demanda.

	Nickel-Cadmium	Nickel-metal hydride	Lead-acid	Lithium-ion	Lithium-ion-polymer	Reusable alkalyne
Gravimetric Energy Density (Wh/kg)	45-80	60-120	30-50	110-160	100-130	80 (initial)
Internal Resistance (includes peripheral circuits) in mΩ	100 to 200 ¹ 6V pack	200 to 300 ¹ 6V pack	<100 ¹ 12V pack	150 to 250 7.2 V pack	200 to 300 ¹ 7.2V pack	200 to 2000 ¹ 6V pack
Cycle Life (to 80% of initial capacity)	1500 ²	300 to 500 ^{2,3}	200 to 300 ²	300 to 500 ³	300 to 500	50 ³ (to 50% capacity)
Fast Charge Time	1 h typical	2 to 4 h	8 to 16 h	2 to 4 h	2 to 4 h	2 to 3 h
Overcharge Tolerance	moderate	low	high	very low	low	moderate
Self-discharge/Month (room temperature)	20% ⁴	30% ⁴	5%	10% ⁵	-10% ⁵	0.3%
Cell Voltage (nominal)	1.25 V ⁶	1.25 V ⁶	2 V	3.6 V	3.6 V	1.5 V
Load Current peak best result	20 C 1 C	5 C 0.5 C or lower	5 C ⁷ 0.2 C	> 2 C 1 C or lower	> 2 C 1 C or lower	0.5 C 0.2 C or lower
Operating Temperature ⁸ (discharge only)	-40 to 60° C	-20 to 60° C	-20 to 60° C	-20 to 60° C	0 to 60° C	0 to 65° C
Maintenance Requirement	30 to 60 days	60 to 90 days	3 to 6 months ⁹	not required	not required	not required
Typical Battery Cost ¹⁰ (US\$, reference only)	\$ 50 7.2 V)	\$ 60 7.2 V)	\$ 25 6 V)	\$ 100 7.2 V)	\$ 100 7.2 V)	\$ 5 9 V)
Cost per Cycle (US\$) ¹¹	\$ 0.04	\$ 0.12	\$ 0.10	\$ 0.14	\$ 0.29	\$ 0.10-0.50
Commercial use since	1950	1990	1970	1991	1999	1992
Toxicity	Highly toxic; harmful to environment	Relatively low toxicity, should be recycled	Toxic lead and acids, harmful to environment	Low toxicity, can be disposed in small quantities	Low toxicity, can be disposed in small quantities	Low toxicity, may contain mercury

Figura 40: Características principales de la baterías eléctricas. Fuente: Energy Storage Association.



Estas baterías tienen una eficiencia próxima al 90 % con elevados ciclos de utilización, superiores a los 2000 ciclos y un coste del orden de 400 €/kWh. El sistema más grande instalado es una instalación de 34 MWe con 245 MWh de capacidad para su integración con un parque eólico de 51 MWe, lo que permite estabilizar la salida del parque eólico y convertirlo en 100 % gestionable durante las horas punta.

En la siguiente figura se aprecia la instalación de baterías utilizada. Es interesante destacar el espacio utilizado por cada uno de los módulos de 2 MWe de baterías de NaS así como la instalación necesaria de una subestación para conectarse a la red.

5.1.4. Volantes de inercia

Se trata de colocar una masa que gira a un gran número de revoluciones por minuto en el extremo de un generador, de forma que cuando se desea almacenar energía eléctrica, se acelera esta masa quedando la energía almacenada en forma de energía cinética de rotación.



Figura 42: Instalación de almacenamiento de energía para la integración de parques eólicos. Fuente: Energy Storage Association.

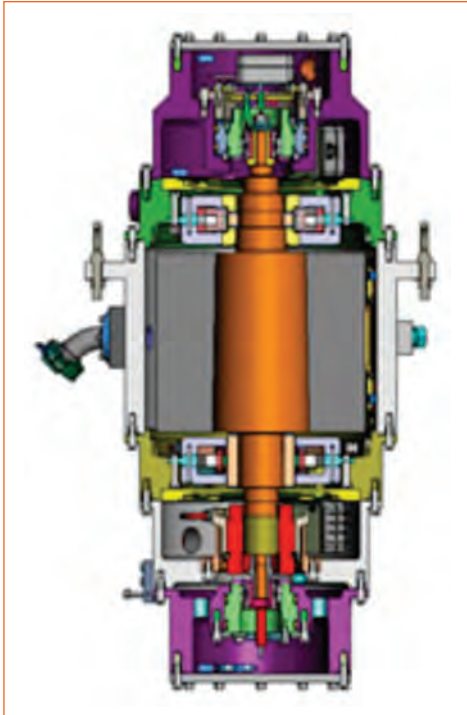


Figura 43: Esquema de funcionamiento de volantes de inercia. Fuente: Energy Storage Association.

En la parte superior, se coloca un generador de alta frecuencia y cojinetes de rodadura magnéticos, con el objeto de evitar las fuerzas de rozamiento.

Es importante señalar que para almacenar una gran cantidad de energía es preferible elevar las revoluciones a la masa, ya que la energía almacenada depende del cuadrado de la velocidad de giro.

En la figura siguiente se muestra un esquema de estas relaciones de masas.

Posteriormente, cuando se desea extraer la energía almacenada, esta se obtiene frenando la masa en movimiento. De esta forma se genera energía eléctrica en el generador.

La energía eléctrica generada habrá sido generada a altas frecuencias, por lo que será necesario de nuevo emplear dispositi-

vos de electrónica de potencia que permita convertir y adecuar la energía eléctrica generada en ondas eléctricas de la calidad necesaria.

Otro inconveniente que presenta esta tecnología es su peligrosidad. Normalmente estas instalaciones se sitúan enterradas.

Como gran ventaja es su alta densidad energética y su respuesta rapidísima.

5.2. APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

A la hora de tener en cuenta las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento para su aplicación al sector eléctrico caben destacar los siguientes:

a) Disminución de la punta de demanda:

Mediante la utilización de los sistemas de almacenamiento, es posible almacenar energía eléctrica durante el valle, para inyectarla en el sistema en las horas punta, lo cual reduce el impacto de la hora punta en el mix de generación. Es decir, con un buen sistema de almacenamiento de energía ya no es necesario dimensionar el parque generador para cubrir la punta, aunque sean unas pocas horas a lo largo del día.

Esta aplicación es importantísima para la integración de las energías renovables en el sistema, ya que en general las energías renovables no gozan de buena gestionabilidad, por lo que su participación en la cobertura de la punta es bastante baja, lo cual detiene en gran medida la penetración de estas tecnologías, ya que además de realizar inversiones en ellas será necesario invertir en tecnologías “convencionales” que sean capaces de cubrir la punta.

b) Desplazamiento de la curva de demanda:

Desde el punto de vista de un operador de sistema, el desplazamiento de la curva de demanda es similar al punto anterior; sin embargo la diferencia se sitúa en el propietario del almacenamiento. Es decir, mediante las tecnologías de almacenamiento, el consumidor dispondrá de una herramienta tecnológica que le permite comprar energía en periodos horarios más baratos para luego utilizarla en el momento que sea necesario.

Este desplazamiento de la curva de demanda es uno de los principios de las “redes eléctricas inteligentes” cuando se aplican en el lado de la demanda.

La inteligencia de las “smart grids” junto con el almacenamiento de energía eléctrica permitirá hacer la demanda gestionable.

Al poder hacer gestionable la demanda, ésta podrá adaptarse a la curva de generación de energías no gestionables, de forma que a medida que aumenta la energía generada por estas tecnologías aumente también la demanda eléctrica.

c) Reducción de la reserva rodante.

A medida que aumenta la penetración de energías no gestionables, se debe disponer de mayor cantidad de reserva rodante, con objeto de cubrir las indisponibilidades de éstas energías. Esta reserva rodante está constituida por grupos en operación que son capaces de cumplir con los mecanismos de regulación primaria, secundaria y terciaria.

Las tecnologías de almacenamiento permiten reducir este margen de reservar rodante. Sin esta reducción, la integración de energías no gestionables no tendría demasiado sentido.

d) Regulación de frecuencia

Una de las posibilidades actuales de las tecnologías de almacenamiento es su utilización para su participación en el control de frecuencia. Esta aplicación tiene como característica principal la necesidad de aportar potencia en un intervalo de tiempo rapidísimo, pero el balance energético será prácticamente cero. En la figura siguiente se muestra un ejemplo de aplicación.

Para esta aplicación, en el momento en el que la frecuencia del sistema se incrementa, el sistema de almacenamiento de energía pasa a estado de carga, aumentando la demanda y equilibrando de esta forma la igualdad potencia generada frente a demandada. Por el contrario cuando la frecuencia del sistema disminuye, el sistema de almacenamiento cederá parte de su energía con el fin de restablecer el equilibrio de nuevo.

De esta forma, mediante la aplicación de tecnologías de almacenamiento, se puede participar en el control de frecuencia sin necesidad de

tener una gran cantidad de energía almacenada ya que esta se estará continuamente cargando y descargando.

e) Calidad de onda

Los sistemas de almacenamiento se han utilizado tradicionalmente para mejorar la calidad de onda de la señal en el abastecimiento eléctrico.

Es muy común su utilización como sistemas de back-up, al ser una fuente de energía que se pone en servicio de forma instantánea. Actualmente los sistemas utilizados para mejorar la calidad de onda y back-up son fundamentalmente baterías de Li-ion.

Cabe destacar el data center de Microsoft en Quincy (EEUU), que tiene un consumo de 48 MWe y más de 1,5 toneladas de baterías eléctricas para garantizar la calidad del servicio y el suministro de energía.

f) Garantía de potencia en centrales no gestionables.

Con un buen sistema de almacenamiento de energía, es posible conseguir que la energía generada por centrales que dependen de recursos fluyentes no gestionables, como hidráulicas fluyentes, o parques eólicos, o solares fotovoltaicas, sea en mayor medida constante en el tiempo.

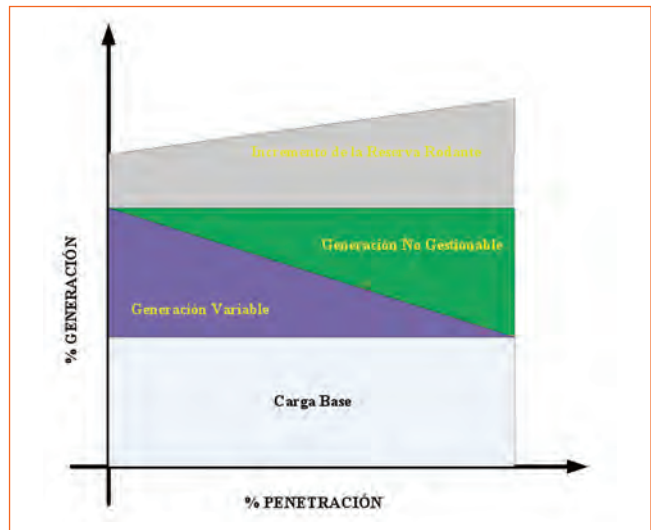


Figura 44: Incremento del margen de reserva a medida que se incrementan las energías no gestionables.

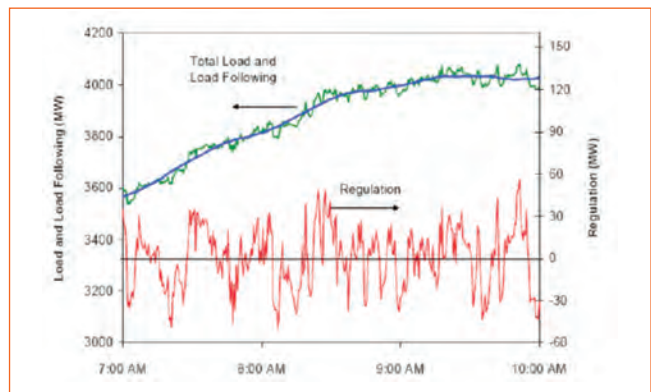
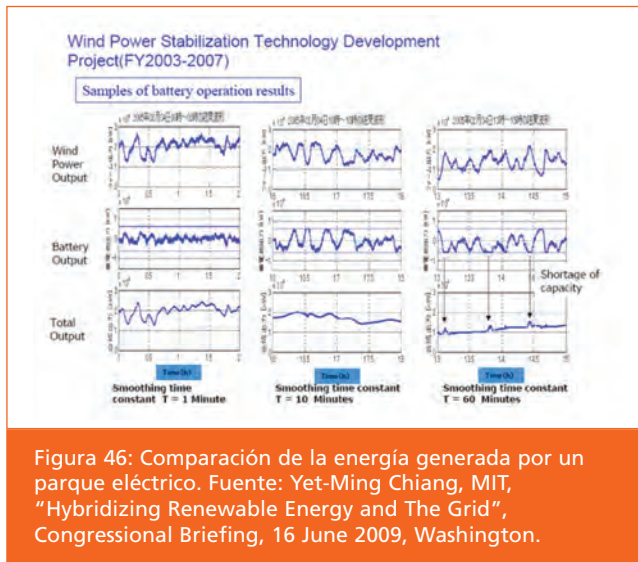


Figura 45: Regulación de frecuencia. Fuente: Yet-Ming Chiang, MIT, "Hybridizing Renewable Energy and The Grid", Congressional Briefing, 16 June 2009, Washington.

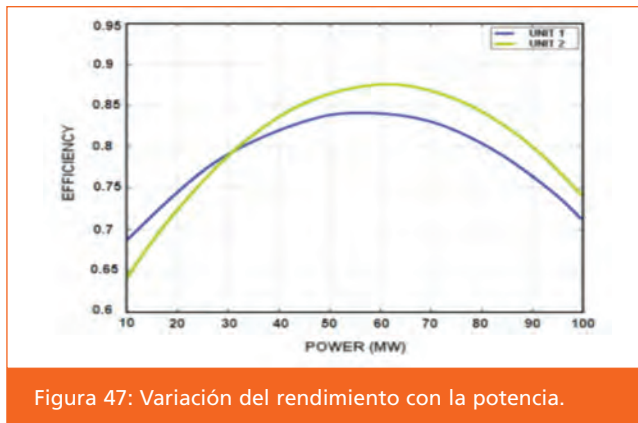


A continuación se presenta un ejemplo de cómo varía la energía entregada por un parque eólico a medida que se incrementa su almacenamiento en baterías eléctricas.

Como se ve claramente como ejemplo de un parque de 30 kW con baterías de 5 kW y modificando el tiempo de almacenamiento, se obtiene una salida constante y conocida, tan solo dejará de ser gestionable cuando se supere el límite de almacenamiento energético.

g) Mejora del rendimiento de los grupos convencionales

Por último, a medida que se incrementa los sistemas de almacenamiento e integren en el sistema eléctrico de potencia, se conseguirá

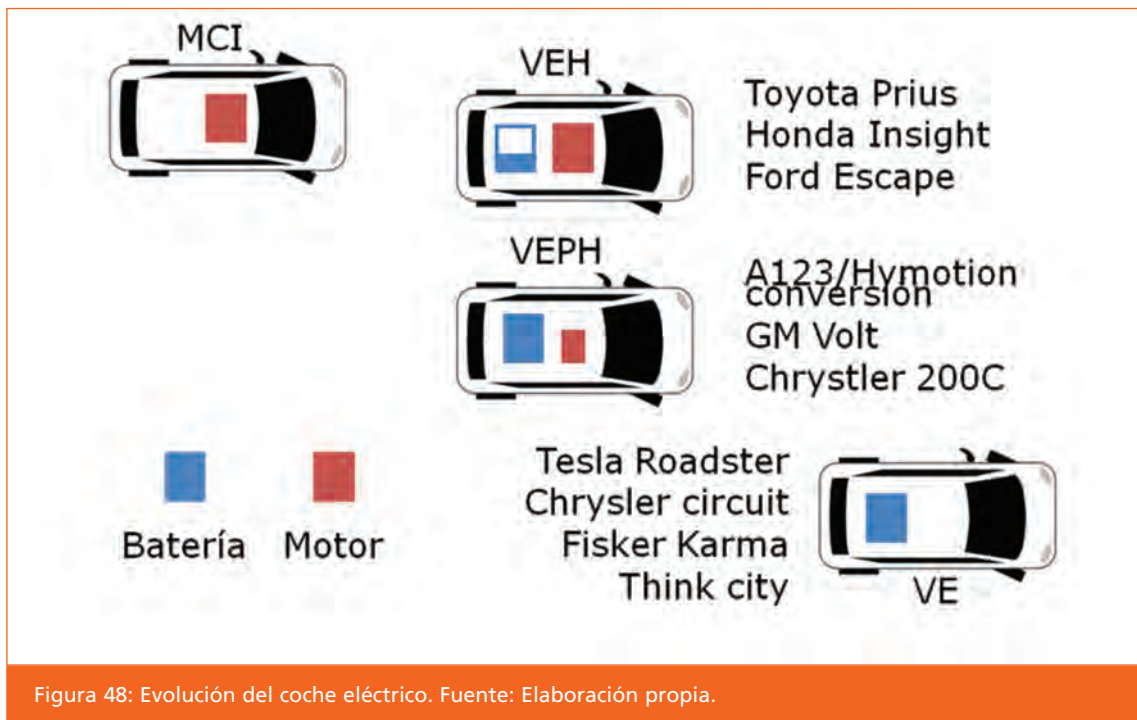


que las centrales convencionales puedan funcionar en un régimen de carga muy constante, lo que aumentará el rendimiento energético de las mismas.

5.3. APLICACIÓN AL VEHÍCULO ELÉCTRICO

El desarrollo del vehículo eléctrico tendrá una gran importancia para la integración de las energías renovables.

A la hora de desarrollar tecnológicamente el vehículo eléctrico, se está partiendo del motor de combustión interna, incrementando poco a poco su capacidad de almacenamiento eléctrico, para llegar hasta el desarrollo final del coche eléctrico. Su evolución tecnológica se muestra en la siguiente figura.



Partiendo del motor de combustión interna (MCI) se pasa inicialmente al vehículo eléctrico híbrido (VEH), cuyo máximo representante es el Toyota Prius. Con los VEH, no existe conexión con el sistema eléctrico de potencia, ya que toda la energía almacenada en la batería es generada por el propio motor de combustión interna. Esto tiene la ventaja de permitir funcionar en régimen constante al motor de combustión interna, ganando rendimiento.

El primer tipo de vehículo que se une al sistema eléctrico de potencia es el VEPH, o vehículos eléctricos plug-in híbridos. Estos vehículos funcionan de forma parecida al vehículo híbrido, pero añaden la posibilidad de recargar la batería desde la red eléctrica, lo cual provoca la unión entre estos dos grandes sectores como son el sector Transporte y el sector Generación de energía eléctrica.

Por último, el vehículo eléctrico funcionará únicamente mediante baterías eléctricas sin utilizar nada del motor de combustión interna. Este último modelo une completamente los dos sectores industriales.

Uno de los objetivos que cumple esta unión es la independencia del combustible utilizado para el sector transporte, permitiendo que cualquier fuente de energía que se utilice en el sector eléctrico pueda ser aprovechable para el sector

transporte. Por otro lado, al incrementar la demanda durante las horas de recarga, se podrá utilizar mayor cantidad de energías renovables.

Adicionalmente, al permitir mayor integración de energías renovables, y ser las emisiones del sector transporte superior a las del sector eléctrico, a medida que se vaya integrando el coche eléctrico se irán mejorando las emisiones contaminantes.

Un resumen de estos beneficios se puede observar en la siguiente figura.

Unos cálculos simples nos permiten determinar que sustituyendo 10 millones de vehículos (un índice de penetración bastante elevado) con un consumo medio de 5 kWh al día cada uno de ellos, supone que el sector eléctrico deberá satisfacer un incremento de la demanda de 50.000 MWh.

Ahora bien, se debe tener en cuenta que el tiempo de carga de una batería no es instantáneo, puede situarse en el entorno de las 4 horas. Esto hace que la curva de carga de demanda diaria se incremente en 12500 MWh durante cuatro horas. De esta forma si la carga de las baterías se realiza por la noche, se incrementaría notablemente la demanda de la energía eléctrica pasando en esas 4 horas de unos 22000 MWh a 35000 MWh, lo cual permitiría mayor cantidad de energías renovables integradas en el sistema.

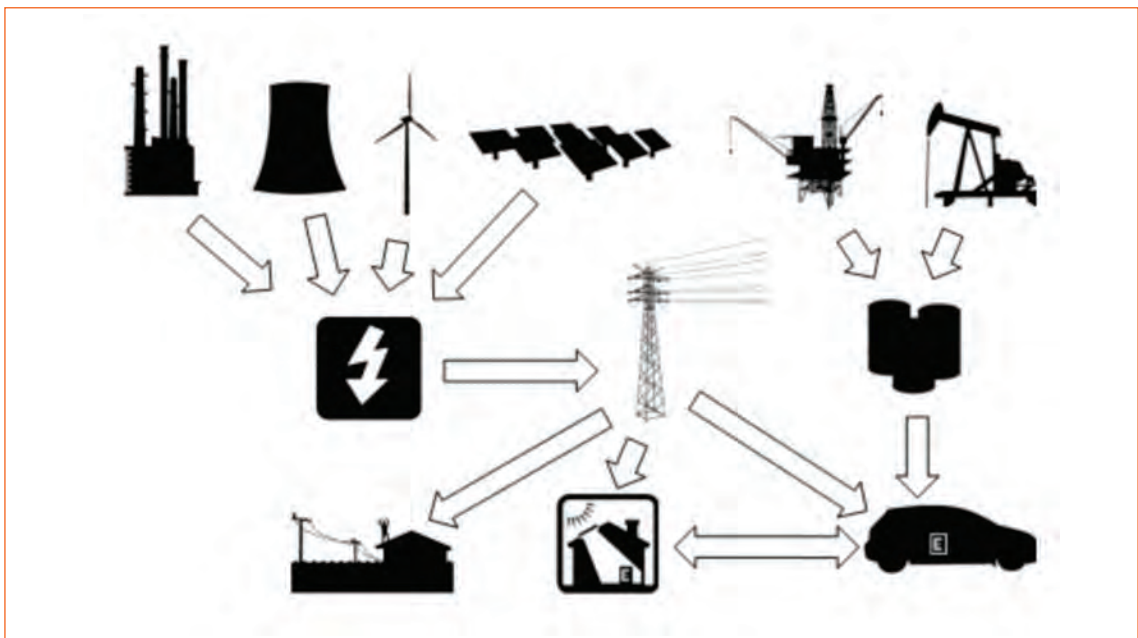


Figura 49: Recursos energéticos en el transporte y su relación con el sector eléctrico.

6. REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

La aplicación de las Tecnologías de la Información y de la Comunicación, TICs, al mundo eléctrico está provocando una revolución y cambio de tendencia en el desarrollo de las redes eléctricas hacia redes eléctricas inteligentes. Las principales ventajas que está planteando la utilización de las TICs en las redes energéticas son las siguientes:

En primer lugar es necesario señalar que las TICs crean una conectividad universal entre una gran variedad de dispositivos de red eléctrica, incluyendo generadores eléctricos, nodos de red y cargas locales. Esto proporciona nuevos y mejores recursos técnicos para realizar el control del sistema con redes altamente distribuidas. La comunicación universal entre los dispositivos es la llave que posibilita las futuras redes de energía.

En segundo lugar, cabe señalar que las TICs, proporcionan nuevas aplicaciones de comunicación bidireccional en tiempo real entre los diferentes agentes participantes en el sistema. Particularmente esta acción se basa en la utilización de Internet y la Web, gracias a los cuales todos los participantes del sistema podrán recibir información precisa y de calidad sobre el estado real de la red. Pero, más allá de la monitorización, Internet posibilita nuevos servicios web basados en la comunicación bi direccional entre el suministrador y el consumidor. Respuesta automática de la demanda, servicios de equilibrio de carga y precios dinámicos, compra y venta de energía eléctrica en tiempo real son una muestra de las aplicaciones que podrán realizarse en el futuro al aplicar las soluciones proporcionadas por las TICs.

En tercer lugar, se debe tener en cuenta que la aplicación de las TICs a las redes eléctricas está dotando éstas, de nuevos dispositivos electrónicos y programas informáticos, que introducirán inteligencia en la red. El actual sistema eléctrico de potencia está heredado desde el siglo 19, basándose en una operación centralizada de los grandes centrales generadoras de energía eléctrica.

A medida que aumenta la liberalización de los mercados eléctricos y se incrementa la participación de generación distribuida junto con fuentes de energía no gestionables como la energía eólica, el control jerarquizado de la red se hace más inflexible a todas estas modificaciones. La red del futuro necesitará descentralizarse para recoger la información necesaria para ejecutar las acciones y de coordinación y control de la red y así dar un buen servicio al consumidor. Esta descentralización debe estar basada en la utilización de las TICs.

A continuación se pueden resaltar algunas de las características más interesantes que introducen las redes eléctricas inteligentes:

a) Desarrollo conjunto de las infraestructuras:

El desarrollo conjunto de las infraestructuras de transporte es una gran ventaja en la integración de las redes inteligentes, ya que estas infraestructuras son críticas para el correcto desarrollo de la sociedad actual. Al desarrollarse unidas se conseguirán sinergias entre unas otras que harán que trabajen mejor en todos los aspectos. Las redes eléctricas necesitan incorporar inteligencia y seguridad. Para lograrlo se debe realizar el desarrollo de una forma descentralizada, tal como se ha visto en el desarrollo de la red de comunicaciones.

b) Distribución inteligente: Agentes y mercados electrónicos:

La inteligencia en la red implica el diseño de componentes electrónicos y programas innovadores para la red eléctrica, aprovechando los puntos en común entre los sistemas TICs y las aplicaciones eléctricas.

Dos de estas aplicaciones que se han desarrollado en la TICs y existen como tales en las redes eléctricas son: Los agentes electrónicos y los mercados electrónicos.

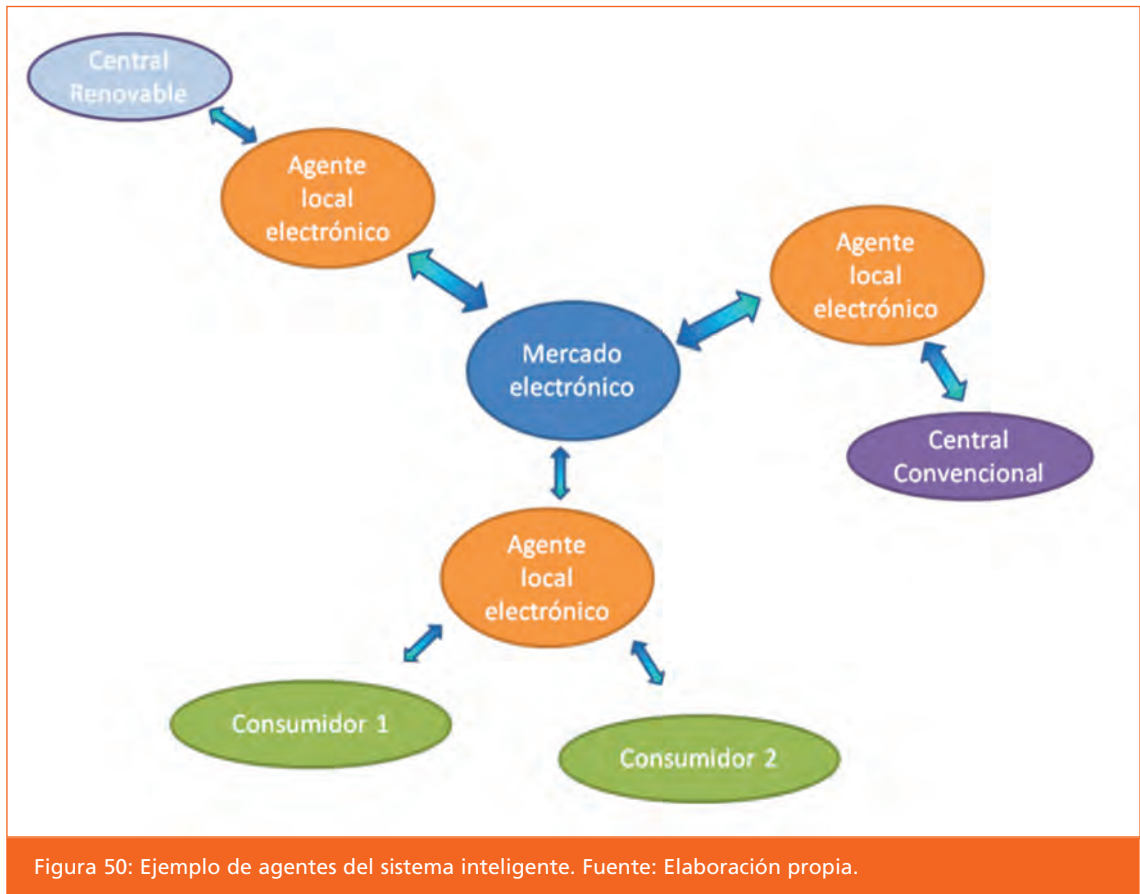
Los agentes electrónicos se encargarán de gestionar las compras de energía en la red y ponerse en contacto con el control del sistema.

El mercado electrónico será el encargado de fijar los precios y organizar el sistema para obtener un mejor rendimiento.

c) Igualdad entre la demanda y la generación.

Al disponer de un sistema inteligente, y que es capaz de funcionar autónomamente a pequeña escala, pero relacionándose con los controles de alto nivel, es posible modificar la curva de la demanda y realizar una auténtica gestión de la demanda, que permitirá desplazar la curva de demanda al momento en el que realmente sea más interesante.

Directamente se puede desplazar parte de la demanda eléctrica, si bien el desplazamiento directo es bastante complicado, al ser una demanda que en muchos instantes debe realizarse en ese instante de tiempo, tan solo es necesario desarrollar un buen marco retributivo al cliente, e inme-



diatamente pondrá a disposición del sistema una parte importante de su consumo. Huelgo poner los ejemplos de clientes interrumpibles.

Con la tecnología actual los clientes interrumpibles tan solo serán aquellos que tengan un consumo lo suficientemente elevado para justificar el coste de la gestión de la interrupción. Con la aplicación de las tecnologías de las TIC's, se podría aumentar de forma importante la gestión de este tipo de clientes.

Ahora bien, a la hora de gestionar la demanda, conviene introducir de nuevo la necesidad del almacenamiento de energía eléctrica. Mediante diferentes tecnologías de almacenamiento, y con la integración de la inteligencia proporcionada por las TIC's, se podría llegar a gestionar de forma muy importante, tanto la demanda a nivel consumidor, como las pequeñas generaciones distribuidas que actualmente son invisibles al operador del sistema.



Figura 51: Ejemplo de almacenamiento comunitario.
Fuente: Energy Storage Association.

Un ejemplo del posible futuro, se muestra en la siguiente figura, donde se presenta un sistema de almacenamiento de energía comunitario, (CES)

El sistema de almacenamiento comunitario estará en comunicación mediante redes eléctricas inteligentes y decidirá el mejor momento que debe cargar y almacenar

energía eléctrica en función de su patrón de consumo conectado, y de esa forma beneficiar al sistema con una buena gestión de la demanda.

7. FUTURO DE LA INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS RENOVABLES

Como conclusiones y a modo de resumen, a la hora de plantear el futuro de la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia es necesario tener en cuenta las siguientes características:

a) Estabilidad ante transitorios:

Para un correcto funcionamiento en la estabilidad transitoria, será necesario un uso intensivo de los dispositivos de electrónica de potencia, que permitirán que a medida que se incrementa la potencia instalada en parque eólicos, fabricados con máquinas asíncronas, la energía que generen cumplan de forma precisa con los requerimientos de comportamiento en tensión.

Aún así, a medida que aumentan las máquinas asíncronas, como ya se ha comentado, se reduce la participación en la corriente de cortocircuito, lo que permite prolongar los fallos eléctricos en el tiempo.

Así pues, si se incrementan los parques eólicos, se deberá incrementar con la misma relación máquinas síncronas, que pueden perfectamente pertenecer a centrales de Biomasa, centrales Geotérmicas y Centrales Solares Térmicas.

Con una correcta participación de estas tecnologías, se puede pensar en ir reduciendo la participación de tecnologías convencionales.

b) Estabilidad a largo plazo:

En la estabilidad a largo plazo, se hace necesario establecer las unidades que servirán de potencia rodante ante las variaciones en el recurso de las energías renovables.

Como ya se ha presentado es posible que Centrales de Biomasa y Centrales Geotérmicas puedan recoger el testigo de la regulación de las Centrales de Carbón y de Ciclo combinado.

En esta parte jugará un papel importante las tecnologías de almacenamiento de energía, que tienen que llegar a permitir el almacenamiento de energía a precios razonables.

De esta forma será necesario plantear unidades de almacenamiento de energía eléctrica que almacenen energía cuando exista recurso energético y no haya suficiente demanda para cubrir. Por el contrario, en el momento en el que existe una punta importante de demanda estos sistemas cederán la energía almacenada previamente, reduciendo de esta forma la exigencia de la punta.

Como ejemplo: dimensionamiento del almacenamiento para la eólica actual.

c) Cobertura de la demanda:

Si se desea incrementar la cobertura de la demanda mediante tecnologías renovables, conviene tener en cuenta que la tecnología eólica presenta un grado importante de aleatoriedad en su generación, si bien su previsión es bastante fiable y tiene un grado de acierto importante.

Si se tienen en cuenta el almacenamiento de energía, tal como se propone en el apartado anterior, se dispondrá de una energía eólica que podrá garantizar la potencia generada en el periodo de tiempo comprendido entre intradiarios.

Analizando la generación eólica producida durante los años 2007 a 2009, se puede determinar el almacenamiento de energía y potencia puesta en juego mediante una tecnología de almacenamiento para mantener constante la salida global eólica.

Para ello se toman los datos generados y se calcula el almacenamiento que se debería tener para mantener la energía eólica con un funcionamiento lineal entre los periodos del intradiario, tal como se muestra en la siguiente figura.

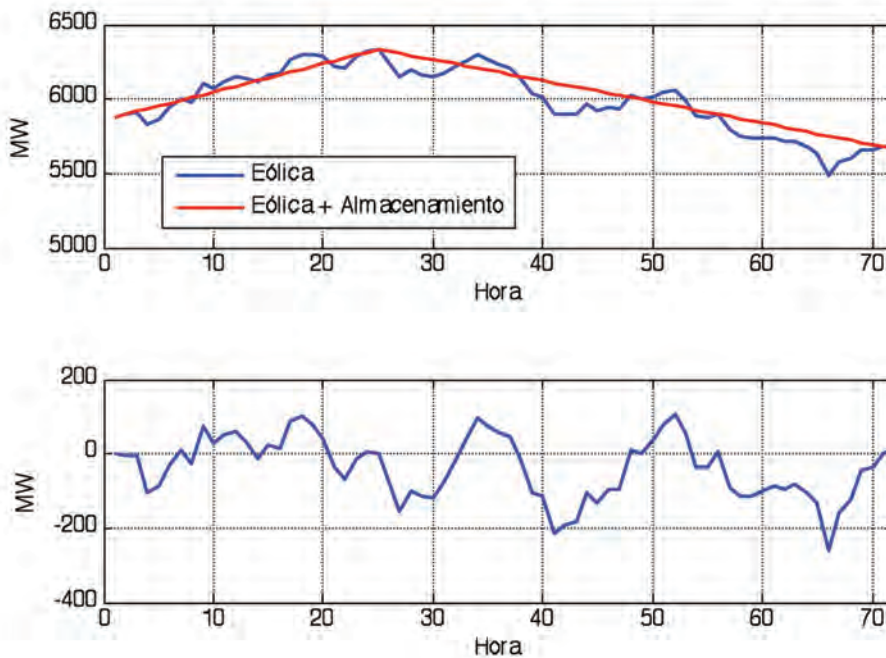


Figura 52: Generación eólica con y sin almacenamiento.

En la figura superior de la figura 47, se observa perfectamente en la curva roja el método de almacenamiento, que cada 4 horas se mantiene de forma constante. El gráfico inferior corresponde a la potencia puesta en juego para mantener la salida eólica con esa forma.

Es muy significativo que sobre 6000 MW eólicos, tan solo sean necesarios 200 MW cedidos al sistema desde el sistema de almacenamiento.

Dados estos resultados conviene analizar la totalidad de los resultados durante el análisis de tres años. Para ello se presenta, en la siguiente figura, un histograma (número de veces que se repite la misma potencia) de potencias puestas en juego para cubrir la totalidad de la energía eólica generada

El histograma se ha acotado entre -1000 MW y 1000 MW, correspondiendo los valores negativos a energía que el sistema de almacenamiento deberá inyectar al sistema eléctrico de potencia.

El resultado a todas luces es bastante importante, ya que se aprecia como con un sistema de almacenamiento de 600 MW de potencia quedarían satisfechas las necesidades de regulación provocadas por la energía eólica el 90,4 % de las ocasiones.

En términos energéticos, serían necesarios que esos 600 MW dieran 2200 MWh de energía durante un intradiario para cubrir las necesidades energéticas, tal como se muestra en la siguiente figura.

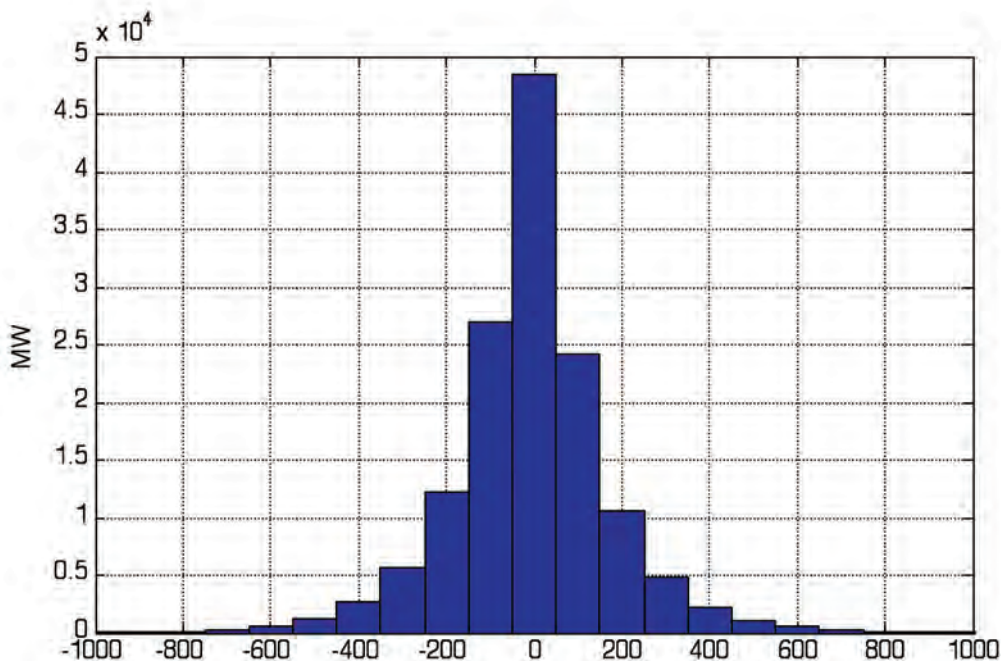


Figura 53: Histograma de potencia puesta en juego.

De esta forma, tan solo se debería definir el porcentaje que se desea cubrir con métodos de almacenamiento, o si bien, llegado un límite de funcionamiento pueden entrar los sistemas de regulación secundaria y terciaria para cubrir esos excesos.

En cualquier caso, es posible concluir que las variaciones de la energía eólica pueden ser cubiertas mediante métodos de almacenamiento energético.

Si se utilizaran baterías de NaS, se necesitarían aproximadamente 880 M€ en el coste de instalación de las baterías. Pudiendo tener estas baterías distribuidas por todas las zonas de España con lo que podrían mejorar adicionalmente el comportamiento ante transitorios. No parece muy elevado este coste si tenemos en cuenta que tan solo durante el año 2009 se gastaron en primas eólicas del orden de 3000 M€.

Por lo tanto, tan solo quedará cubrir las variaciones de energía entre bloques de cuatro horas. Para ello se deberá contar con la programación de las centrales convencionales y con las centrales renovables gestionables como la Biomasa y la Geotérmica. Caso especial será para la energía solar termoeléctrica, que también podrá participar en esta regulación, tal como se comenta en el punto d)

En cuanto a la participación de la energía termosolar, es importante considerar que si se desea incrementar la participación de estas tecnologías en la cobertura de la demanda, será relativamente sencillo incrementar por un lado el nivel de predicciones en el recurso solar. Por otro lado es importante, que a medida que se vaya incrementando su participación, estas tecnologías cuenten con un dimensionamiento del sistema de almacenamiento térmico, que permita el funcionamiento constante de la central durante al menos toda la noche en situación de mínimo técnico.

En cuanto a la energía fotovoltaica, su desarrollo debe estar ligado a la utilización de sistemas de almacenamiento que permitan disminuir los desvíos generados.

Adicionalmente y a la hora de tener en cuenta la integración de las energías renovables, se debe garantizar en todo momento que se dis-

pondrá de la energía necesaria para cubrir el máximo de generación. Para ello será necesario utilizar siempre TODOS los tipos de energías disponibles, sin desaprovechar ninguna de ellas, carbón, gas,, nuclear y renovables.

Como se ha presentado, el mínimo de la demanda diaria, marcará la cantidad de energía que podrá entrar como máximo en esas horas, por lo que limitará las horas de utilización de las diferentes tecnologías.

d) Coordinación Termosolar vs Eólica:

Queda patente que en cuanto a recurso se refiere, el recurso eólico y el recurso solar se complementan considerablemente, aunque esta sinergia diaria y estacional requiere un estudio más detallado, pues no podemos conformarnos en la técnica con ideas cualitativas, sino que se han de cuantificar adecuadamente, y se les ha de asignar unas incertidumbres. En todo caso, es cierto que durante los meses de verano existe mayor recurso solar y menor recurso eólico y durante el invierno pasa al contrario, complementándose ambas tecnologías de forma importante. En el día a día, la mayor producción eólica se produce durante las horas de la noche que es cuando no hay energía solar, mientras que durante las horas de la mañana la energía eólica disminuye aumentando la energía solar.

Así pues, existe un importante grado de complementariedad entre las tecnologías solar y eólica. Tanto que a medida que se incremente su participación en el sistema eléctrico se deberá plantear una coordinación eólica – termosolar gestionable (con almacenamiento).

Mediante esta coordinación, que deberá actuar sobre el almacenamiento de energía térmica en las plantas solares, se debe aprovechar cuando hay un exceso de producción eólica durante el día aumentar el grado de almacenamiento de energía térmica reduciendo su generación en las horas de la mañana. De esta forma en las horas nocturnas el sistema de almacenamiento podrá utilizar la energía almacenada por las mañanas para realizar el seguimiento de la generación eólica nocturna.

Esta solución desplaza la generación eólica – solar hacia la noche, lo cual impone una dificultad al sistema, ya que durante las horas nocturnas la baja demanda queda cubierta por centrales nucleares y por

mínimos técnicos de centrales de carbón y ciclos, lo cual provoca que si no aumenta la demanda no se puede introducir más cantidad de generación.

La única forma existente para desplazar el sistema al revés es generar toda la energía eléctrica eólica y solar por la mañana, regulando la solar las variaciones de la eólica, utilizando para ello el almacenamiento térmico, por la noche ante el exceso de producción de energía eléctrica y antes de parar tecnologías renovables se puede incrementar la demanda consumiendo energía eléctrica para incrementar el nivel de almacenamiento térmico. Aunque esta solución presenta rendimientos energéticos bajísimos, tiene la ventaja de que se desperdicia menos cantidad de energía, al permanecer conectados durante más tiempo los parques eólicos.

En todo caso, todas estas alternativas aquí apenas esbozadas, son muestra de la complejidad y riqueza de posibilidades que acompaña al sistema eléctrico en el futuro, en su camino hacia una estructura más sostenible.

e) Coche eléctrico

La aportación del vehículo eléctrico al incremento de la demanda es interesante desde el punto de vista de independencia energética del sector transporte, así como del incremento del valle de la curva de carga diaria y así poder integrar mayor cantidad de energías renovables aumentando sus horas de operación.

Si bien, una de las grandes ventajas que también puede incorporar el vehículo eléctrico es la utilización de su batería eléctrica como sistema de almacenamiento, lo cual permitiría integrar mucho más efectivamente las energías renovables no gestionables, tal como se ha comentado en el párrafo c).

Esta aportación es la que realmente permitiría una mayor integración de las renovables. Si bien, para que sea posible, el usuario del vehículo debería permitir que el sistema eléctrico utilizara su batería como almacén. Esta hipótesis parece bastante improbable, ya que ningún usuario querrá “vaciar su depósito de energía”, ya que puede que luego la necesite. Así la única solución es que en el des-

arrollo del vehículo eléctrico, se desarrolle paralelamente las estaciones de recambio de baterías, de forma que el usuario entre en la estación y le cambien su batería por otra cargada y la estación de servicio se queda con la batería descargada para cargarlas posteriormente. Estas estaciones de servicio, y mediante la aplicación de las redes eléctricas inteligentes, cargarán o descargarán su stock de baterías según vayan recibiendo las señales oportunas procedentes de la gestión del sistema.

También parece interesante comentar que si un vehículo eléctrico consume 10 kWh a los 100 km, esta energía tiene un coste de 1,2 € aproximadamente, mientras que un coche convencional equivalente podrán gastar en combustible para los mismos 100 km unos 8 o 9 €.

f) Redes eléctricas inteligentes

El desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, introducirá una ventaja muy importante al sistema eléctrica, LA GESTIÓN DE LA DEMANDA. Esta gestión se podrá realizar gracias a la utilización de las TIC's y con ellas se obtendrán importantes beneficios, permitiendo gestionar correctamente la demanda eléctrica haciendo que encaje lo máximo posible con la generación actual.

No se debe olvidar que gracias a la incorporación de las TIC's a las redes eléctricas, se conseguirá incorporar en mayor medida generación eléctrica distribuida, que actualmente es invisible para el operador del sistema.

Además a medida que se adapta la generación a la demanda, es más sencillo incrementar la penetración de energías no gestionables, como la eólica o fotovoltaica.

Como conclusión final se puede decir que no es posible considerar seriamente la integración de energías renovables, tomando como respaldo o potencia rodante únicamente las energías convencionales disponibles, ya que esta solución incurre en unos costes de operación que serán inaceptables. Así para integrar mayor cantidad de energías renovables, es necesario desarrollar en mayor medida todos los almacenamientos energéticos posibles, desde el bombeo hidráulico hasta el coche eléctrico.

APÉNDICE

Seminarios

El análisis efectuado en este documento se debe principalmente a las aportaciones de diversos seminarios organizados por esta Fundación, en colaboración con la Universidad Politécnica de Madrid, y su Consejo Social, más el CIEMAT. Gran parte de la información numérica y gráfica que sustenta e ilustra este Estudio procede de esas ponencias, sin las cuales no habría sido posible su elaboración.

A continuación se recogen los folletos anunciadores de esos eventos, con sus participantes. Lógicamente, el contenido del Estudio no tiene por qué coincidir con las expresiones de ninguno de ellos, y es sólo responsabilidad de la Fundación.



Energía eólica. ¿Horizonte sin límites?

Seminario

12 de noviembre, 2008
Paraninfo del Rectorado de la UPM
Avda. Ramiro de Maeztu, 7

**Organizado por el Consejo Social
de la Universidad Politécnica de Madrid**

La Energía Eólica se ha revelado como el nuevo paradigma del sector energético de principios de siglo XXI, y ha constituido un verdadero ciclo de negocio basado en un desarrollo tecnológico muy afortunado.

Las cifras de implantación en España son impresionantes, habiendo superado con creces los 12.000 MW instalados hasta la fecha, y previéndose 20.000 para finales del año 2010. A este primer ciclo podría seguir otro de dimensiones incluso superiores gracias a la eólica marina, y una tercera posibilidad está abierta en campos con menores regímenes de viento.

Y allende nuestras fronteras aparecen posibilidades muy importantes, sobre todo en la zona noroccidental de África, que podría constituirse en una importantísima reserva de energía renovable.

A estos desafíos se pretende pasar revista, en esta Jornada, sin olvidar las dificultades tecnológicas que comporta el despliegue masivo de una energía con características muy singulares de variabilidad en su funcionamiento, y que hay que integrar en un sistema energético cada vez más exigente, donde prima de manera clarísima la garantía de suministro.

Inscripción gratuita. Necesaria la reserva de plaza mediante correo electrónico a: energiasostenible@etsii.upm.es



Energía eólica: ¿Horizonte sin límites?

Seminario • Organizado por el Consejo Social de la Universidad Politécnica de Madrid

12 de noviembre de 2008
Paraninfo del Rectorado de la UPM
Avda. Ramiro de Maeztu, 7

Director del seminario:
D. José María Martínez-Val,
ETSII - UPM

Inscripción gratuita.
Necesaria la reserva de plaza mediante correo electrónico a:
energiasostenible@etsii.upm.es

9,00- 9,15
Inauguración:
9,15 - 10,00

Acreditación y recogida de material
D. Javier Uceda, Rector UPM
D. Santiago Caravantes Moreno, Jefe del Área de Producción de Régimen Especial, Subdirección General de Energía Eléctrica. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

1ª Sesión.
10,00 - 11,30

El potencial intrínseco de la energía eólica
Moderador: **D. Pedro Bujidos Garay,** Consejo Social UPM
Ponentes
D. Antonio Crespo, ETSI Industriales-UPM: **El recurso eólico**
D. Alberto Carbajo, Director General de Operación de la Red, REE: **La integración de la eólica en el sistema de generación y transporte de electricidad.**
Dña. Ángeles Santamaría, Iberdrola: **La experiencia empresarial Eólica y su proyección**

Café 11,30 - 12,00

2ª Sesión.
12,00 - 13,30

El nuevo despliegue de la eólica
Moderador: **D. Eugenio Morales Tomillo,** Consejo Social UPM
Ponentes
D. Felix Avia Aranda, CENER: **Problemática tecnológica de los sistemas eólicos marinos.**
D. Juan Diego Díaz Vega, Marketing Director, GAMESA: **Los desafíos de la eólica futura.**
D. Emilio Menéndez, Fundación para Estudios sobre la Energía: **Visiones energéticas futuristas: explotación eólica del litoral Afro-Atlántico y explotación solar del Sahara.**

Clausura:
13,30 - 14,00

D. Alberto Ceña, Director Técnico de la Asociación Empresarial Eólica.
D. Adriano García-Loygorri, Presidente del Consejo Social, UPM

Las ponencias de este Seminario se publicarán en www.fundacionenergia.es

Ciclo 29 de octubre, 2009 • Salón de Actos de la Fundación Gómez Pardo, Calle Alenza, 1, Madrid

Energías Renovables para la Generación de Electricidad

Seminario sobre Energía Solar Termo-eléctrica

Fundación para Estudios sobre la Energía

Plazas limitadas • Inscripción gratuita en fundacion.estudiosenergia@upm.es

Por razones ligadas a nuestro ámbito geográfico y meteorológico, y así mismo por razones tecnológicas de un sector nacional con clara potencialidad de ejercer liderazgo mundial en este campo, parece especialmente útil pasar revista a los aspectos más relevantes de esta energía, que necesita priorizar sus actuaciones de investigación y desarrollo tecnológico para ir avanzando en la curva de aprendizaje, con la consiguiente reducción de costes y aumento de la eficiencia.

El Seminario aspira a dar cumplida respuesta a algunos de los interrogantes planteados por el desarrollo de este campo, y coadyuvar así al despliegue más eficiente de nuestras energías renovables.

Director de la Jornada: D. Eduardo Zarza, PSA-CIEMAT
Director del Ciclo: D. Alberto Ramos, ETSI Minas-UPM




29 de octubre, 2009 • Salón de Actos de la Fundación Gómez Pardo, Calle Alenza, 1, Madrid

Seminario sobre Energía Solar Termo-eléctrica • Ciclo: Energías Renovables para la Generación de Electricidad

Actuación inaugural, 9:00 - 9:30
D. Benjamín Calvo, Director de la ETSI Minas-UPM
Alocución inaugural: "La Energía Solar Termo-eléctrica: situación en el mundo".
Ponente: D. Amparo Fresneda (IDAE)

Ponencias
Primera Sesión • 9:30 - 11:30
Moderador: D. Alberto Ramos, ETSI Minas-UPM

1. "El Recurso: disponibilidad y potencial de uso"
Ponente: D. Jesús Polo (CIEMAT-DER)

2. "Plantas solares termoeléctricas de media concentración"
Ponente: D. Eduardo Zarza Moya (CIEMAT-PSA)

3. "Plantas solares termoeléctricas de alta concentración"
Ponente: D. Félix Téllez Sufrategui (CIEMAT-DER)

4. "Almacenamiento energético"
Ponente: D. José M. Martínez-Val, ETSI Industriales-UPM

5. "Hoja de ruta para el desarrollo de la Energía Solar Termoeléctrica"
Ponente: D. Luis Crespo (PROTERMOSOLAR)

Clausura • 13:30 - 14:00
D. Juan Manuel Kindelán, Vicepresidente Ejecutivo de Fundación para Estudios sobre la Energía
D. Cayetano López, Director General Adjunto del CIEMAT

Segunda Sesión • 12:00 - 13:30
Moderador: D. Pablo Reina, ETSI Minas-UPM

1. "Integración en la red eléctrica"
Ponente: D. Almudena Carrasco (Dpto. Acceso a la Red de R.E.E.)

2. "Economía, industria y empleo"
Ponente: D. Agustín Maraver Guerrero (IDOM)

Más información en: www.fundacionenergia.es

Plazas limitadas
Inscripción gratuita en fundacion.estudiosenergia@upm.es




Seminario Organizado por la Fundación para Estudios de la Energía de la Universidad Politécnica de Madrid y el CIEMAT.

Energía Solar Fotovoltaica: Innovación y Tecnologías

ACTUALMENTE los dos grandes retos de la Energía Solar Fotovoltaica en Europa, y por lo tanto en España se basan en conseguir antes del año 2020 una penetración de la energía eléctrica fotovoltaica en el consumo global de entre el 4 y el 12%; y por otro lado alcanzar la paridad de coste, para el consumidor, de generación eléctrica fotovoltaica con el de la red eléctrica en el menor tiempo posible, estimándose que de adoptarse las medidas adecuadas esto debería ocurrir en España antes del año 2015.

La consecución de ambos objetivos y sobre todo el ajuste del término de penetración de la Energía Solar Fotovoltaica en la red estarán y va estar determinados por las acciones de innovación que se adopten en todas las tecnologías fotovoltaicas actualmente presentes en el portafolio tecnológico fotovoltaico.

En el seminario que se propone se presentarán la situación actual y los retos y expectativas de las diferentes tecnologías de cara a alcanzar los escenarios propuestos.

Director de la Jornada: D. José Herrero, CIEMAT
Director del Ciclo: D. Alberto Ramos, ETSI Minas - UPM

5 de noviembre de 2009

Salón de Actos
de la Fundación Gómez Pardo
Calle Alenza, 1 Madrid



Fundación para Estudios
sobre la Energía



GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN

CIEMAT
Centro de Investigación Energética, Medioambiental y Tecnológica

Plazas limitadas
Inscripción gratuita en
fundacion.estudiosenergia@upm.es

Seminario Organizado por la Fundación para Estudios de la Energía de la Universidad Politécnica de Madrid y el CIEMAT.

Energía Solar Fotovoltaica: Innovación y Tecnologías

9:00-9:15 Acreditación y recogida de material.

9:15-10:00

Inauguración:

Presidente: D. Benjamin Calvo, Director de la ETSI Minas-UPM
D. Emiliano Perezagua; Consultores de Energía Solar Fotovoltaica S.L. Vicepresidente de la Plataforma Europea de Tecnología Fotovoltaica
La Agenda Estratégica Fotovoltaica Europea y su Plan de Implantación.

10:00-11:30

1ª Sesión.

Conceptos Innovadores para la implantación de la energía fotovoltaica.

Moderador: José Herrero, CIEMAT

Ponentes:

D. Javier Anta; Asociación de la Industria Fotovoltaica Española, ASIF.
Hacia la Paridad en la Red de la Energía Solar Fotovoltaica en España.

D. Enrique Alcor, ATERSA.
Innovación en la Industria Fotovoltaica Española.

D. Juan C. Jimeno; ETSI del País Vasco
Nuevos Conceptos Innovadores en la Tecnología Fotovoltaica del Silicio.

11:30-12:00

Café

12:00-13:30

2ª Sesión

Tecnologías fotovoltaicas en el presente y el futuro.

Moderador: D. Alberto Ramos, ETSI Minas-UPM

Ponentes:

D. José Herrero, CIEMAT.
Las Tecnologías de Lámina Delgada como una Segunda Generación Fotovoltaica.

D. Gabriel Salo, ESTIT UPM.
Sistemas Avanzados de Concentración Fotovoltaica.

D. Emilio Palomares, Instituto Catalán de Investigaciones Químicas (ICIQ).
Células Solares Orgánicas y Moleculares.

13:30-14:00

Clausura

D. Antonio Luque, Fundador del Instituto de Energía Solar de la UPM
D. Juan Manuel Kindelán, Vicepresidente Ejecutivo de la FEE

5 de noviembre de 2009

Salón de Actos
de la Fundación Gómez Pardo
Calle Alenza, 1 Madrid

Plazas limitadas
Inscripción gratuita en
fundacion.estudiosenergia@upm.es

Más información en:
www.fundacionenergia.es



Fundación para Estudios
sobre la Energía



GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN

CIEMAT
Centro de Investigación Energética, Medioambiental y Tecnológica

Estado Actual y Perspectivas de la Generación Eléctrica con Biomasa en España

Seminario Organizado por la Fundación para Estudios de la Energía de la Universidad Politécnica de Madrid y el CIEMAT

Director de la Jornada: D. Juan Esteban Carrasco, CIEMAT
Director del Ciclo: D. Alberto Ramos, ETSI Minas - UPM



Fundación para Estudios sobre la Energía

12 de noviembre de 2009
Salón de Actos
de la Fundación Gómez Pardo
Calle Alenza, 1 Madrid

A PRODUCCIÓN de electricidad es una de las aplicaciones energéticas de la biomasa con objetivos más ambiciosos en los planes de desarrollo de este recurso en la Unión Europea y en España. En la Unión Europea, en el periodo 1995-2007 se ha venido manteniendo un crecimiento sostenido de la generación eléctrica a partir de la biomasa sólida y el biogás en torno a un 5% anual, siendo especialmente intenso el crecimiento experimentado en el periodo 2005-2007 en el que se ha pasado de 56 TWh en 2005 a 69TWh en 2007. Por el contrario, en España, el crecimiento ha sido mucho más moderado y a pesar de un incremento de 111MW en la potencia instalada en 2007, la generación eléctrica con biomasa sólida y biogás ha permanecido prácticamente estancada en unos 2 350 GWh en el mencionado periodo. A finales de 2007 tan sólo estaba instalada el 26 % de la potencia fijada para 2010 en el PER 2005-2010 y la generación eléctrica representó tan sólo algo más del 15 % del nivel previsto en 2010.

En el anterior contexto, el objetivo de esta Jornada es el análisis de la situación actual de la producción de bioelectricidad en España a través de algunos de los proyectos empresariales y desarrollos tecnológicos más importantes que se están llevando a cabo en este campo en nuestro país, así como del Marco Regulatorio presente y previsto para el fomento de este sector.

Plazas limitadas
Inscripción gratuita en
fundacion.estudiosenergia@upm.es

Seminario Organizado por la Fundación para Estudios de la Energía de la Universidad Politécnica de Madrid y el CIEMAT

Estado Actual y Perspectivas de la Generación Eléctrica con Biomasa en España

12 de noviembre de 2009
Salón de Actos de la Fundación Gómez Pardo
Calle Alenza, 1 Madrid

9:00-9:15
9:15-10:30

Acreditación y recogida de material
Inauguración:
D. Benjamin Calvo, Director de la Escuela Técnica Superior de Minas, UPM

Palencia Inaugural: D^a Margarita de Gregorio; Responsable de Energías Termoeléctricas de APPA y Coordinadora de la Secretaría Técnica de BIOPLAT.
Situación actual de la generación de electricidad con biomasa en España: la visión desde el sector empresarial. Update de la Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa.

Palencia introductora: D. Juan E. Carrasco; Responsable del Grupo de Biocombustibles Sólidos, CIEMAT
La biomasa como recurso para la generación eléctrica.

12:00-12:30 **Café**

12:30-14:00 **2ª Sesión**

MODERADOR
D. Alberto Ramos, E.T.S.I. de Minas, UPM

PONENTES

D. Daniel Maraver, CIRCE
Posibilidades tecnológicas y viabilidad de la generación descentralizada de electricidad con biomasa.

D. Txema Avelino, Guascor Bioenergía.
Generación distribuida mediante la gasificación de Biomasa.

D^a Laura Urdangarín, Departamento de Motores, GUASCOR I+D
Desarrollo de motores de combustión interna capaces de operar con biocombustibles.

10:30-12:00 **1ª Sesión**
Producción centralizada con biomasa
MODERADOR
D. Emilio Menéndez, Profesor Honorario de la UAM.

PONENTES

D. Oscar Lumbreras, ACCIONA Biocombustibles
El negocio de la generación centralizada de electricidad con biomasa.

D. Josep Turmo, Presidente y Consejero Delegado de ABENCIS S.L.
Generación de electricidad con biomasa de cultivos energéticos en una central híbrida: el proyecto de Milagro.

D. Antonio Elías, Jefe de la División de Nuevos Desarrollos, ENDESA
Co-combustión de biomasa en centrales térmicas de carbón.

14:00-14:30 **Clausura:**
D. Juan Manuel Kindelán, Vicepresidente Ejecutivo de la FEE.
D. Jesús Fernández, Catedrático, ETSIAM-UPM
Agroelectricidad: una nueva agroindustria.

Plazas limitadas
Inscripción gratuita en
fundacion.estudiosenergia@upm.es

Más información en:
www.fundacionenergia.es



Fundación para Estudios sobre la Energía

Situación actual de la generación de electricidad con biomasa en España: la visión desde el sector empresarial. Update de la Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa -BIOPLAT-™

2 de Diciembre, 2009
ETS I Industriales de la UPM
P^a de la Castellana (esq. Vitruvio) MADRID

Consejo Social de la UPM con la colaboración de la FEE

Seminario sobre la nueva electricidad

Redes inteligentes desde la generación al consumo

Las nuevas tecnologías de la información y las comunicaciones, las nuevas capacidades de la Electrónica Industrial, y la necesidad de Ahorro y Eficiencia Energética por un lado, y de nuevos modos de generación por otro, constituyen un reto muy actual conducente a reconfigurar el sector eléctrico desde la generación al consumo.

A ESTO SE AÑADE una electrificación imparablemente creciente de nuestra civilización en todos los sectores: se pasará de una generación eléctrica a escala mundial de 17,3 billones de kWh en 2005 a 33,3 billones de kWh en 2030. Esta podría ser especialmente revolucionaria en el sector transporte, con la aparición masiva de vehículos de propulsión eléctrica. Aunque en éste área haya todavía muchas incógnitas que despejar sobre la estrategia tecnológica

INSCRIPCIÓN GRATUITA necesaria la reserva de plaza mediante correo electrónico a:
fundacion.estudiosenergia@upm.es

apropiada, es posible vaticinar que terminará imponiéndose.

LA INTELIGENCIA DE LAS NUEVAS redes vendrá de un maridaje fértil entre la capacidad de procesar información y la capacidad de actuar sobre las distintas fases del bien socioeconómico de vida más efímera: el kWh. A ello pueden contribuir nuevos métodos de almacenamiento energético, y particularmente eléctrico, siendo estos últimos fundamentales en la futura transformación del sector locomoción, si realmente llega a electrificarse el transporte individual, al menos parcialmente.

POR EL MOMENTO, SE CUENTA CON un área muy específica de actuación, como es el de la medida de consumo eléctrico, sobre lo cual existe una Recomendación de la CE sobre la transición a una economía de energía eficiente y bajo carbono, y una Directiva Europea del Mercado Interior de la Electricidad, ambas normas muy recientes, que estimularán los cambios tecnológicos y de mercado; pero esto debe ser tan solo un principio que debe llevar a recorridos mucho más extensos, incluyendo una transformación que haga más efectiva la integración de las renovables en el sector eléctrico.

SOBRE TODAS ESTAS CUESTIONES se pretende exponer un primer planteamiento desde la óptica de nuestro país, coherente con las políticas comunitarias al respecto, con la seguridad de que habrá nuevas ocasiones para seguir profundizando en un tema imprescindible de cara al futuro. Para el Consejo Social de la UPM resulta especialmente interesante abordar este tema, con la colaboración de la FEE, como un primer paso para la capacitación de nuestro entorno en este nuevo campo tecnológico.

DIRECTORES DEL SEMINARIO:
D. José M. Martínez-Val, ETSI Industriales, y
D. Alberto Ramos, FEE.



Fundación para Estudios sobre la Energía



Consejo Social
Universidad Politécnica de Madrid



POLITÉCNICA

Consejo Social de la UPM con la colaboración de la FEE

Seminario sobre la nueva electricidad

Redes inteligentes desde la generación al consumo

2 de Diciembre, 2009
ETS I Industriales de la UPM
P^a de la Castellana (esq. Vitruvio) MADRID

(9:00 - 9:15) Acreditación y recogida de información

(9:15 h - 10:30 h) Sesión Inaugural

Inauguración:
D. Jesús Féliz, Director ETSI Industriales
D. Adriano García-Loygorri, Presidente, Consejo Social de la UPM

Ponencias:
D. Alberto Carbajo, REE, *El Desafío de las Smart Grids. ¿Qué son y a dónde pueden llevarnos?*
D. Eugenio Triana, *La Directiva Europea sobre Smart Grids. ¿Qué puede ofrecer Internet para las redes eléctricas?*

(10:30 h - 11:30 h) 1ª Sesión Técnica

La visión desde las compañías eléctricas
Moderador: D. Emilio Minguez, Vocal Asesor del Consejo Social de la UPM

Ponencias:
D. Miguel Angel Sánchez Fornié, Iberdrola
D. Angel Arcos, ENDESA

(11:30 - 12:00) CAFÉ

(12:00 h a 13:30 h) 2ª Sesión Técnica

La tecnología y su futuro
Moderador: D. Vicente López-Ibor, Consejero del Consejo Social de la UPM

Ponencias:
D. Alfonso Pantoja, ETSI Minas: Generación distribuida
D. Angel Alonso, ETSI Industriales: Almacenamiento eléctrico y nuevos componentes de red
D. José A. Cobos, ETSI Industriales, Integración electrónica de equipos eléctricos.

INSCRIPCIÓN GRATUITA necesaria la reserva de plaza mediante correo electrónico a:
fundacion.estudiosenergia@upm.es

Más información en:
www.fundacionenergia.es

(13:30 h - 14 h) Clausura

D. Pedro Rivero, Presidente de UNESA
D. Juan Manuel Kindelán, Vicepresidente FEE
D. Adriano García-Loygorri, Presidente del Consejo Social de la UPM



Fundación para Estudios sobre la Energía



Consejo Social
Universidad Politécnica de Madrid



POLITÉCNICA

