



Reporting on dissemination activities carried out within the frame of the DESIRE project (WP8)

Name, Affiliation	Carlos Madina
E-mail	cmedina@labain.es
Title of dissemination	Virtual wind and cogeneration power plant (In Spanish: Central virtual de energía eólica y cogeneración)
Type of activity	Article in peer-reviewed journal
Title of forum	DYNA
Language	Spanish
Date of dissemination	May 7 2007
Place of dissemination	Spain
Brief abstract / description of dissemination activity	<p>The increase of electricity production from renewable energy sources resulted, under certain circumstances, in some operational problems in different countries for the system operator, due to the lack of dispatch capacity of these technologies. Usually, installed capacity and/or electricity output from these plants is limited, but there is an alternative solution, which consists in the joint use of renewable and non-renewable energy sources. This paper presents the results from DESIRE project (contract TREN/05/FP6EN/S07.43516/ 513473), which is funded by the European Commission under the 6th Framework Programme, and which analyses the joint use of wind power and Combined Heat and Power (CHP) to create a Virtual Power Plant, whose output can be dispatched.</p> <p>The analysis carried out in the project demonstrates that these virtual power plants offer benefits to the system as a whole. Nevertheless, present regulatory conditions in the different countries analysed offer barriers to the creation of these virtual power plants.</p> <p>The main barrier for Spain is the lack of flexible CHP, but, under certain circumstances, flexible CHP proves to be more economically feasible than traditional CHP, so it should be considered when installing a new CHP plant.</p>
Audience assessment	impact Although the article has been prepared as a dissemination activity of the project, it will not be published until the project has ended, so impact cannot be assessed.
Dissemination	Included after this form

Central virtual de energía eólica y cogeneración

Carlos Madina (Ingeniero Industrial), Ángel Díaz (Ingeniero Industrial), Pedro Urteaga (Ingeniero de Telecomunicación)

Unidad de Energía, **Labein-Tecnalia**, C/ Geldo - Parque Tecnológico de Bizkaia, Edif. 700
48160 - Derio (Bizkaia)

www.labein.es

Tfno.: 94 607 33 00

Fax: 94 607 33 49

Resumen

El incremento de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables ha propiciado que, en determinadas circunstancias, el carácter no gestionable de alguna de ellas haya causado problemas en varios países al operador del sistema. La solución habitual consiste en limitar la instalación y/o la producción eléctrica de este tipo de tecnologías, pero existe otra alternativa, basada en el uso conjunto de estas fuentes renovables y otras no renovables. En concreto, este artículo presenta los resultados del proyecto DESIRE (contrato TREN/05/FP6EN/S07.43516/513473), financiado por la Comisión Europea dentro del 6º Programa Marco, y que consiste en el análisis del uso conjunto de la energía eólica y la cogeneración para formar una “central virtual” (“*Virtual Power Plant*”), cuya producción sea gestionable.

Palabras clave: Generación distribuida, Energía eólica, Cogeneración, Mercado eléctrico, *Virtual Power Plant*

Wind-CHP Virtual Power Plant

Abstract

The increase of electricity production from renewable energy sources resulted, under certain circumstances, in some operational problems in different countries for the system operator, due to the lack of dispatch capacity of these technologies. Usually, installed capacity and/or electricity output from these plants is limited, but there is an alternative solution, which consists in the joint use of renewable and non-renewable energy sources. This paper presents the results from DESIRE project (contract TREN/05/FP6EN/S07.43516/ 513473), which is funded by the European Commission under the 6th Framework Programme, and which analyses the joint use of wind power and Combined Heat and Power (CHP) to create a “Virtual Power Plant”, whose output can be dispatched.

Keywords: Distributed generation, Wind power, Combined Heat and Power, Electricity market, Virtual Power Plant

1. Introducción

Uno de los mayores retos a los que se enfrentan las economías europeas es el abastecimiento energético a medio y largo plazo. Actualmente, la dependencia energética de Europa es cercana al 55%, alcanzando el 85% en España. Esta dependencia energética, unida a la inestabilidad de los precios de los combustibles fósiles, hace necesario un cambio en el modelo energético a medio plazo.

Por otra parte, la Unión Europea tiene una serie de compromisos internacionales en materia de protección al medio ambiente, entre los que destaca el cumplimiento del Protocolo de Kioto. De acuerdo con el mismo, los quince socios que componían la Unión Europea antes de la ampliación a 25 Estados Miembros deben reducir hasta 2012 las emisiones de gases de efecto invernadero un 8% con respecto a los niveles registrados en 1990.

La unión de ambos factores ha propiciado la promoción de las fuentes de energía renovables como alternativa a los combustibles fósiles, ya que reducen la dependencia energética exterior y no contribuyen al cambio climático. En este sentido, cabe destacar el gran desarrollo tecnológico que ha experimentado la energía eólica en los últimos años, que le ha permitido convertirse en una fuente de energía importante en determinados Estados Miembros de la Unión Europea, principalmente, en Alemania, España y Dinamarca.

2. Problemática de la energía eólica

A pesar de sus grandes ventajas económicas y medioambientales, la producción de electricidad mediante la fuerza del viento presenta el inconveniente de los errores en la predicción de viento. Si bien se han realizado grandes esfuerzos en la mejora de las herramientas de predicción, los parques eólicos siguen presentando diferencias entre la producción prevista y la producción real.

Mientras la aportación de la energía eólica a la generación de electricidad ha sido testimonial, los errores de predicción de viento se podían asimilar a errores de predicción de la demanda eléctrica y, por lo tanto, se compensaban más o menos fácilmente con las centrales térmicas o hidráulicas. Sin embargo, hoy en día la energía eólica satisface cerca del 8% de la demanda eléctrica en España, habiendo alcanzado máximos horarios de más del 30%. En Dinamarca, la participación ronda el 20%, llegando incluso a superar el 100% de la demanda en determinados momentos.

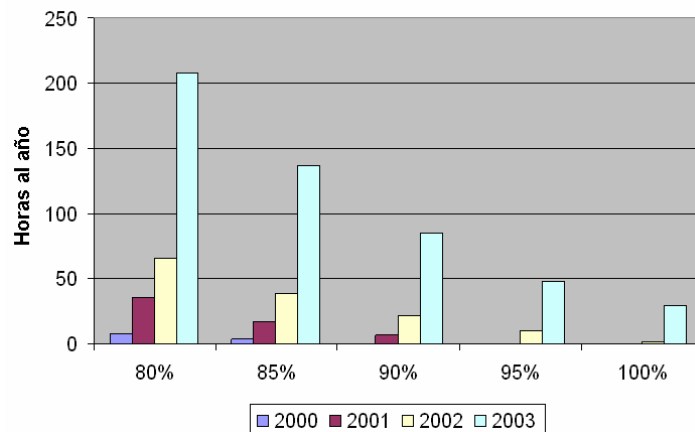


Figura 1. Número de horas anuales en las que la producción eólica supera un porcentaje de demanda en Dinamarca

La solución clásica en estos casos consiste en exportar el exceso de energía a los países vecinos. Sin embargo, en el caso de Dinamarca, el país vecino al que exportar sus excedentes de producción es Alemania, que también tiene instalada gran cantidad de parques eólicos cerca de la frontera danesa. Por lo tanto, en los momentos en los que la producción es alta en Dinamarca, también lo suele ser en Alemania, de manera que la capacidad de absorción de electricidad por parte de Alemania queda limitada. Como consecuencia, es necesario aumentar la capacidad de transporte para evacuar toda la producción eléctrica a partir de energía eólica, o limitar la producción de los parques eólicos, con la consiguiente pérdida de los beneficios que aporta la energía eólica.

Conviene señalar que, debido a la variabilidad del recurso eólico, la producción media anual de un parque eólico se corresponde con la tercera parte de la potencia instalada, es decir, produce sólo una tercera parte de la energía que produciría si generase a potencia nominal durante todo el año. De acuerdo con los datos facilitados por los principales fabricantes de aerogeneradores, las turbinas eólicas empiezan a producir electricidad en el entorno de los 3-4 m/s de viento y alcanzan su potencia nominal cerca de los 15 m/s, dejando de generar por motivos de seguridad mecánica entre los 20 y 25 m/s. Por lo tanto, para que los aerogeneradores produjeran a potencia nominal todo el año, la velocidad de viento debería ser cercana a 15 m/s durante las 8.760 horas del año, lo cual, evidentemente, no ocurre.

A la hora de conceder el permiso para conectar una nueva instalación de producción de electricidad a partir de energía eólica, los operadores del sistema suelen emplear criterios conservadores, considerando como situación más desfavorable aquella en la que el parque está generando electricidad a potencia nominal en momentos de muy baja demanda. Estos criterios están totalmente justificados por motivos de seguridad y fiabilidad de la red de transporte, pero limitan las posibilidades de participación de la energía eólica en la cobertura de la demanda eléctrica.

Sin embargo, ciertos operadores del sistema han permitido que se instale más potencia que la que cumpliría estrictamente con los criterios de seguridad, a fin de realizar un mejor

aprovechamiento de la capacidad de los activos de transporte, siempre y cuando los propietarios de los parques eólicos permitan que el operador del sistema limite su capacidad de producción cuando la seguridad del sistema esté en riesgo. Para garantizar el cumplimiento de dichas limitaciones de producción, en España, se obliga a que todas las instalaciones de producción de energía eléctrica que emplean la fuerza del viento y cuya potencia nominal sea superior a 10 MW estén asociadas a un centro de control, que será quien reciba y ejecute la orden de reducción de producción dada por parte del operador del sistema, actuando sobre los centros de control de los respectivos parques eólicos.

Sin embargo, esta operación, al igual que la solución para evacuar el exceso de producción de Dinamarca, consiste en dejar de aprovechar la energía del viento para producir electricidad, lo cual, en el actual marco de precios caros de combustibles y de preocupación por los efectos del cambio climático, no parece la mejor solución.

3. Solución propuesta

Con el fin de mejorar las soluciones utilizadas hasta la fecha, la Comisión Europea cofinancia el proyecto DESIRE¹, dentro del 6º Programa Marco, que consiste en el análisis, demostración y difusión de resultados de una solución conjunta entre la energía eólica y la cogeneración distribuida.

En Dinamarca, la mayor parte de la potencia eólica está instalada en la península, donde también se encuentran la mayoría de las instalaciones de cogeneración de pequeño y mediano tamaño. Tanto una tecnología como la otra se encuentran distribuidas por toda la geografía, de manera que se pueden crear “centrales virtuales” o “*Virtual Power Plants*” en terminología anglosajona, que vendan la producción conjunta de ambas tecnologías. En la Figura 2, aparece la distribución geográfica de la generación eólica y la cogeneración en Dinamarca. Los puntos grises representan los aerogeneradores y los amarillos las plantas de cogeneración distribuidas, mientras que los cuadrados naranjas indican la localización de las centrales térmicas.

Como puede comprobarse en la figura, existe una gran dispersión en cuanto a la instalación, tanto de aerogeneradores, como de plantas de cogeneración pequeñas.

¹ <http://www.project-desire.org>

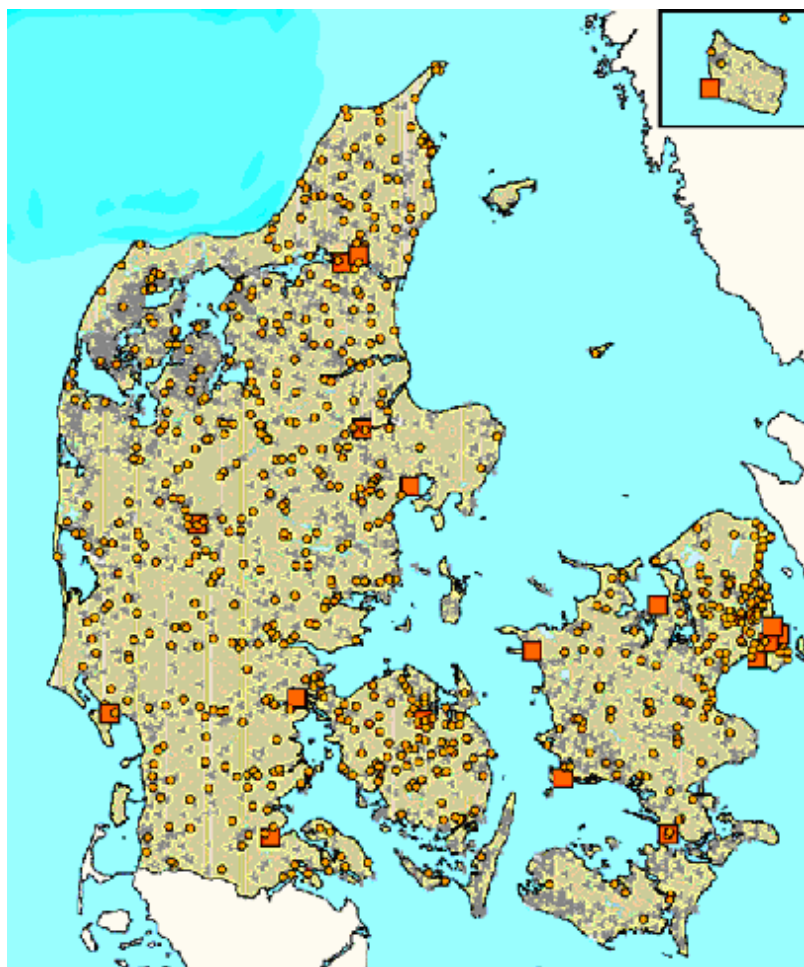


Figura 2. Distribución geográfica de la potencia eólica y de cogeneración en Dinamarca

En estas centrales virtuales, las máquinas eólicas producirán toda la electricidad que puedan, y las plantas de cogeneración modificarán sus perfiles de generación en función de aquéllas. Para ello, las plantas de cogeneración deben ser capaces de modificar su programa de generación, es decir, deben ser flexibles. Muchas de las instalaciones de cogeneración que existen en Dinamarca se emplean para las redes locales de calefacción, de manera que se utilizan para producir agua caliente y no vapor. El agua caliente se puede almacenar en depósitos aislados térmicamente, por lo que no es necesario que la cogeneración siga un patrón determinado, siempre y cuando aporte al depósito de agua una cantidad de energía térmica fija en un determinado periodo de tiempo: día, semana, mes,... Además, la mayoría de las veces, se emplean motores de gas, lo que les permite que los tiempos de arranque y parada sean menores que con otras tecnologías, aumentando a su vez la flexibilidad de la planta.

Así, estas centrales virtuales ya no tienen el problema de falta de predicción que tiene la energía eólica, ya que la cogeneración puede equilibrar los errores de predicción en la generación eólica. Por otra parte, al ser la producción predecible, también pueden ofrecer potencia a subir o a bajar en el mercado de regulación del operador del sistema. Si, además, la instalación se complementa con demanda flexible, como las bombas de calor, aún en los momentos en los que la producción eólica supere la demanda, se pueden poner en marcha las bombas de calor para consumir la electricidad sobrante y producir calor, que se almacenará en los depósitos de agua caliente.

4. Barreras para su aplicación en España

Esta solución, que en Dinamarca parece disponer de todo a su favor, podría emplearse también en otros países, en los que la falta capacidad de despacho de la energía eólica cause problemas en la operación del sistema, como es el caso de España. Para ello, se ha realizado un análisis dentro del proyecto, para comprobar cuáles son las barreras que existen hoy en día y cómo se podrían superar.

4.1. Legislación

Primero, se analizó la legislación vigente a fin de determinar si la solución se podía aplicar desde un punto de vista legal. La legislación europea contiene numerosas directivas que deberían favorecer la implantación de la idea:

- La directiva 96/92/EC estableció las condiciones para la creación de un mercado de electricidad único a escala europea y, posteriormente, la directiva 2003/54/EC subsanó algunas de las lagunas que presentaba el primer documento. Entre las disposiciones de la directiva se establece que el acceso a la red y a los mercados no debe ser discriminatorio y que se debe de promover la competencia. En este sentido, la creación de estas centrales virtuales permite la entrada de nuevos participantes a los mercados eléctricos, lo que incrementará la competencia.
- La directiva 2001/77/EC fue aprobada para fomentar el uso de las fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad, de manera que un 22.1% de la electricidad consumida en 2010 en la Unión Europea se produjera a partir de energías renovables. Dado que la energía eólica está llamada a ser una de las principales artífices de alcanzar dicho porcentaje, toda acción encaminada a incrementar su participación en la cobertura de la demanda, sin perjudicar el funcionamiento del sistema, estaría en línea con el objetivo de la directiva.
- La directiva 2004/8/EC busca el aumento de la promoción de la cogeneración en el mercado interior de electricidad, siempre y cuando su uso suponga un alto rendimiento energético. Mediante las centrales virtuales, se fomenta el uso de la cogeneración, ya que se convierte en una herramienta útil para los gestores de los parques eólicos, sin necesidad de empeorar el rendimiento térmico, ya que el calor producido se almacena; simplemente se varía el programa de generación.
- Por último, la directiva 2003/87/EC establece el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, como instrumento para el cumplimiento del Protocolo de Kioto por parte de la Unión Europea. Como se ha mencionado anteriormente, las centrales virtuales de cogeneración y energía eólica permiten aumentar la producción eléctrica a partir de fuentes renovables y fomentan el uso de tecnologías más eficientes, con la consiguiente reducción en la emisión de gases contaminantes.

Todas estas directivas deben transponerse a la legislación de cada uno de los estados miembros. La legislación española tiene varias leyes y reales decretos en los que se fomentan la competencia, el uso de las fuentes de energía renovables, la cogeneración y la protección del medio ambiente: Ley 54/1997 del sector eléctrico y su desarrollo normativo, en el que destacan los reales decretos 2818/1998 y 436/2004 del régimen especial, y la Ley 1/2005 sobre el comercio de emisiones y su desarrollo normativo.

Por lo tanto, la legislación comunitaria en vigor, así como la española, no debería presentar una barrera para las centrales virtuales de cogeneración y energía eólica.

4.2. Mercado

Posteriormente, se analizaron las reglas y las condiciones del mercado eléctrico, para comprobar la capacidad de estas centrales virtuales de acceder al mismo.

En cuanto a las reglas de mercado, se establece que la potencia mínima para entrar en el mercado es de 1 MW, salvo en el caso de plantas de régimen especial, que pueden ser agrupadas por un agente vendedor, a fin de alcanzar la potencia mínima exigida. El hecho de que sea necesaria la agrupación de las plantas de cogeneración y los parques eólicos de menos de 1 MW para acceder al mercado, favorece el uso de las centrales virtuales. Además, no es necesario que las instalaciones agrupadas utilicen la misma tecnología de generación, por lo que el uso de la cogeneración y la energía eólica en un mismo grupo es perfectamente factible.

Sin embargo, la situación actual del mercado eléctrico, en el que dos empresas producen y venden en torno al 60% de la electricidad negociada en el mercado, dificulta la entrada de

nuevos participantes. El Real Decreto de tarifas para 2007 establece la obligación de que los operadores dominantes del mercado realicen emisiones primarias de energía, a fin de reducir el control de los mismos sobre el mercado. Estas emisiones primarias consisten en que, si bien los propietarios de las centrales siguen siendo los mismos, son otros quienes comercializan la electricidad afectada por dichas emisiones.

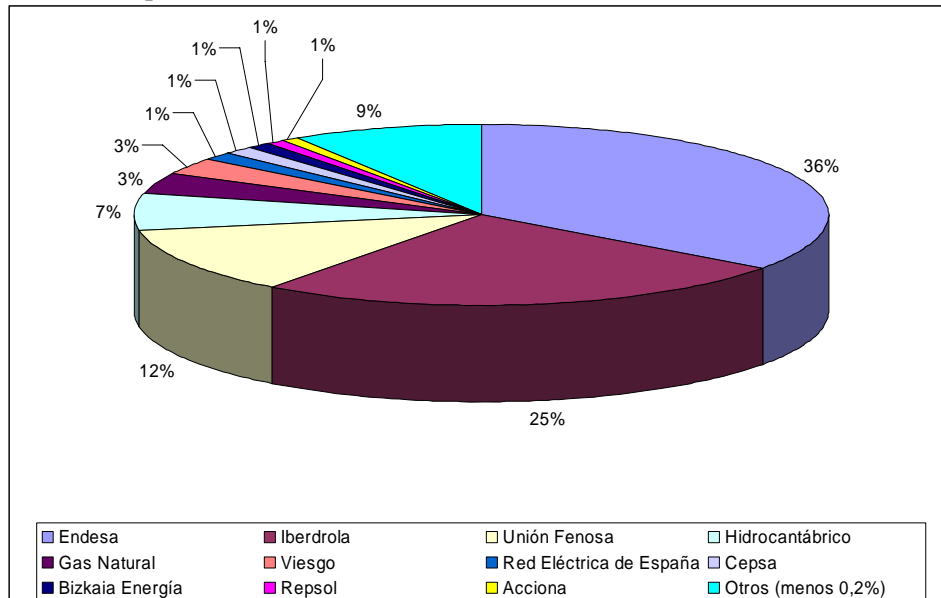


Figura 3. Reparto de participación de las empresas en OMEL en 2005

4.3. Otros

En España, el principal problema para el uso de las centrales virtuales formadas por cogeneración y energía eólica es la falta de cogeneración flexible. La mayor parte de la potencia de cogeneración instalada en España corresponde al sector industrial, donde la producción conjunta de electricidad y calor viene fijada por la demanda térmica del proceso. Además, el calor producido se usa principalmente en forma de vapor, por lo que no se puede almacenar como agua caliente. De esta manera, la demanda de calor no es flexible, ya que está ligada a un proceso industrial, y la producción tampoco se puede diferir respecto a la demanda, porque no es posible almacenar el calor en forma de vapor.

Tanto la legislación comunitaria como la española quieren mejorar la eficiencia energética y señalan que, para ello, la cogeneración deberá desempeñar un importante papel. Si bien el sector industrial sigue presentando potencial de mejora, se estima que el potencial económicamente disponible en los sectores residencial y comercial es aún mayor. En ambos sectores, el calor se emplea principalmente para producir agua caliente, que se puede almacenar fácilmente en un tanque. Por lo tanto, a la hora de diseñar una instalación de cogeneración para el sector residencial o comercial, conviene tener en cuenta la posibilidad de instalar un depósito de agua caliente, que permita modificar el programa de generación de la instalación de cogeneración, de manera que éste se ajuste a una cierta necesidad eléctrica, en lugar de estar condicionado por una demanda térmica. Así, la instalación de cogeneración sería una instalación flexible, ya que podría producir electricidad en los momentos en los que sea más beneficioso para su propietario, siempre y cuando aporte la cantidad de calor necesaria en un determinado espacio de tiempo.

5. ¿Cogeneración flexible o Cogeneración tradicional?

Como se ha mencionado en el apartado anterior, la principal barrera para el uso conjunto de energía eólica y la cogeneración como centrales virtuales en España consiste en la falta de cogeneración flexible. También se ha indicado que, a la hora de analizar las alternativas de diseño de una nueva planta de cogeneración, conviene considerar la instalación de un depósito de agua caliente para crear una planta de cogeneración flexible.

En este apartado se realiza una comparativa de ambas opciones, desde el punto de vista de la rentabilidad de la inversión. En los dos casos, se asumirán las siguientes consideraciones:

- La planta utiliza motores de gas natural.
- El rendimiento eléctrico de los motores es del 35%, y el térmico del 45%.
- La demanda de electricidad es de 5 GWh y la demanda de calor de 20 GWh. Ambas demandas tienen el mismo perfil y que éste coincide con el de la demanda eléctrica del sistema eléctrico español en su conjunto en 2006.
- Cuando la producción de electricidad excede la demanda de la planta, se vende el excedente en el mercado eléctrico. Cuando la demanda no queda satisfecha por la producción local, se compra el resto en el mercado. Los precios de mercado a considerar para el análisis son los del mercado diario español en 2006.
- La prima a recibir es la indicada en el Real Decreto de Régimen Especial, con la actualización de la Tarifa Media o de Referencia correspondiente.
- Los costes operativos de la cogeneración son de 3,5 cent/kWh, correspondientes a 2,5 cent/kWh de combustible y 1 cent/kWh de operación y mantenimiento. El coste de inversión de la planta es de 800 €/kWe.
- La tasa de inflación es del 4%.

De acuerdo a los valores de referencia para cogeneración de alto rendimiento y a la Directiva para la promoción de la cogeneración, la instalación aquí descrita es una instalación de cogeneración de alto rendimiento. De acuerdo al Real Decreto que regula el Régimen Especial, una instalación de cogeneración de alto rendimiento que utiliza gas natural debe tener un autoconsumo mínimo del 10% y un Rendimiento Eléctrico Equivalente del 59%.

5.1. Cogeneración no flexible

La solución que optimiza los beneficios, cumpliendo los requisitos del Real Decreto que regula el Régimen Especial es aquella en la que la potencia eléctrica de la unidad de cogeneración es de 8 MW. La cogeneración satisface la demanda térmica en todo momento, y funciona a máxima capacidad cuando el precio de mercado es mayor que 8,8 cent/kWh.

Suponiendo una tasa de descuento del 7%, el valor actual neto (VAN) acumulado al final de la vida útil de la instalación (estimada en 15 años) es de 1,46 millones de Euros, mientras que la tasa interna de retorno (TIR) se sitúa en el 10,41%.

5.2. Cogeneración flexible

Para comparar los resultados, la planta de cogeneración flexible también contará con una potencia de 8 MW. Para un coste de instalación del depósito de agua caliente de 1.000 €/m³, el tamaño óptimo del tanque es de 1.600 m³.

La operación de la planta buscará obtener el máximo beneficio, en función de los precios de mercado, el calor disponible en el tanque y las limitaciones legales de cara a autoconsumo y rendimiento eléctrico equivalente.

En estas condiciones, para una tasa de descuento del 7%, el valor actual neto de la planta en el 15º año es de 4 millones de Euros, con una tasa interna de retorno del 14,29%.

Tanto desde el punto de vista de la TIR como desde el punto de vista del VAN, la rentabilidad es notablemente mayor en el segundo caso, por lo que se puede comprobar que, en determinadas condiciones, es más conveniente realizar una inversión inicial algo mayor e instalar un depósito de agua caliente que no hacerlo. En consecuencia, conviene realizar este análisis u otro equivalente, a la hora de diseñar una nueva instalación de cogeneración.

La Figura 4 muestra la evolución anual del VAN acumulado para las dos alternativas de inversión analizadas anteriormente.

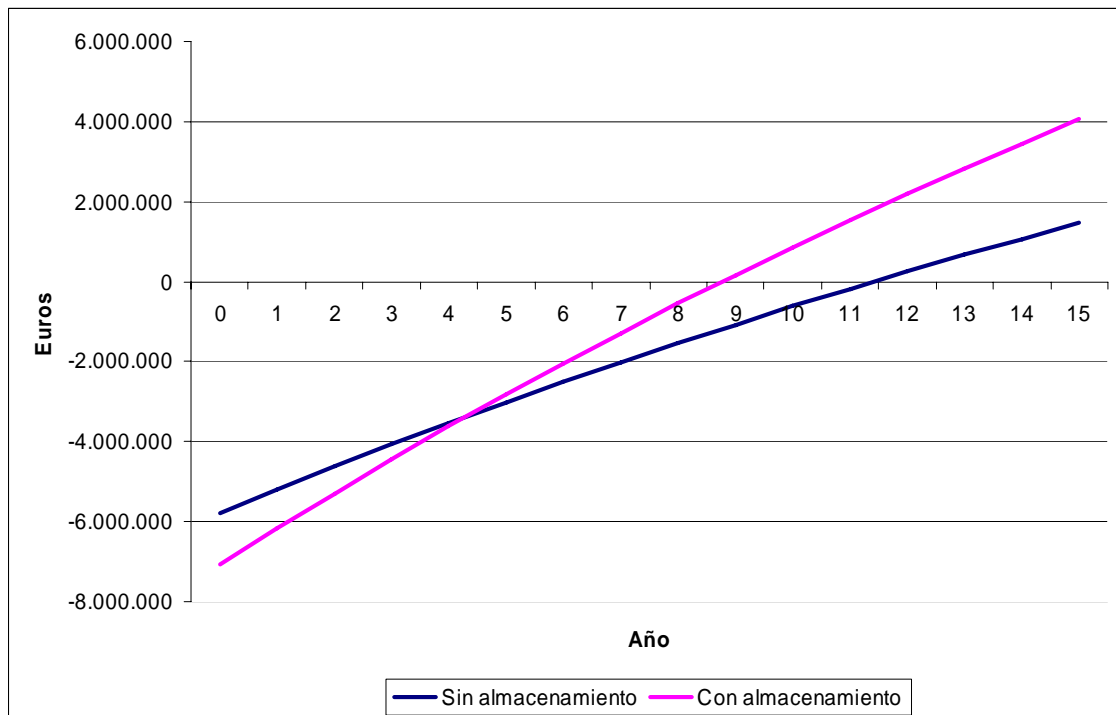


Figura 4. Comparación del VAN acumulado de una planta de cogeneración sin almacenamiento y de una planta de cogeneración con almacenamiento

6. Conclusiones

El uso combinado de la energía eólica y la cogeneración en centrales virtuales aporta ventajas tanto al sistema como al conjunto de la sociedad. Ambas tecnologías reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, reducen la dependencia energética exterior y permiten la entrada en el mercado de nuevos participantes. Cuando se emplean de manera conjunta, permiten que una tecnología compense las deficiencias de la otra, de manera que los beneficios se multiplican.

El proyecto DESIRE ha analizado las ventajas de estas centrales virtuales y las barreras existentes para su implantación en varios países europeos. Desde un punto de vista teórico, se ha constatado que las centrales virtuales formadas por cogeneración y energía eólica aportan grandes ventajas al sistema eléctrico y a la economía nacional y europea en general. Sin embargo, todos y cada uno de los países analizados presentan alguna barrera que impiden la rentabilidad económica de la inversión en las condiciones actuales.

Por poner un ejemplo, en alguno de los países analizados, las instalaciones eólicas y las cogeneraciones pequeñas no acuden al mercado, ya que pueden vender su electricidad a un precio fijo para cada hora del año, y este precio fijo es muy superior al precio que obtendrían en el mercado. Así, estas cogeneraciones pequeñas no tienen incentivos para modificar su programa de generación, y las instalaciones eólicas no se pueden incluir en centrales virtuales, ya que no acuden al mercado. Para solucionar el problema, se podría incluir un incentivo y una prima para aquellas instalaciones que acudieran al mercado, como se hace en España.

El principal problema detectado en España es la falta de cogeneración flexible: la mayor parte de la cogeneración instalada en España se encuentra en el sector industrial, donde el calor producido se emplea para generar vapor de agua, que no se puede almacenar. Los planes de la Unión Europea para promover la cogeneración pasan por aumentar su participación en el sector comercial y en el sector residencial. En ambos, el calor se emplearía para producir agua caliente, que sí se puede almacenar.

A la hora de diseñar las plantas de cogeneración para estos nuevos sectores objetivo, será importante considerar la posibilidad de que sean plantas de cogeneración flexibles. El análisis realizado en el presente artículo demuestra que, en determinadas condiciones, la viabilidad de la cogeneración flexible puede ser mayor que la de una planta de cogeneración tradicional.

7. Referencias

- [1] *“Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad”*, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 027, pp.020-029, 30 enero 1997
- [2] *“Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad”*, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 283, pp.033-040, 27 octubre 2001
- [3] *“Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE”*, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 176, pp.037-055, 15 julio 2003
- [4] *“Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo”*, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 275, pp.032-046, 25 octubre 2003
- [5] *“Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 94/42/CEE”*, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 052, pp.050-060, 21 febrero 2004
- [6] *“Decisión de la Comisión, de 21 de diciembre, por la que se establecen valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y el Consejo”*, Diario Oficial de la Unión Europea, L 32, pp.183-188, 6 febrero 2007
- [7] *“Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico”*, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 285, pp.35097-35126, 28 noviembre 1997
- [8] Ministerio de Economía *“Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”*, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 75, pp.13217-13238, 27 marzo 2004
- [9] Ministerio de Economía *“Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar”*, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 312, pp.46684-46692, 30 diciembre 2006
- [10] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *“Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico”*, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 306, pp.41897-41916, 23 diciembre 2005
- [11] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *“Real Decreto 1556/2005, de 28 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006”*, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 310, pp.42576-42600, 28 diciembre 2005

- [12] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “*Resolución de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica*”, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 128, pp.20155-20192, 30 mayo 2006
- [13] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “*Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007*”, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 312, pp.46656-46679, 30 diciembre 2006
- [14] Información on-line sobre el proyecto DESIRE, <http://www.project-desire.org>
- [15] Ecotècnia, Información on-line sobre aerogeneradores, <http://www.ecotecnia.com/>
- [16] Gamesa, Información on-line sobre aerogeneradores, <http://www.gamesa.es/gamesa/index.html>
- [17] GE Wind, Información on-line sobre aerogeneradores, http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/15mw/index.htm
- [18] Vestas, Información on-line sobre aerogeneradores, http://www.vestas.com/vestas/global/en/Products/Wind_turbines/
- [19] OMEL, Información on-line sobre precios del mercado, http://www.omel.com/frames/es/resultados/resultados_index.htm
- [20] REE, Información on-line sobre demanda del sistema peninsular, <http://www.ree.es> - Operación del Sistema Eléctrico > SIMEL > Perfiles de consumo > Selector de Ficheros
- [21] Madina C., Laresgoiti I., Sanz M.A. et al., “D3.2: Potential for access to electricity markets for the demonstration projects in the different country-case studies”, DESIRE project (TREN/05/FP6EN/S07.43516/513473), 2005, on-line <http://www.project-desire.org>
- [22] Roqueta, J.M^a; “La cogeneración en el sistema energético y en la política energética de España y Europa”, Rueda de Prensa de Cogen España, Madrid, 30 junio 2004, <http://www.cogenspain.org/comunicados/COG0406NP.0.pdf>

