



Laura Lebrato Álvaro¹ y
Alberto Román Perela²

Aplicación práctica a un centro de operación de red

Extracto:

El presente artículo consiste en cómo se ha gestionado un centro de operaciones de red de forma práctica mediante una aplicación web que simula el funcionamiento de estos centros. Se analiza la operación y gestión del sistema eléctrico español, cuáles son sus funciones y objetivos y las similitudes de la aplicación con el sistema real.

Teniendo en cuenta la importancia del *mix* energético del sistema eléctrico se explica cada una de las plantas eléctricas disponibles en la aplicación, sus tipos y funcionamiento, dando especial importancia al mantenimiento, ya que afecta directamente al coste y producción de la electricidad. Una de las instalaciones más interesantes de la aplicación es el centro de transformación de corriente continua en alta tensión, ya que tradicionalmente el transporte se ha realizado en corriente alterna.

Tras realizar el estudio, se aprecia un aumento en el uso de fuentes renovables para generar energía eléctrica en los últimos años. Su participación en el *mix* energético español está cerca de igualar a la procedente de las fuentes energéticas convencionales, aunque, debido a que muchas fuentes renovables dependen de las condiciones meteorológicas, estas no pueden sustituir totalmente a las fuentes convencionales con la tecnología actual.

Palabras claves: centro de operaciones de red, sistema eléctrico español, *mix* energético, transporte en corriente continua y alta tensión.

Sumario

1. Centros de operación y gestión de la red eléctrica
2. Funcionamiento básico de las tecnologías empleadas
3. Sistemas de corriente alterna y alta tensión
4. Resultados y conclusiones
5. Bibliografía

Fecha de entrada: 25-07-2015

Fecha de aceptación: 23-08-2015

¹ L. Lebrato Álvaro, graduada en Ingeniería Eléctrica. Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética.

² A. Román Perela, graduado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática. Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Practical application to a network operation center

Abstract:

This project involves the management of a network operations center using a web application that simulates the operations of these centers. We analyze the operation and management of the Spanish electricity system, what its functions and objectives are highlighting the similarities between the application and the real system.

Considering the importance of the power matrix in the electricity system, we explain the power plants available in the application, the types and operation of each production technology is exposed giving special importance the maintenance which directly affects the cost and electricity production. One of the most interesting installations of the application is the high voltage direct current transformer since electricity transport traditionally has been performed in alternating current.

Following the study, an increase is seen in the use of renewable sources for generating electricity in recent years. Its participation in the Spanish power matrix is almost equal to that of conventional energy sources, although, because many renewable sources depend on weather conditions, they cannot completely replace conventional sources with current technology.

Keywords: network operation center, Spanish electrical system, power matrix, high voltage direct current.



1. CENTROS DE OPERACIÓN Y GESTIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

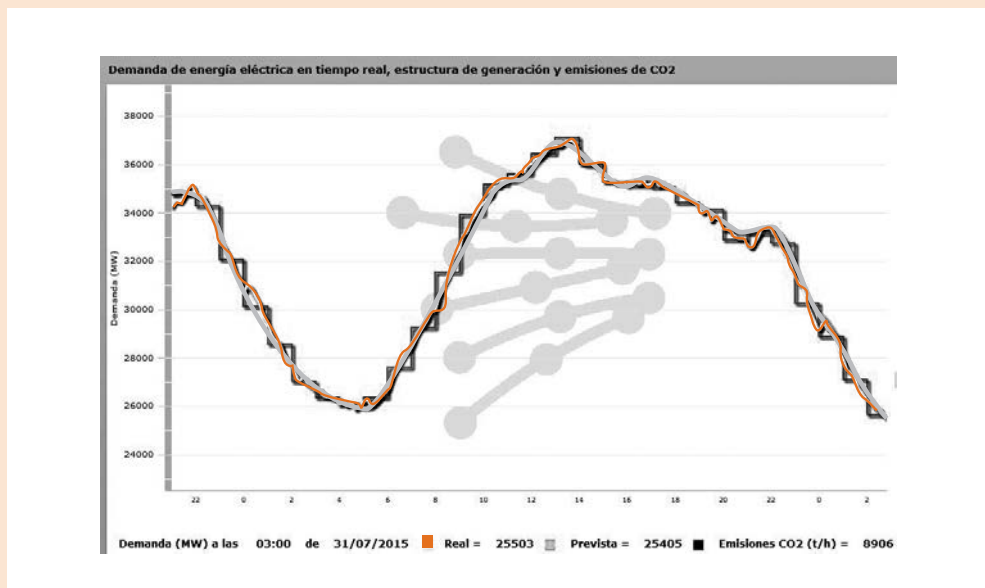
Los centros de operación de la red eléctrica son los encargados de garantizar un suministro de energía eléctrica seguro y de calidad. Deben coordinar la producción y el transporte para que la electricidad producida por los diferentes generadores llegue hasta el usuario final cumpliendo todos los requisitos que exige la normativa.

Para conocer el funcionamiento y las actividades principales de un centro de operaciones de energía de la forma más práctica nos hemos apoyado en la aplicación Power Matrix de Siemens, que simula su funcionamiento de una manera muy realista. Tras gestionar esta aplicación y someterla a un estudio, experimentación y comparación con el sistema eléctrico español actual, obtenemos una serie de conclusiones sobre el presente y futuro de la red eléctrica en nuestro país.

El gestor del sistema eléctrico español es Red Eléctrica de España (REE). Una de las principales responsabilidades de este ente es que exista un equilibrio entre generación y consumo. Dado que la energía eléctrica en corriente alterna no se puede almacenar en grandes cantidades, es primordial que generación y consumo coincidan en el tiempo. Para ello se realiza una previsión de la demanda (línea gris), como vemos en la figura 1, y en base a ella se planifican las centrales productoras que entrarán en el sistema en cada momento. Los productores ofertan su energía a un precio en un sistema de subasta y los gestores compran la energía desde la más barata. También se sirve del servicio de interrumpibilidad, que permite gestionar puntas de demanda extraordinarias donde los grandes consumidores reducen su consumo a cambio de una retribución económica. Para cumplir con este objetivo en la aplicación, nos hemos apoyado en el comercio de energía siguiendo hora a hora la evolución de la demanda y optimizando nuestros recursos.

También se encarga de realizar las medidas eléctricas favoreciendo la implantación de *smart grids* y permitiendo una mejor pla-

Figura 1. Demanda energética en tiempo real del 31 de julio de 2015



Fuente: REE.

nificación. El registro de los datos en la aplicación nos muestra la evolución de la red eléctrica y en base a ellos se toman las decisiones que harán mejorar el sistema como hace el gestor de la red. El concepto de *smart grids* se refiere a la integración de los avances en tecnología eléctrica y de la información y comunicación desde la etapa de generación hasta el cliente final, mejorando el control y calidad del servicio. En la aplicación, las *smart grids* están representadas por un edificio en el que hay que invertir recursos para mejorar el porcentaje de eficiencia total del sistema.

Las interconexiones internacionales le dan mayor flexibilidad al sistema y con ello estabilidad, a la vez que aumenta su competencia internacional y facilita la integración de las energías renovables. En el caso español, dado su aislamiento geográfico, existen únicamente conexiones con Francia, Marruecos y Portugal realizadas mediante acuerdos entre los gestores de los diferentes países. Su analogía dentro de la aplicación Power Matrix permite unirse a una red de sistemas que invirtiendo en proyectos comunes favorece a varios usuarios, como ocurre en las interconexiones internacionales.

Uno de los retos del operador del sistema es la integración segura de las energías renovables. La limitación en la interconexión con el resto de Europa, la forma de curva de demanda y especialmente su intermitencia debida a la dependencia de recursos naturales como el sol o el viento dificultan esta tarea. La prioridad de las renovables frente a otras tecnologías hace más difícil gestionar las variaciones de la curva de demanda. Las grandes diferencias entre las horas punta y las horas valle exigen un régimen de funcionamiento con gran flexibilidad por parte de los centros productores. Esta intermitencia viene representada en la aplicación por el cambio de condiciones meteorológicas que obliga a tener un control sobre la entrada y salida de la red de las plantas de energías renovables. Cuando la producción es nula o baja debido a la falta de recursos es necesario desconectar estas centrales para evitar gastos en mantenimiento.

Además de estas tareas, debe elaborar los planes necesarios para desarrollar la red consiguiendo un suministro seguro, de calidad y más eficiente, así como permitir el acceso a la red tanto a consumidores como a generadores (REE, 2015).

2. FUNCIONAMIENTO BÁSICO DE LAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS

Varias son las tecnologías utilizadas en la aplicación web Power Matrix de Siemens (2015) para abastecer energéticamente a la población. Estas plantas son las que se utilizan con más frecuencia en cualquier país, aunque algunas tienen un uso más extendido que otras. Veamos, a continuación, el principio de funcionamiento básico de cada una de ellas (Esteire, Madrid y Madrid, 2010).

2.1. Plantas que utilizan la energía solar: fotovoltaica y termoeléctrica

La planta fotovoltaica se compone de varios módulos fotovoltaicos que generan electricidad gracias al efecto fotoeléctrico. Estos módulos o paneles se disponen en grupos y se conectan a una caja de conexión de corriente continua. Seguidamente, se convierte en corriente alterna en el inversor para poder circular por la red de transporte. Finalmente, en el transformador, la energía eléctrica se adapta a las condiciones de intensidad y tensión de las líneas de transporte.

En la planta termoeléctrica, se dispone de concentradores cilindro-parabólicos que concentran la radiación solar sobre un tubo absorbedor por el que circula un fluido (generalmente un aceite sintético). Este fluido caloportador cede su calor a un circuito de agua, convirtiéndose en vapor. En la turbina, la energía potencial del vapor se transforma en energía mecánica rotativa, la cual es aprovechada por el generador para producir la electricidad que se vierte a la red eléctrica.

2.2. Plantas que utilizan la energía del viento: parques eólicos terrestres y marinos

Los parques eólicos pueden situarse en tierra o en alta mar. Están compuestos por varios aerogeneradores. Un generador eléctrico situado en la góndola de los mismos transforma la energía mecánica producida al girar las palas en energía eléctrica en baja tensión. Finalmente, en el transformador se eleva su tensión para ser enviada a la red general mediante las líneas de transporte de alta tensión.

2.3. Plantas que utilizan la energía del agua: hidroeléctrica y turbina de corriente marina

En una central hidroeléctrica se aprovecha el desnivel existente entre dos puntos del curso de un río para generar electricidad. Mediante una tubería forzada se conduce el agua desde el embalse hasta la turbina hidráulica generando energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al del generador, produciendo de esta forma energía eléctrica de baja tensión. Por último, en el transformador se convierte en corriente de baja intensidad y alta tensión para ser enviada a la red general.

El funcionamiento de una turbina de corriente marina es similar al de un parque eólico, con la salvedad de que utilizan las corrientes marinas para hacer girar las dos hélices bipala de las que se componen. Cada turbina mueve un generador que produce electricidad, la cual es enviada a la superficie terrestre a través de cables submarinos.

Figura 2. Colectores cilindro-parabólicos



Fuente: Soliclíma (2014).

Figura 3. Turbina de corriente marina Seagen



Fuente: Power Technology (2013).

2.4. Centrales térmicas: de biomasa, nuclear, de carbón, de ciclo combinado y de cogeneración

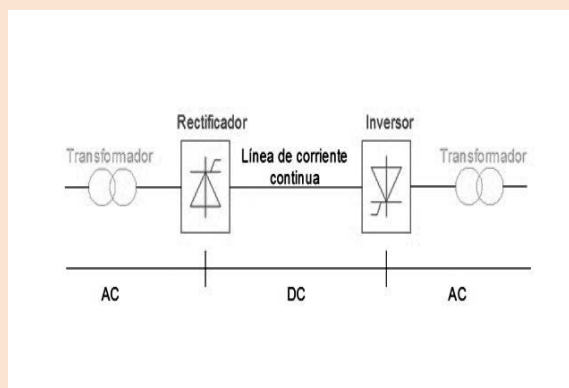
Existen una gran variedad de centrales térmicas que poseen un funcionamiento parecido, aunque emplean diferentes combustibles para generar energía térmica, tales como la biomasa, el carbón, el gas natural o la fisión del uranio en el caso de las centrales nucleares. En primer lugar, en una caldera se procede a la combustión del mismo, lo que origina que el agua de las tuberías del intercambiador se convierta en vapor debido al calor. Este vapor se expande en la turbina y acciona el rotor del generador produciendo energía eléctrica. Al igual que en otro tipo de plantas, en el transformador se eleva su tensión y se envía a la red general.

En el caso de las plantas de ciclo combinado y de cogeneración, el calor residual del vapor es aprovechado, bien para generar más electricidad, o bien para utilizar la energía térmica para otros usos.

(...) el centro de transformación High Voltage Direct Current (HVDC) permite el transporte en corriente continua y alta tensión

3. SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA Y ALTA TENSIÓN

Figura 4. Esquema básico de un sistema HVDC



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Bermejo (2011).

Otra de las tecnologías que presenta la aplicación es el centro de transformación High Voltage Direct Current (HVDC) que permite el transporte en corriente continua y alta tensión. Tradicionalmente el transporte de energía eléctrica se ha realizado en corriente alterna, pero en los últimos años el desarrollo de la electrónica de potencia ha hecho económica y físicamente posible el transporte en corriente continua. El funcionamiento básico de estos sistemas se representa en la figura 4. La electricidad generada en corriente alterna entra en un rectificador de una estación convertidora convirtiéndola en corriente continua, se transporta a través de una línea hasta otra estación convertidora, que contiene un inversor que la transforma de nuevo a corriente alterna para su consumo.

3.1. Ventajas e inconvenientes

En el transporte de energía eléctrica en corriente alterna, el flujo de potencia reactiva debido a la gran capacitancia del cable limita la distancia de transmisión máxima posible. El consumo de potencia reactiva hace necesario métodos de compensación en las líneas. Este problema desaparece utilizando corriente continua; en este caso no se producen efectos inductivos, por lo tanto, solo se transmite potencia activa. Por ello, en casos de largas

distancias utilizar una línea en corriente continua es la única solución. Este efecto es más acuciante en este tipo de líneas, lo que hace el transporte de corriente continua una solución ideal para aplicaciones como la generación eólica en alta mar, la alimentación de plataformas marinas o las conexiones con islas.

Algunas líneas de corriente continua conectan dos sistemas de corriente alterna que operan a diferente frecuencia. Cuando se pretende conectar dos sistemas de corriente alterna, estos deben estar sincronizados; esto significa que deben operar a la misma tensión y frecuencia, lo que puede ser difícil de conseguir en algunos casos. Los sistemas HVDC se pueden adaptar a cualquier tensión nominal y a la frecuencia que recibe, ya que los enlaces en continua son conexiones asincrónicas; además, evitan la transmisión de perturbaciones de uno a otro. Por esta razón se utilizan para interconectar redes de todos los países independientemente de la tensión y frecuencia a la que trabajen, dotando a los sistemas de mayor flexibilidad (Monterrubio, 2013).

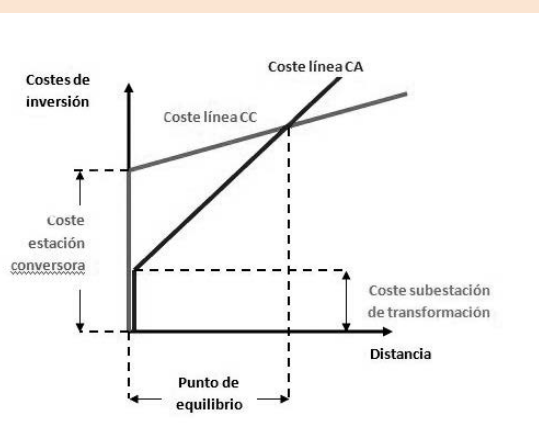
Una línea en corriente continua cuesta menos que una de corriente alterna para la misma capacidad. También es cierto que las estaciones convertidoras son más caras, ya que se debe realizar la conversión de corriente alterna a continua y viceversa. Existe un punto de equilibrio en el que a partir de cierta distancia es más rentable la opción de una transmisión HVDC. Este punto de equilibrio ronda entre los 600 y 800 kilómetros para líneas aéreas y es mucho menor para los cables submarinos y subterráneos (50 kilómetros aproximadamente). Este punto a partir del cual es más rentable la opción del transporte en corriente continua que en alterna es solo uno de los factores a tener en cuenta. Además hay que considerar los aspectos técnicos y de control antes de optar por una de las dos tecnologías (Bermejo, 2011).

Los sistemas HVDC se utilizan para interconectar redes de todos los países independientemente de la tensión y frecuencia a la que trabajen

En cuanto al impacto medioambiental, es menor el de la tecnología HVDC, ya que físicamente necesita un menor ancho de pasillo para la línea para una misma potencia y las torres son también más simples. En el ámbito eléctrico, en el caso de la corriente continua, los campos electromagnéticos son estáticos y de un bajo orden de magnitud, lo que los hace inocuos para los seres vivos, y el efecto corona producido en las líneas de alta tensión en el caso de las líneas de corriente continua es del orden del producido por procesos naturales. También facilita transporte subterráneo de electricidad en aquellos lugares en los que por su importancia medioambiental no se pueden utilizar tendidos aéreos.

Uno de los inconvenientes de esta tecnología es que en los convertidores AC/DC y DC/AC se crean armónicos, por lo que es necesario instalar filtros. Además las estaciones de conversión requieren de un alto coste y de controles muy complejos.

Figura 5. Gráfica del punto de equilibrio en la elección del tipo de línea



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Bermejo (2011).

3.2. Aplicaciones

Una de las aplicaciones más interesantes es la interconexión submarina de sistemas que no podrían ser posibles mediante corriente alterna por las grandes pérdidas que supondrían. Estas conexiones mejoran el abastecimiento de energía eléctrica permitiendo un suministro más seguro, así como mejoran la competencia del mercado eléctrico. Este es el caso de muchas islas que hasta el desarrollo de la tecnología de transporte en corriente continua solo se podían abastecer mediante sistemas energéticos independientes. El aumento de la demanda eléctrica y la limitación de generación en islas pueden suponer que el suministro no sea seguro. La conexión submarina más larga actualmente es la NorNed, que conecta Noruega con los Países Bajos a través de un cable de 580 kilómetros con una capacidad de 700 MW a 450 kV. La diferencia de consumos entre estos dos países hace rentable la conexión. Mientras que los Países Bajos, cuya calefacción se alimenta mayoritariamente de gas, tienen un bajo consumo eléctrico nocturno, sin embargo, en Noruega se consume calefacción eléctrica, teniendo una gran demanda en el mismo horario. La conexión hace los mercados más competitivos y así se puede reducir el precio de la electricidad.

Las líneas HVDC facilitan la transmisión de energía desde los parques eólicos en alta mar hasta los puntos de consumo en tierra. En los grandes parques los generadores están conectados a una plataforma en el mar que alberga un convertidor. Dicho convertidor toma la energía en corriente alterna del parque eólico y la convierte a corriente continua. Desde la plataforma sale una línea de alta tensión en corriente continua que lleva la potencia hasta una estación convertidora en tierra donde se vuelve a convertir en corriente alterna. En el caso inverso tendríamos las plataformas de extracción de gas y petróleo que son grandes consumidores de energía y es primordial su alimentación de la forma más eficiente posible, por ello la tecnología HVDC es de igual forma la más adecuada. Como ejemplo, la línea de 292 kilómetros que une el yacimiento de petróleo y gas de Valhall con la costa noruega. Esta línea transporta 78 MW a 150 kV.

En ocasiones los puntos de producción de un país se encuentran muy lejos de las zonas de gran consumo. Como se ha visto, a partir de los 800 kilómetros de distancia las líneas aéreas de corriente continua son más rentables que las líneas tradicionales de corriente alterna. Por esta razón muchos países han optado por este tipo de enlaces para tener un mayor control de sus redes, mejorando el servicio eléctrico. Este es el caso de Brasil, donde la línea más larga del mundo en corriente continua conecta la estación convertidora de Porto Velho, que recoge la energía producida por la plantas hidroeléctricas situadas en el río Madeira, con la estación Araraquara-2 en el estado de Sao Paulo, donde el consumo de energía es mayor. Su longitud total es de 2.385 kilómetros. Entró en operación en noviembre de 2013 y es capaz de transmitir 7,1 GW de potencia.

En ocasiones, bien sea por razones orográficas o por razones medioambientales, es muy complicado o incluso imposible tender una línea aérea. Cuando la línea tiene una longitud de 50 kilómetros aproximadamente o mayor es más rentable realizar la línea en corriente continua, ya que las menores pérdidas compensan el desembolso inicial en las costosas estaciones convertidoras. La línea subterránea en HVDC más larga se llama Murray y une dos regiones al sur de Australia. En este caso, por razones medioambientales, era más sencillo conseguir la licencia para una línea subterránea. Tiene una longitud total de 180 kilómetros, transportando 220 MW a una tensión de 150 kV (Le Tang, 2013).

Figura 6. Trazado aproximado de la línea NorNed de 580 kilómetros



Fuente: ABB (2015).

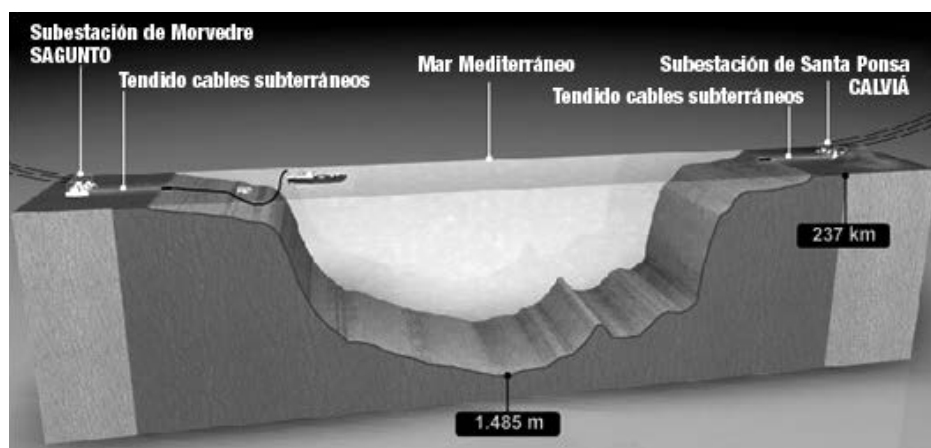
3.3. High Voltage Direct Current en España

La primera línea HVDC en España se puso en marcha en agosto de 2012 y une la Península con las Islas Baleares, que funcionaban como sistema eléctrico aislado; por un lado, un sistema Mallorca-Menorca, y por otro, Ibiza-Formentera. Esta situación complicaba satisfacer la necesidad de dar un servicio de calidad y estable. Por ello, el llamado proyecto Rómulo permitió conectar la Península con el archipiélago balear y así mejorar la fiabilidad del suministro. Esta opción permite evitar la construcción de nuevas centrales en Baleares e incrementar la competencia en el mercado de generación, promoviendo la eficiencia energética. La línea une la subestación de Morvedre, en Sagunto (Valencia), con la subestación de Santa Ponsa, en Calviá (Mallorca). Es una conexión submarina de tensión 250 kV y una longitud de 237 kilómetros, llegando a alcanzar hasta una profundidad de 1.485 metros.

Además de la conexión con las Baleares también existe una línea en corriente continua entre España y Francia que estará completamente operativa a lo largo de 2015. Esta línea permitirá duplicar la capacidad hasta llegar a un 6% de la demanda de la Península. Con sus 64,5 kilómetros une Santa Llogaia, en España, con Baixàs, en Francia siendo subterránea en todo su trazado y trabajando a una tensión de 320 kV. Dada su longitud y la forma de instalación, la única opción fue utilizar corriente continua, ya que supone una menor pérdida de energía, permite reducir el número de cables y el ancho de construcción se reduce de 7 a 3 metros frente a la corriente continua (REE, 2015).

La primera línea HVDC en España se puso en marcha en agosto de 2012 y une la Península con las Islas Baleares (...) también existe una línea en corriente continua entre España y Francia que estará completamente operativa a lo largo de 2015

Figura 7. Perfil del tendido eléctrico Península-Baleares

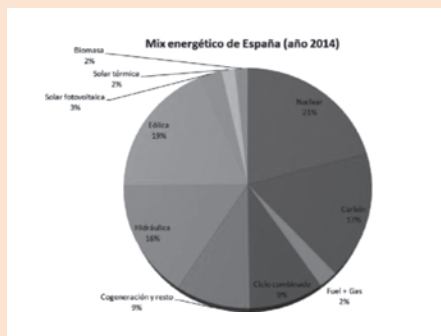


Fuente: REE (2011).

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

El siguiente gráfico muestra la participación de cada tecnología en el mix energético español en el año 2014, según datos obtenidos de las series estadísticas de REE (2014).

Figura 8. Estructura de la generación eléctrica española en 2014



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de REE.

Podemos comprobar cómo hay cuatro tecnologías que destacan sobre el resto: dos fuentes de origen renovable, como la energía eólica (19%) y la hidráulica (16%), y otras dos fuentes energéticas convencionales, como la energía nuclear (21%) y la energía procedente de centrales térmicas de carbón (17%). La contribución de las energías renovables a la matriz energética, esto es, la biomasa, las solares térmica y fotovoltaica, la eólica y la hidráulica, supone ya un 42%.

Las energías renovables han experimentado un crecimiento significativo en los últimos años en nuestro país. Según datos de REE, en los últimos siete años han pasado de una participación del 30% en el *mix* energético español al ya citado 42%.

Por tanto, es previsible que en los próximos años sigan ganando terreno a las energías convencionales. Sin embargo, debemos tener en cuenta que aún es impensable que puedan cubrir la totalidad de la demanda eléctrica a corto plazo, sin que ello suponga un riesgo para el suministro energético. Muchas de estas

energías dependen de factores que no podemos controlar, como las condiciones meteorológicas. Así, por ejemplo, un día que haya poca radiación solar y poco viento, la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables va a ser menor, por lo que será necesario recurrir en una mayor parte a las fuentes energéticas convencionales.

Dentro de estas fuentes de carga base convencionales que garantizan una producción eléctrica prácticamente constante, no todas las tecnologías son igual de eficientes y respetuosas con el medioambiente. Por ello, es mejor apostar por una planta de ciclo combinado o de cogeneración en las que se aprovecha el calor residual, en lugar de por centrales nucleares, en las que se generan residuos peligrosos y difíciles de eliminar, o por centrales térmicas de carbón en las que se desaprovecha parte de la energía térmica producida.

Teniendo en cuenta estas conclusiones, hemos conseguido en el simulador la estructura del *mix* energético que se refleja en el siguiente gráfico (Siemens, 2015). Se puede apreciar una participación de las energías renovables muy similar a la española. En cambio, se hace notar un mayor peso de las plantas de ciclo combinado y cogeneración en detrimento de las centrales nucleares y térmicas de carbón.

Figura 9. Estructura de la generación eléctrica del simulador



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Power Matrix.

5. BIBLIOGRAFÍA

ABB [2015]: *Economic and enviromental advantages*.

Disponible en: <http://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages> [Consulta: 5 de abril de 2015].

Bermejo Hernández, V. [2011]: *Introducción a los sistemas de conexión HVDC y su contribución a la mejora de la calidad de la energía eléctrica*, Universidad Carlos III de Madrid.

Esteire, E.; Madrid, A. y Madrid, A. [2010]: *Energías renovables. Manual técnico*, 1.ª ed., AMV Ediciones, Mundi-Prensa.

Le Tang [2013]: *Applications for high-voltage direct current transmissions technologies*. Disponible en: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/05/f0/HVDC2013-Tang_0.pdf [Consulta: 5 de abril de 2015].

Monterrubio Díez, M. [2013]: *Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Enlaces HVDC-VSC*, Universidad de Valladolid.

Power Technology [2013]: *Strangford lough tidal turbine, United Kingdom*. Disponible en: <http://www.power-technology.com/projects/strangford-lough/> [Consulta: 1 de agosto de 2015].

Red Eléctrica de España [2015]: *Gestor de la red y transportista*. Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista> [Consultado: 30 de mayo de 2015].

– *Operación del sistema eléctrico*. Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico> [Consulta: 30 de mayo de 2015].

– *Series estadísticas. Balances de energía eléctrica*. Disponible en: <http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas> [Consulta: 6 de noviembre de 2015].

Siemens [2015]: *Power Matrix*. Disponible en: <http://www.powermatrixgame.com/es/index.html> [Consulta: 28 de julio de 2015].

Soliclima [2014]: *Energía solar termoelectrica con colectores cilindro-parabolicos*. Disponible en: <http://www.soliclima.es/energia-solar-termoelectrica-con-colectores-cilindrico-parabolicos> [Consulta: 8 de enero de 2015].

ediciones profesionales

Librería

CEF.-



En www.cef.es/libros encontrará la totalidad de las publicaciones especializadas del CEF.- y de la UDIMA, con amplios sumarios para conocer los contenidos de cada una de las obras y su disponibilidad en **papel, pdf o ePub**.



Aprendizaje y tecnologías de la información y la comunicación

M. A. Sicilia y E. García
978-84-454-2169-7 / 2012 / 328 págs.
papel: 28,85 €. pdf: 10 €. ePub: 10 €.



Gestión de la información y del conocimiento

M.ª A. Martínez, J. Pazos y S. Segarra
978-84-454-1643-3 / 2010 / 280 págs.
papel: 28,85 €. pdf: 10 €. ePub: 10 €.

Más información en: www.cef.es • 914 444 920