



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FIN DE CARRERA

I.T.I. ELECTRICIDAD

ESTUDIO SOBRE EL ESTADO ACTUAL DE LAS "SMART GRIDS"

Autor: JAVIER LORENTE DE LA RUBIA

Tutora: MARIA ÁNGELES MORENO LÓPEZ DE SAÁ

Leganés, Junio de 2011

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. Motivación del estudio	5
1.2. Objetivo del estudio.....	6
1.3. Estructura del documento	6
2. CONCEPTO DE REDES INTELIGENTES.....	9
2.1. Definición de Redes Inteligentes o Smart Grids	9
2.2. Características de una Red Inteligente.....	10
2.3. Obstáculos para una Red Inteligente	16
3. CONCEPTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	19
3.1. Introducción a la Generación Distribuida y Energías Renovables.....	19
3.2. Definición y características de la Generación Distribuida (GD).....	21
3.3. Impacto de la Generación Distribuida en la operación y explotación de la red de distribución	24
3.4. Generación Distribuida y Microrredes	27
3.5. Gestión de la generación de electricidad en la GD	37
3.6. Generación Distribuida y Superredes	38
4. GESTIÓN DE LA DEMANDA	49
4.1. Concepto de Gestión de la Demanda	49
4.2. Clasificación de medidas de Gestión de la Demanda	52
5. PROYECTOS DE REDES INTELIGENTES, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y GESTIÓN DE LA DEMANDA	57
5.1. Proyectos en España.....	57
5.2. Proyectos europeos.....	70
5.3. Proyectos en el mundo	88

6. NORMATIVA RELATIVA A LA INTEGRACIÓN DE REDES INTELIGENTES.....	97
6.1. Normativa a nivel europeo	97
6.2. Normativa en España.....	100
7. CONCLUSIÓN	103
8. GLOSARIO DE SIGLAS.....	107
FUENTES Y BIBLIOGRAFÍA	111

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación del estudio

Existen dos elementos clave en el futuro energético mundial [1]:

- El fin de la era del petróleo: por el cual se están investigando e integrando en la red nuevas fuentes de energía cada vez más eficientes.
- Y el cambio climático: por el que además de eficientes, estas nuevas fuentes deben ser limpias, apostando cada vez más por las fuentes de energía renovable.

Por ello, en los últimos años, el sistema eléctrico mundial, el europeo, y particularmente el español, han visto aumentar exponencialmente las unidades de generación eléctrica de carácter distribuido (unidades de menor potencia que las centrales tradicionales y cercanas a los puntos de consumo). De hecho, debido a la expansión de las energías renovables, las redes han ido abandonando progresivamente su naturaleza centralizada para convertirse en redes descentralizadas, altamente eficientes, en las que se mezclan y coexisten diversas tecnologías digitales que se comunican unas con otras por medio de redes de comunicaciones de alta velocidad con ancho de banda suficiente para permitir el control en tiempo real de estas fuentes de generación distribuida, con el fin de satisfacer la demanda de los clientes.

En este sentido, en el ámbito europeo, pero también en otros países del resto del mundo, se están poniendo en marcha diversos proyectos de investigación para el desarrollo de las llamadas “Smart Grids” o en lo sucesivo, Redes Inteligentes, en las que el usuario final de electricidad pasará de tener un papel pasivo a un papel activo, mediante la Gestión Activa de la Demanda.

Con este nuevo concepto de redes eléctricas se pretende hacer frente a los desafíos que la integración de la generación distribuida, en forma de nuevas y cada vez más eficientes fuentes de energía renovable, trae consigo, y paralelamente, afrontar los problemas que pueda ocasionar la introducción del vehículo eléctrico en el sistema energético.

1.2. Objetivo del estudio

El presente estudio se desarrollará con la intención de comprender el concepto de las nuevas redes de energía, las Redes Inteligentes, y el estado actual en el que se encuentra su implantación e investigación.

Para ello, primero se describirá qué es una Red Inteligente, detallando sus características, componentes, ventajas e inconvenientes.

Después se estudiará el concepto de Generación Distribuida, describiendo y analizando tanto las distintas fuentes de generación como los sistemas de almacenamiento, existentes y en desarrollo; y el impacto que éstos tienen sobre el sistema de energía.

En tercer lugar se examinará la Gestión de la Demanda, haciendo especial hincapié en los mecanismos para conseguir un mayor allanamiento de la curva de demanda, buscando la mayor eficiencia posible del sistema, y se especificará el caso de la introducción del vehículo eléctrico en la red.

Después de conocer y tratar estos conceptos, se hará un repaso por los diferentes proyectos relacionados con ellos a nivel español, europeo y finalmente, mundial.

Por último, se repasará la normativa vigente que afecta a la integración de las Redes Inteligentes en nuestro país.

1.3. Estructura del documento

El documento se divide en seis núcleos principalmente:

En el segundo capítulo se describe el concepto de Red Inteligente, junto a sus características y los principales obstáculos que existen para su implantación. Esta primera parte termina con un cuadro comparativo entre las redes tradicionales y las futuras Redes Inteligentes.

En el tercer capítulo se trata el concepto de la Generación Distribuida y su relación con las energías renovables, sus características y sus ventajas e inconvenientes y su impacto sobre la red de distribución. También se tratarán los conceptos, características y componentes de las Microrredes y Superredes en relacionadas con la Generación Distribuida.

En el cuarto capítulo se estudia la Gestión de la Demanda, las herramientas para optimizar la curva de demanda y el impacto que supone la integración de los vehículos eléctricos en el sistema energético.

El quinto capítulo se compone de una descripción detallada de los diferentes proyectos, realizados y en curso, referentes a Redes Inteligentes, Generación Distribuida y Gestión de la Demanda en España, Europa y a nivel mundial.

El sexto capítulo, se refiere a la Normativa aplicable a las Redes Inteligentes en Europa y en España.

Por último, en el séptimo capítulo se realizará una breve conclusión acerca de los aspectos más importantes del estudio y de la situación en la que se encuentra el sistema energético mundial.

2. CONCEPTO DE REDES INTELIGENTES

2.1. Definición de Redes Inteligentes o Smart Grids

Aunque no existe una definición estándar global, la Plataforma Tecnológica Europea de Redes Inteligentes [2] define a éstas como las redes de electricidad que pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ellas (los generadores, los consumidores y los que generan y consumen) con el fin de funcionar de manera eficiente, sostenible y económica y garantizar el suministro de electricidad.

Una Red Inteligente cuenta con productos y servicios innovadores, así como seguimiento inteligente, control, comunicación y tecnologías de auto-reparación con el fin de:

- Mejorar la facilidad de conexión y el funcionamiento de los generadores de todos los tamaños y tecnologías;
- Permitir a los consumidores desempeñar un papel en la optimización de la operación del sistema;
- Proporcionar a los consumidores mayor información y opciones para la elección de la oferta;
- Reducir significativamente el impacto medioambiental del sistema eléctrico de suministro;
- Mantener o incluso mejorar los niveles existentes de alta fiabilidad, calidad y seguridad de suministro del sistema;
- Mantener y mejorar la eficiencia de los servicios existentes;
- Fomentar la integración de los mercados hacia el mercado europeo integrado.

Las Redes Inteligentes no sólo suministran energía sino también información. La "inteligencia" se manifiesta en una mejor utilización de las tecnologías y soluciones para optimizar la planificación y funcionamiento de las redes de electricidad existentes, para controlar de forma inteligente la generación y permitir nuevos servicios y para mejorar la eficiencia energética.

La Red Inteligente se refiere a los niveles de distribución y transporte de la red eléctrica (no de gas) y no se verá de forma muy diferente a las redes eléctricas convencionales de energía de hoy, "cobre y hierro". Sin embargo, conducirán a mejorar la relación coste-eficiencia y eficacia. No será ninguna revolución sino una evolución o un proceso de mejora continua de las redes eléctricas para satisfacer las necesidades de los clientes actuales y futuros. Como puede verse en la Figura 1, se trata de un conjunto mucho más amplio de tecnologías y soluciones que la medición inteligente.

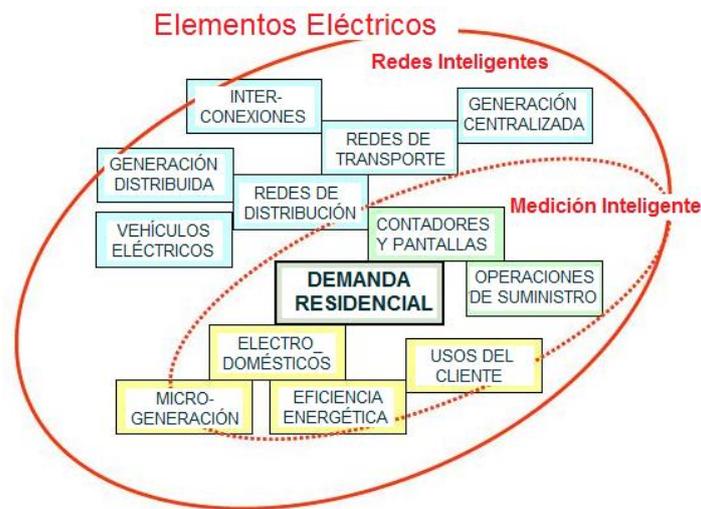


Figura 1. Elementos Eléctricos de una Red Inteligente [2]

Aunque muchas empresas de servicios públicos se han centrado en la medición inteligente, ésta no proporciona una Red Inteligente. De hecho, es posible tener redes eléctricas inteligentes sin la medición inteligente. Sin embargo, hay varios beneficios en los contadores inteligentes que pueden reforzar otras acciones contra el cambio climático. Por ejemplo, cuando se utilizan con otros parámetros (como la información y tarifas diferenciales), los contadores inteligentes pueden alentar a los consumidores a reducir su demanda cuando los precios son altos o cuando la fiabilidad del sistema o la calidad de la energía están en riesgo.

2.2. Características de una Red Inteligente

En los siguientes subapartados se detallan las características más importantes de una Red Inteligente [3].

2.2.1. Eficiencia energética

Sin duda alguna, la mejor manera de reducir la contaminación, los costes y los riesgos de seguridad asociados con la producción y la transferencia de electricidad es usando menos energía, por ello, la eficiencia energética o la reducción del consumo es un

componente importante de la cartera de energía. Una Red Inteligente es un sistema eficiente de distribución de electricidad que utiliza la tecnología digital para reducir las pérdidas y mejorar la fiabilidad.

Una característica distintiva de la Red Inteligente es la red de contadores inteligentes que generalmente van instalados a lo largo de ella, en las casas, negocios, fábricas, estaciones de transporte y fuentes de generación. Estos medidores y controles alimentan constantemente de información los ordenadores para que los operadores puedan ver una foto de lo que está sucediendo en toda la red en cualquier momento. En la actualidad, los operadores a veces tienen que esperar la llamada de un consumidor para saber que hay un corte de energía. Este retraso es ineficiente, perdiendo tiempo y productividad para el negocio de la electricidad y el de los fabricantes.

La Red Inteligente permite a los operadores saber exactamente cuánta energía se necesita minuto a minuto, sin necesidad de alimentar las líneas con más electricidad de la necesaria para asegurarse de que se tiene energía cuando se desea. A partir de esta alimentación ineficiente actual, se obtiene una oportunidad para ahorrar energía.

Una Red Inteligente se vuelve más robusta, y los aparatos y equipos nuevos se aprovechan de su interactividad. Los fabricantes están desarrollando electrodomésticos y otros aparatos con controles que "hablarán" con la Red Inteligente, permitiendo saber la cantidad de energía que se utiliza y cómo se puede ahorrar energía mediante la modificación de las preferencias de operación.

A nivel comercial, una Red Inteligente habla con el equipo inteligente en las fábricas y las empresas, permitiendo a los dueños saber si están funcionando de manera eficiente y de acuerdo con las intenciones de diseño. Con la comunicación bidireccional de la infraestructura de Red Inteligente, también se puede monitorear el rendimiento de los equipos en un edificio comercial grande y hacer recomendaciones operativas sobre formas de ahorrar dinero y energía durante varias horas del día. Hacer a estos grandes clientes más eficientes energéticamente puede ahorrar sólo en Estados Unidos entre 2,000 y 9,000 millones de kWh al año aproximadamente.

Además, la nueva red mejora la eficiencia, optimizando la forma en que se supervisa y coordina la generación, el transporte y la distribución de la energía, introduciendo nuevos métodos de alimentación del sistema de control y adquisición de datos, el control de la generación, la gestión de energía y cargas, la cogeneración, y la fijación de precios en tiempo real de la energía.

Estas medidas junto a los nuevos materiales de conductores y transformadores, las líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC), los Sistemas Flexibles de Transporte por Corriente Alterna (FACTS), el almacenamiento de energía y la mejora de la información, comunicación y optimización del sistema; ayudarán a reducir las pérdidas en la línea.

2.2.2. Fiabilidad

A medida que la red actual envejece, se evidencian apagones y otras perturbaciones de calidad de la energía. La dependencia de los interruptores mecánicos, la falta de equipo automatizado, y la imposibilidad de "ver" lo que está pasando en la red, son el origen de estas interrupciones de suministro.

A pesar de que se está empezando a hacer la transición de los interruptores mecánicos a los automáticos, la red actual carece de estos de forma general, y esto no permite su recuperación con la rapidez necesaria, lo que pone en riesgo la economía y la seguridad.

Para evitar estos problemas, una Red Inteligente ayuda a disminuir la frecuencia de los cortes de alimentación a partir de una comprensión más detallada de lo que está sucediendo en toda la red. Ésta, se obtiene a través de información en tiempo real de millones de puntos de control individuales en todo el país y se consigue:

- Identificar el envejecimiento de la infraestructura que necesita ser retirada.
- Incluir una mayor automatización, la cual ayuda a la red a proteger, controlar y comunicarse con sus elementos, determinando rápidamente los problemas y resolviéndolos.
- Usar muchas fuentes diferentes, en lugar de plantas centralizadas de energía, y utilizar tecnología de última generación para asegurarse de que si una fuente está fallando, la electricidad puede ser instantáneamente enviada a la red procedente de otras fuentes, ajustando y reorientando la energía de forma rápida y eficaz.
- Identificar los equipos dañados a través de controles automatizados, de modo que puedan ser reemplazados o reparados antes de que fallen.
- Poseer un software de estabilización de suministro, buscando los primeros signos de un apagón en cascada y haciendo los ajustes necesarios sin mucho más control manual.

Las compañías eléctricas tienen mucha más información acerca de cuándo y dónde se está utilizando la electricidad.

2.2.3. Energías renovables

El principal problema es que la energía de una planta centralizada es producida en un flujo constante, pero la energía a partir de fuentes renovables viene en oleadas, cuando sopla el viento o brilla el sol. Estas ráfagas intermitentes de energía hacen que sea difícil enviar estos recursos cuando el operador del sistema los necesita. El almacenamiento de energía, la previsión dinámica, y las tecnologías de la comunicación que contempla una Red Inteligente, pueden ayudar a integrar estas fuentes renovables en el sistema para ayudar a equilibrar la demanda global.

Las llamadas "pérdidas en la línea" son ineficientes, y si se fuera capaz de aumentar la eficiencia de la red actual, sólo el 5%, el ahorro de energía sería aproximadamente equivalente a retirar 53 millones de automóviles de las carreteras de Estados Unidos.

Estas pérdidas son bastante costosas cuando la energía recorre la distancia relativamente corta de la planta central hasta el usuario final, pero cuando se agregan más energías renovables en el mix de generación, las ineficiencias que se obtienen son más extremas. Por lo tanto, se necesita una "autopista eléctrica" más eficiente, que pueda aceptar estas distancias y complejidades.

En la nueva Red Inteligente, los contadores en los hogares u oficinas informan del uso de la energía a la compañía eléctrica, y permiten al usuario obtener descuentos en la factura (si existen leyes que permiten vender energía de nuevo a la compañía eléctrica).

Estos contadores también indican, tanto al usuario como a la compañía eléctrica, cuándo es necesario reducir el consumo de electricidad de la red.

La naturaleza interactiva del nuevo sistema de Redes Inteligentes también permite trabajar en conjunto (consumidores, generadores, transportistas y distribuidores) para equilibrar la necesidad de electricidad. Además, en el futuro, los aparatos domésticos inteligentes se adaptarán automáticamente en respuesta a la configuración del usuario, las necesidades de la red, o ambas cosas. Incluso los coches serán una parte de la red en el futuro, bajo un plan llamado vehículo-a-red (V2G, Vehicle to Grid), las baterías de coches híbridos podrán conectarse a la red para aportar electricidad en las horas punta o durante los apagones.

2.2.4. Seguridad

El estado de la infraestructura de nuestra red eléctrica en sí mismo causa algunos de los problemas.

Muchas veces, las compañías eléctricas necesitan la llamada de un cliente para saber dónde está una interrupción. Una Red Inteligente, sin embargo, puede alertar a los operadores del sistema de problemas potenciales antes de que puedan causar un fallo. Esta capacidad de alerta avanzada permite la reconfiguración inmediata y evita el fenómeno conocido como "cascading" (similar al "efecto dominó") que causa interrupciones a gran escala. Además de ser capaz de recuperarse, una Red Inteligente también permite un mejor análisis de las causas de las interrupciones. Este tipo de capacidad de recuperación es importante como elemento disuasorio a un ataque que afecte a la red eléctrica.

Una parte importante de la seguridad nacional es la seguridad cibernética. Los "ciberataques" pueden ser de muchas formas: acceso no autorizado e incumplimiento de los sistemas de control, la interceptación y manipulación de datos de control, vigilancia y señales, ataque distribuido o coordinado sobre los componentes del sistema, virus o gusanos que dañan el software y la funcionalidad (incluso acciones humanas involuntarias, o en pocas palabras, los errores del operador). Pero el poder de computación adicional de una Red Inteligente y su ancho de banda mejorado permiten la utilización de una protección más sofisticada de la red y software de cifrado que puede frustrar los ataques cibernéticos en los equipos de generación de energía y de transporte. De esta manera, la nueva red refuerza la seguridad de la infraestructura crítica, asegurándose de que la energía está disponible, mientras que evita y se anticipa a las amenazas sobre la integridad del sistema. Es importante tener en cuenta que a medida que va penetrando la tecnología de la Red Inteligente, son construidas medidas de seguridad adicionales dentro del sistema. Sin embargo, la Red Inteligente es inherentemente más segura que la red actual, y con su comunicación bidireccional, puede identificar rápidamente, recuperarse y responder a las amenazas y las interrupciones.

2.2.5. Economía

Además de los costes evitados de cortes y de no mantenimiento o sustitución de la infraestructura, la nueva red también ayuda a ahorrar a los consumidores. Éstos tienen

más control sobre cómo se utiliza la electricidad de su propia casa y negocio, lo que a su vez puede aumentar sus ingresos discrecionales. A escala nacional, la capacidad de los consumidores para controlar y reducir su consumo de energía y los costes podrían resultar en ahorros considerables, tal vez llegando a billones de euros por año para 2015. Y como innovación, aparatos inteligentes y coches se basarán en las nuevas tecnologías, por lo que una Red Inteligente creará nuevos mercados que energizarán la economía.

La energía limpia y renovable es una pieza importante en el rompecabezas de recuperación económica, y los expertos coinciden en que aumentar su uso creará nuevas industrias, mercados de trabajo y empleos bien remunerados. Pero, la red eléctrica actual no puede manejar la energía renovable porque fue diseñada para mover energía de una fuente de suministro central (una planta de energía) a los centros fijos, de carga predecibles (casa o negocio). Una Red Inteligente cuenta con la energía centralizada de las centrales eléctricas, así como la eólica y geotérmica, y fuentes distribuidas, tales como las azoteas de paneles solares y otras fuentes de energía limpia.

2.2.6. Reducción de Costes

Los expertos dicen que poner en práctica durante la próxima década o dos décadas una Red Inteligente podría costar hasta 45,000 millones de euros.

Debido a que no se ha construido todavía, las mejores respuestas a si se espera recuperar estos fondos son estimaciones basadas en estudios de comunidad a pequeña escala o pruebas de mercado. Pero las tecnologías de Redes Inteligentes pueden mitigar los inevitables aumentos de precios a largo plazo. Por ejemplo, algunas estimaciones sobre la nueva red devuelven un estimado de 1,25 billones de euros a la economía de los EE.UU. para el año 2020 a través de la reducción del uso de energía y la mayor fiabilidad.

Una Red Inteligente beneficia a las compañías eléctricas, permitiéndoles gestionar mejor cómo y cuándo comprar y usar la electricidad. Los estudios realizados en mercados de prueba han mostrado que los consumidores están abiertos a la idea de tener "control" por parte de las compañías de sus aparatos, dentro de los parámetros que se fijaron. Esto permite a las compañías reducir la carga de potencia en la red durante las horas pico, debido a que les cuesta más comprar energía en esas horas.

Incluso estos ajustes relativamente pequeños pueden tener beneficios significativos para las empresas eléctricas. Y la instalación de nuevas infraestructuras eliminará la necesidad de hacer las reparaciones y mejoras que se hubieran tenido que hacer de todos modos, un coste que equivale a cerca de 50,000 millones de euros para unos 20 años de línea.

Pero una Red Inteligente ahorra dinero, también, en los hogares y negocios.

A nivel nacional, la nueva red significa un servicio más fiable e invertir en ella eliminará el dinero que las empresas pierden cada año debido a cortes de energía.

A nivel individual, la nueva red significa un uso más eficiente de la energía gracias a los contadores y controles que se sitúan en los hogares y negocios.

Los resultados de varios estudios de prueba han encontrado que las tecnologías de Red Inteligente funcionan según lo previsto, ahorrando a los consumidores dinero al mismo tiempo que alivian la tensión en la red eléctrica.

2.2.7. Elección del consumidor

La Red Inteligente facilita al consumidor un mayor seguimiento y control sobre la forma en que su energía se produce y se entrega. Significa nuevos, y más avanzados equipos, líneas de transporte y estaciones de transferencia, pero también significa nuevos contadores, seguimiento y equipo de comunicaciones en los hogares y negocios. Todos estos "cerebros" computarizados se comunican entre sí y con el usuario para asegurarse de que usa la cantidad correcta de energía y en momentos en que la energía cuesta menos, minimizando su impacto ambiental. Con esta nueva tecnología, el usuario puede gestionar su propio consumo, configurando diferentes preferencias en su cuenta que informan a su compañía de electricidad para hacer ajustes en función de sus elecciones.

El usuario puede ser avisado por un mensaje de voz durante un tiempo de máximo consumo de energía invitándole a desconectar de forma remota ciertos aparatos y recibir un incentivo económico. O bien, puede obtener un mensaje desde su refrigerador, haciéndole saber que la temperatura es demasiado baja o demasiado alta. Y todo esto está totalmente automatizado e interoperable; con la facilidad "plug and play".

Como los electrodomésticos y otras tecnologías están conectados entre sí, se pueden crear redes de área local (HANs) de electrodomésticos inteligentes, termostatos, sistemas de seguridad y electrónicos que hablen con la Red Inteligente.

Además, la nueva red también permite que el consumidor genere su propia energía. Si dispone de paneles solares, es mucho más fácil conectarlos para agregar su electricidad a la red. Los nuevos contadores y tecnologías de respuesta a la demanda hacen más fácil la comprensión de cuánta energía se está generando, consumiendo, pagando y devolviendo a la red. El objetivo de las nuevas tecnologías es ampliar aún más las opciones del usuario para producir su propia energía para su hogar, barrio, o negocio.

2.2.8. Independencia energética

Es necesaria la existencia de una Red Inteligente para aumentar la producción nacional de energía utilizando fuentes de energía limpia y renovable, ya que la red eléctrica actual no está configurada para dar cabida a este tipo de fuentes de energía. En cambio, la Red Inteligente tiene la capacidad y la automatización necesarias para gestionar el ir y venir de energía desde todas estas fuentes a diferentes velocidades en diferentes momentos del día.

Otra tecnología de energía emergente que puede tener un enorme impacto en la reducción de la dependencia del petróleo extranjero es la próxima generación de vehículos eléctricos híbridos plug-in (PHEVs). Estos vehículos pueden almacenar energía potencialmente y venderla a la red cuando ésta lo requiera. De acuerdo con el Pacific Northwest National Laboratory (Laboratorio Nacional del Noroeste del

Pacífico), cambiando los coches y los pequeños camiones conducidos hoy día a vehículos eléctricos híbridos que se recargan por la noche, cuando la demanda de electricidad es menor, se reduciría el consumo de petróleo en 6,2 millones de barriles por día y se eliminaría el 52% de las importaciones actuales.

Pero sin una Red Inteligente, este escenario es inalcanzable. Para gestionar el aumento de la carga plug-in de vehículos híbridos y eléctricos, son fundamentales sistemas de comunicaciones integrados y automatizados y redes de distribución actualizadas con mayores capacidades. La Red Inteligente también albergará "cargadores inteligentes" para ayudar a gestionar estos vehículos mientras crecen las nuevas tecnologías en la red.

2.2.9. Cambio climático

Una forma de reducir el impacto sobre el cambio climático es la construcción y el uso de fuentes de energía más limpia y renovable, como la solar, eólica y geotérmica. Una Red Inteligente permite hacer pleno uso de estas tecnologías de energía renovable, preparadas para usarse en la actualidad. Las Redes Inteligentes son la forma de construir, expandir, operar y mantener las redes eléctricas del futuro de una manera que también ayude a satisfacer los objetivos sobre cambio climático de la Unión Europea 20/20/20 (que se verá cuando se trate la normativa referente a estas nuevas redes en el último punto del estudio), acogiendo de forma generalizada estas fuentes de energía más limpia.

La eficiencia energética, usando menos energía a través de cambios en el comportamiento, nuevas tecnologías, y electrodomésticos altamente eficientes; es otra manera de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Una Red Inteligente puede ayudar a ello, proporcionando información de manera innovadora para poder evaluar y reaccionar al impacto ambiental de cada usuario.

Como los fabricantes están de acuerdo con las prestaciones que proporciona una Red Inteligente, el usuario puede ver, minuto a minuto, cómo se aumenta y se reduce su huella de carbono a medida que enciende, apaga o hace cambios en sus electrodomésticos y equipos de su casa u oficina.

La nueva red eléctrica también reduce el consumo de energía aumentando la eficiencia de los equipos de generación, transporte y distribución, y ofreciendo maneras más eficaces para determinar la electricidad necesaria en la red en cualquier momento.

En resumen, una Red Inteligente está preparada para hacer frente al cambio climático, incrementando la eficiencia energética y el uso de energías renovables, que son las claves de aceptación general para su atenuación.

2.3. Obstáculos para una Red Inteligente

Los principales factores que obstaculizan la implantación de Redes Inteligentes se engloban en tres grupos [4]:

1. Factores Técnicos:

- Carencia de acuerdo para el establecimiento de estándares.
- Necesidad de cohabitar durante un tiempo prolongado con la red actual.

- Dudas respecto a la madurez de las tecnologías.
2. Factores Económicos:
- Alto plazo para la recuperación de la inversión.
 - Aumento de la intensidad competitiva en el sector.
 - Incremento de la complejidad y riesgos de la gestión.
 - Incertidumbre sobre la acogida por parte del cliente.
3. Factores Regulatorios:
- Complejidad regulatoria: necesidad de regular múltiples aspectos nuevos:
 - Generación Distribuida.
 - Centrales Virtuales.
 - Almacenadores.
 - Propiedad de Contadores.
 - Privacidad de Información.
 - Inestabilidad regulatoria.
 - Diferencias entre mercados que dificultan el desarrollo de soluciones eficientes.

Superar estos obstáculos requiere una actuación decidida y conjunta por parte de los reguladores, las compañías eléctricas y sus clientes, y los proveedores tecnológicos.

Por último, para finalizar esta primera parte se incluye la **Tabla 1**, en la que se contrastan las principales características tanto de la red eléctrica tradicional como de la nueva Red Inteligente, denominada Red del siglo XXI.

Red del siglo XX	Red del siglo XXI
Electromecánica	Digital
Comunicaciones en una dirección	Comunicaciones bidireccionales
Generación centralizada	Integra generación distribuida
Algunos sensores	Red monitorizada y con sensores
Red "ciega"	Auto monitorizada
Reposición manual	Reposición semi-automática o auto
Propensa a fallos y apagones	Protecciones adaptativas
Comprobación manual de los equipos	Equipos con operación remota
Decisiones de emergencia humanas	Decisiones basadas en sistemas
Control limitado sobre flujos	Total control sobre flujos de potencia
Información precio electricidad escasa	Información total precio electricidad
Consumidores sin apenas elección	Consumidores protagonistas

Tabla 1. Comparación entre red eléctrica actual y Red Inteligente [5]

3. CONCEPTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1. Introducción a la Generación Distribuida y Energías Renovables

La arquitectura fundamental de la red eléctrica actual, vertical en su operación y con flujos unidireccionales, ha empezado a sufrir cambios debido a las nuevas tecnologías participantes en la generación de energía eléctrica y de avances en las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC).

Con el desarrollo de Redes Inteligentes, las compañías que operan el sistema eléctrico contarán con nuevas herramientas con las que los operadores podrán entender mejor el estado del sistema eléctrico y el control será más rápido y más sofisticado.

Un ejemplo de esto es el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) del operador español, inaugurado en junio de 2006, cuyo objetivo es dotar de una supervisión y un control más exhaustivos a la generación de energía renovable para integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de este tipo. La función principal del CECRE es gestionar e integrar el régimen de producción especial en función de las necesidades del sistema eléctrico.

En España, todos los centros de producción de renovables con una potencia instalada total mayor de 10 MW deben ser controlados por un centro de control conectado directamente al CECRE. Esos centros de control de generación renovable deben tener un control suficiente de las centrales para poder ejecutar las órdenes del CECRE en un plazo de 15 minutos en todo momento. Este avanzado intercambio de información de sistemas permite un control rápido y fiable de los activos de generación de renovables.

Además, el Operador del Sistema de Transporte español ha desarrollado herramientas especiales por ordenador, como utilizar los datos de los centros de control para estudiar posibles escenarios de operación, en particular los fallos del sistema, con el fin de determinar las mejores estrategias para garantizar la seguridad del sistema [6].

Las principales barreras que dificultan la integración de las energías renovables son las siguientes [7]:

- El coste de producción de una unidad de energía es más alto que el de algunas de las energías a las que reemplaza: Carbón, Gran hidráulica, Fuel-Oil / Gasoil.
- Algunas tecnologías tienen todavía poca madurez y llevan asociados riesgos técnicos como averías, gastos excesivos de mantenimiento, etc.
- Los sistemas energéticos en los cuales deben verter su energía fueron creados para energías convencionales y aún no se ha producido un buen acoplamiento entre la fuente y el sistema.
- Algunas tecnologías requieren infraestructura, logística y empresas auxiliares que aún no están desarrolladas.

Situación de las energías renovables en España

En el ejemplo de España, el suministro eléctrico con renovable supera ya el 40% de la demanda diaria en determinados días. El sistema energético es capaz de tratar esto, no se han producido apagones ni problemas técnicos de importancia, pero la industria de las renovables se enfrenta a una barrera económica porque España tiene ahora una sobrecapacidad de producción, posee más capacidad de generación que demanda y la diferencia se hace aún mayor debido a la crisis económica. La razón de esto es que se construyó potencia extra de las renovables (y cogeneración) con la intención de situar a España ante un futuro con energía renovable limpia sin haber desmantelado las centrales convencionales que existían hasta el momento.

Ahora la generación de renovables ocupa una cuota de mercado creciente en el suministro de electricidad, restándosela a las centrales convencionales con combustible fósil. Las centrales con energía convencional venden menos kWh de la cantidad planificada en origen y no pueden hacer funcionar ya las centrales en modo de carga base, lo que incrementa los costes de operación y disminuye el beneficio de cada kWh vendido. Por este motivo, en España los operadores de centrales convencionales han comenzado a actuar como un grupo de presión contra la generación de energía renovable por los impactos que conlleva en sus planes [6].

Hoy día, estas centrales convencionales son proveedoras de energía de carga base, cada vez menos necesaria debido a los mayores volúmenes de renovables en el sistema energético, siendo éstas unidades de generación más flexibles y de rápido control.

En este caso, la integración de energía renovable a gran escala es cada vez más un asunto económico y menos un asunto técnico. Las barreras proceden de empresas reacias a abandonar su inversión económica en centrales convencionales de energía en carga base.

Las opciones energéticas están tan avanzadas que las centrales convencionales de energía en carga base no tendrán que jugar ningún papel en el futuro sistema energético

basado en las fuentes renovables, aunque la industria de la energía está planeando aún más centrales nucleares en Europa [8], decisión sobre la cual está teniendo gran repercusión el reciente desastre nuclear ocurrido en Japón y que no encaja en un sistema futuro a base de fuentes renovables. Esas centrales no son suficientemente limpias y no pueden ser operadas con suficiente flexibilidad para encajar en el sistema energético del futuro.

En España, las energías renovables, favorecidas en 2010 por las abundantes lluvias, cubrieron, según datos provisionales, el 35% de la demanda en nuestro país, seis puntos más que el año anterior. Por tecnologías, aparte del notable crecimiento de más de un 59% respecto al año anterior de la generación hidráulica, destaca la eólica que, con un crecimiento del 18,5% de su generación, ha elevado su participación en la cobertura de la demanda al 16%.

La energía eólica superó en varias ocasiones los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y de energía diaria. El 9 de noviembre de 2010 se registró el último récord de energía diaria con 315.258 MWh, una producción que permitió cubrir el 43% de la demanda de ese día.

Sin embargo, la variabilidad que caracteriza esta energía ha dado lugar a situaciones extremas como la producida el mismo día 9 de noviembre (3:35 horas) en la que el 54% de la demanda fue cubierta con esta energía, mientras que el día 26 de junio a las 10:32 horas apenas cubrió el 1% [9].

3.2. Definición y características de la Generación Distribuida (GD)

La generación distribuida (también conocida como generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida), tiene multitud de definiciones. Por ejemplo, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) de México recoge las siguientes [10]:

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 1,000 kW.
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando a la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Y de todas ellas se desprende la que sigue:

“La Generación Distribuida es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.”

En general y teniendo en cuenta aspectos regulatorios para el sector eléctrico español, se podría decir que en España se entiende por Generación Distribuida [11]:

- Una “pequeña” potencia ubicada en puntos cercanos al consumo.
- Conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida (“técnicamente”) por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución.
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.

A nivel Europeo y sobre todo, de Estados Unidos, casi tanto como el concepto de Generación Distribuida, se utiliza el concepto DER (Distributed Energy Resource) que agrupa tanto la GD como el almacenamiento de Energía.

3.2.1. Ventajas de la GD

Las principales ventajas con las que cuenta la Generación Distribuida son [12]:

- Incremento en la confiabilidad:
A día de hoy, los pequeños usuarios dependen de la red para satisfacer sus necesidades energéticas en forma de electricidad, si la red cae o se estropea un Centro de Transformación, la electricidad no llega a los usuarios; si existiera GD los usuarios se podrían auto abastecer ante contratiempos como los descritos.
- Aumento en la calidad de la energía:
La GD acerca el punto de generación al punto de consumo. Esto hace que la energía tenga menos reactiva y la tensión sea más estable, al no necesitar apenas red de transporte, lo cual hace que el usuario reciba una energía de mayor calidad.
- Reducción del número de interrupciones:
Con este tipo de generación, el usuario ya no depende al 100% de la red. Esto hace que desde los pequeños generadores se genere energía para estabilizar la red en caso de que ésta lo necesite, disminuyendo así el número de interrupciones de suministro.
- Uso más eficiente de la energía:
Acercar el punto de generación al punto de consumo, no solo significa que no hace falta una línea de transporte muy larga, y por tanto mejora la eficiencia, sino también que los calores residuales de generación térmica se pueden aprovechar para usos térmicos, usando de forma mucho más eficiente los recursos energéticos.
- Uso de las energías renovables:
El problema principal que tienen las energías renovables es que la curva de demanda energética no coincide con la curva de oferta de energía, por tanto, para aumentar el uso de las energías renovables, es necesario utilizar

almacenamiento para poder satisfacer la curva de demanda. Esto es posible gracias a la GD descrita anteriormente, ya que este tipo de generación está pensada con baterías que almacenen energía eléctrica.

- **Flexibilidad de generación:**
En el caso de la pequeña GD, no hacen falta grandes inversiones ni económicas ni de tiempo de construcción, solamente sería necesario ir a una tienda y comprar una placa fotovoltaica o un pequeño equipo electrógeno. Esto hace que este tipo de generación sea muy flexible en la tecnología usada, ya que no tiene la inercia de las grandes centrales eléctricas, por lo que en pequeña GD, se puede variar dicha tecnología en función de los precios de mercado o la situación de forma muy flexible y rápida.
- **Oportunidad de negocio:**
Sin GD a nivel de usuario, éste depende exclusivamente de la red para satisfacer sus necesidades energéticas en forma de electricidad, y tiene que comprar al precio que marcan las grandes empresas; en cambio con GD, el usuario se puede generar su propia electricidad, lo cual puede llegar a ser más barato, y así reducir el coste de su electricidad.
- **Reducción de costes debido a la reducción de la demanda pico en la red de distribución.**
- **Suministro energético en aquellos lugares donde no llega la red convencional (Microrredes, sistemas aislados).**
- **Beneficios medioambientales:**
Reducción de emisiones por algunas tecnologías de generación distribuida (energías renovables).

3.2.2. Inconvenientes de la GD

Las principales barreras que actualmente impiden la implementación y el crecimiento de los sistemas de Generación Distribuida son las siguientes [13]:

- **Barreras tecnológicas:**
Todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado.
- **Las redes de distribución típicamente son radiales:**
Es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la GD requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo tanto surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.
- **Barreras de regulación y de mercado:**
En la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran la GD como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan.

En cuanto a las desventajas de la generación distribuida de cara al pequeño usuario [12]:

- **No puede vender por ley, solamente autoconsumo:**
La principal desventaja a día de hoy para la generación distribuida es que, por ley, el usuario no puede vender energía eléctrica, por lo tanto en caso de excedente energético lo tiene que tirar, ya que no puede venderlo a red.

- La generación por energías renovables sin subvenciones no es rentable:
A excepción de la energía eólica en zonas de mucho viento, las energías renovables todavía no son competitivas a precio de mercado actual, ya que la instalación no es rentable si no es con subvenciones. Pero la tendencia actual, nos lleva a una rentabilidad atractiva en pocos años.
- El usuario es responsable de la instalación:
En el caso de que la instalación de Generación Distribuida sea del usuario, es éste quien tiene que hacer frente a los costes de operación y mantenimiento, conservando la instalación en buen estado por su propio beneficio.

3.3. Impacto de la Generación Distribuida en la operación y explotación de la red de distribución

La operación y explotación de red [14] define la explotación óptima de la red buscando la mejor solución de compromiso teniendo en cuenta:

- Las sobrecargas.
- Los niveles de tensión.
- Minimización de pérdidas.
- Continuidad en el suministro.
- Tiempos de reposición.
- Protecciones.

Las redes de distribución han sido diseñadas para que la potencia fluya en una sola dirección pero la introducción de la Generación Distribuida hace que esta consideración ya no sea válida, lo que conlleva nuevos retos para la operación y el diseño de la red.

3.3.1. Impacto en las protecciones eléctricas

Una de las áreas críticas más afectadas que existe es la de las protecciones eléctricas. En caso de una gran penetración de GD, las distribuidoras deberían realizar una fuerte inversión económica para renovarlas.

Debido al marco regulatorio vigente, la compañía de distribución acondiciona la red sin contar con elementos activos inmersos en su red, como pueda ser la GD. Para el caso del colapso de tensiones, una posible propuesta radicaría en habilitar un nuevo marco que dé al distribuidor el control completo de estas centrales bajo un entorno de solución de restricciones técnicas de la red de distribución. Así, la GD recibiría una prima por la prestación de este servicio y el distribuidor se ahorraría dinero en la acomodación de la red para evitar lo que en la actualidad sucede.

3.3.2. Impacto en las pérdidas eléctricas

Para suministrar energía eléctrica desde un generador hasta los puntos de consumo es necesario que ésta tenga que pasar por una serie de dispositivos de las redes de transporte y de distribución que componen la red, lo que implica unas pérdidas inevitables. Éstas son pagadas en su totalidad por los consumidores y hasta el Real Decreto 222/2008, no había incentivos claros para la reducción de pérdidas y aumento de la calidad de servicio por parte de la distribuidora.

La presencia de Generación Distribuida conectada en las redes de distribución puede ocasionar en principio un beneficio a las distribuidoras por pérdidas evitadas en la red de transporte. Sin embargo, esta generación podría aumentar o disminuir las pérdidas en la propia red de distribución por lo que el balance final para la distribuidora puede ser positivo o negativo.

El impacto que la GD puede ocasionar en la red de distribución desde el punto de vista de las pérdidas es muy variado y depende de varios factores [15]:

- La ubicación de la GD en la red de distribución:
Esto es muy importante ya que cuanto más cercana sea la generación a los lugares de consumo, mayor reducción en las pérdidas se tendrá.
- La topología y estructura de la red:
En cuanto a la topología, el efecto que tiene sobre las pérdidas dependerá de si hablamos de redes de reparto (redes más malladas, donde dependerá además de otros factores) o redes de MT y BT (donde se reducirán las pérdidas con la cercanía de la generación al consumo final).
- El grado de penetración de la GD en la red:
En redes sin generación la conexión de GD implica reducción en pérdidas. Sin embargo a medida que aumenta la producción se puede llegar a un punto donde las pérdidas pueden aumentar debido al exceso de generación. Esto último sucede por ejemplo con la generación eólica donde el flujo se ha invertido y se llega a inyectar en la red de transporte, aumentando las pérdidas en la red de distribución.
- El perfil de demanda de la red:
Las pérdidas en función de la penetración de la GD nos muestra curvas de tipo "U". Sin embargo la forma que tiene este tipo de curvas viene determinada por el tipo de perfil de producción de la GD en comparación con el perfil de demanda. Las pérdidas menores vendrán asociadas a perfiles de generación que se adapten mejor a los perfiles de demanda.
- El tipo de GD, pues su perfil de producción depende de su tecnología:
Se han realizado estudios del impacto de tecnologías como la cogeneración, fotovoltaica, eólica y generación con producción en base (Méndez Quezada, 2005) en los que se observa que la generación con mayor reducción en las pérdidas es aquella con producción constante, seguida de la cogeneración, la eólica y la fotovoltaica y que la tecnología con una mayor posibilidad de crecimiento sin producir incrementos en las pérdidas para niveles altos de producción es la cogeneración.

3.3.3. Impacto en las tensiones

En este apartado hay que distinguir claramente las zonas antes comentadas pues las tensiones se comportan de modo muy distinto en la red de reparto, en MT y en BT:

- Los niveles de tensión de la red de reparto dependen de la conexión que tenga con la red de transporte y en casos contados, y localmente ubicados, de determinadas inyecciones de potencia activa de la GD y también de elementos de compensación de reactiva que pueda haber en dicha red.
El potencial de la reactiva que puede generar la GD no es muy significativo comparándolo con la potencia activa que generan y no es especialmente

importante para el control de tensiones. En cambio sí puede ayudar a compensar el factor de potencia, pero la distribuidora no tiene ningún control sobre él (excepto para potencias superiores a 10 MW). Por esta razón las distribuidoras consiguen mejores niveles de tensión al haber menores flujos por las líneas (sobre todo en largas distancias).

Esto tiene ventajas e inconvenientes. Las ventajas se producen en aquellas redes cuya generación redunde en mejores niveles de tensión. La desventaja está en que el distribuidor no tiene control de tensión en esos nudos de conexión (excepto para potencias superiores a 10 MW) y posiblemente tampoco en los más cercanos, existiendo la posibilidad de problemas en la calidad de la energía entregada a los clientes conectados en esos niveles de tensión. Además, los transformadores cercanos a la GD pertenecientes a la distribuidora no tendrán una carga constante y necesitarán un mayor mantenimiento.

- En redes de MT y BT la estructura de la red es completamente distinta al ser redes radiales y no malladas o cuasimalladas como en el caso de reparto. El problema mayor no está en la reactiva sino en la activa que producen, lo cual modifica sensiblemente los perfiles de tensión. De nuevo esto coloca a la distribuidora en una situación delicada pues existen clientes en MT y BT que reciben una tensión sobre la cual la distribuidora no tiene el 100% de su control pero sí es responsable de ella al 100%.

En la actualidad, el distribuidor no tiene control total sobre la GD pero sí debe cumplir unos requisitos de calidad y continuidad, por lo que solo tiene dos opciones: invertir más de lo necesario para acomodar las redes ante cualquier situación que se pueda presentar en la red o no invertir e impedir el avance de la GD que pueda alterar sus redes.

3.3.4. Operación en isla

Este es uno de los aspectos más importantes y que, de alguna manera, puede condicionar y configurar el futuro de la distribución. A día de hoy esta posibilidad no está contemplada regulatoriamente y la compañía distribuidora tampoco puede fomentar estos fenómenos debido a que es la responsable final de la calidad y continuidad del suministro, por lo que si un generador queda funcionando en isla es prácticamente imposible para el distribuidor garantizar unos niveles de calidad al estar éstos fuera de su control.

Por otro lado, técnicamente la red y los pequeños generadores no están preparados, ya que están pendientes de desarrollo los siguientes aspectos:

- Incrementar los mecanismos de control y monitorización de las unidades de generación y de otros elementos conectados a la red.
- Teniendo en cuenta la capacidad de control de cada generador y distribuidor, adaptar cada red y dotarla de nuevas herramientas para optimizar la operación y los sistemas de reposición.
- Adaptar la red para que sea más flexible y la GD pueda participar para resolver restricciones técnicas.
- Dotar a la regulación de nuevas normativas que desarrollen e incentiven este nuevo concepto de red con una correcta asignación de costes y perfecta transparencia en el cálculo de los mismos.

- Por último en la mayoría de las redes de reparto, MT y BT no existe tanta generación instalada como demanda conectada a estas redes. Esto ya de por sí es un problema técnico que hace imposible la operación en isla a menos que la isla se cree con una demanda menor a la que existe conectada en la red.

La capacidad de almacenamiento tiene una importancia primordial en estos futuros sistemas.

3.4. Generación Distribuida y Microrredes

Para superar algunas de las barreras para la integración a gran escala de recursos de energía renovable en el sistema energético se necesitan nuevas medidas para aumentar la flexibilidad al sistema energético en varias escalas de tiempo. La integración de esas nuevas medidas en la operación del sistema eléctrico requerirá nuevas TIC.

En la planificación del sistema energético se deben incluir grandes áreas geográficas. Para un buen funcionamiento de las Redes Inteligentes se necesitan Microrredes en la red de distribución.

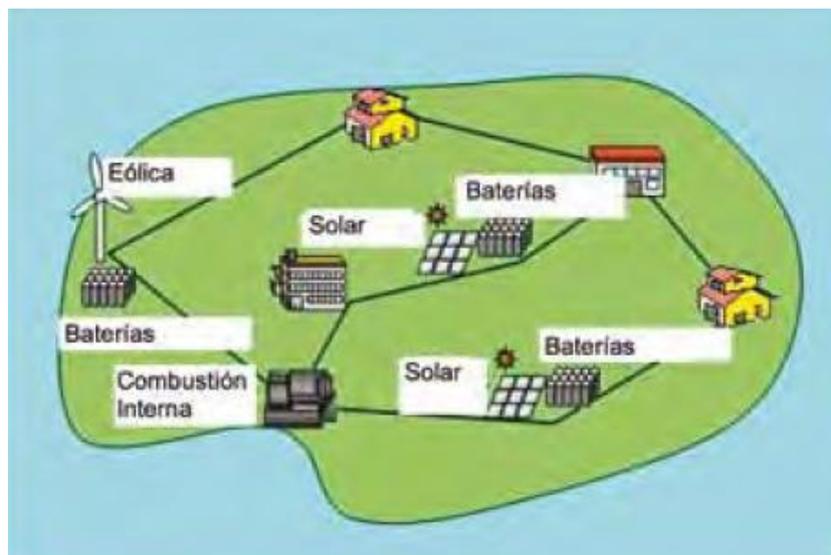


Figura 2. Esquema de Microrred [16]

Como puede verse en la Figura 2, una Microrred es una red eléctrica integrada, que utiliza fuentes de energía distribuidas (en su mayoría renovables) y, generalmente, dispositivos de almacenamiento de energía para suministrar la demanda en forma local. Normalmente, la Microrred opera conectada al sistema eléctrico de la empresa suministradora, pero con la capacidad de autoabastecerse y operar de forma aislada cuando sea necesario, para aumentar la confiabilidad de suministro a la carga local. Desde el punto de vista global se comporta como una entidad controlable (carga o generador) con capacidad de proveer servicios al sistema.

La Microrred tiene como antecedente las instalaciones eléctricas donde la pérdida de energía sería catastrófica (hospitales, centros comerciales, centros de datos, etc.). Al perder el suministro de la red principal en estas instalaciones, se conecta generación a base de turbinas de gas o diesel. La diferencia principal con el concepto de Microrred es que ésta tiene la capacidad, mediante tecnologías de comunicación y cómputo, de operar

de forma autónoma, ya sea aislada o en coordinación con la red de la compañía eléctrica, así como la posibilidad de venderle a ésta sus excedentes de energía [16].

3.4.1. Elementos principales que conforman una Microrred

La Microrred proporciona beneficios a los usuarios en cuanto a confiabilidad y calidad del servicio, no disponibles en la red principal, así como beneficios a la empresa distribuidora al resolver problemas de sobrecargas en sus instalaciones. Los objetivos de una Microrred son maximizar el uso y la capacidad de los activos de generación, mediante la inteligencia construida en ella, para así incrementar las eficiencias y minimizar los costes. El núcleo principal en ella es un sistema de TIC (Tecnologías de Información y Comunicación), que permite la organización y el control de la red eléctrica como un ente único y una infraestructura de medición avanzada en las instalaciones de los usuarios.

En paralelo a estas tecnologías, uno de los motores principales para la realización del concepto de Microrred ha sido el desarrollo de inversores que enlazan las fuentes que generan en corriente continua y los dispositivos de almacenamiento a la Microrred. Así se consigue que opere en corriente alterna y con el sistema eléctrico principal, manteniendo su operación aún cuando la red principal sufra un fallo.

A continuación se describen cada uno de los elementos que forman parte de una Microrred [16] [17].

1. Inversores

Un inversor típicamente convierte la corriente continua en corriente alterna, por ejemplo, en la salida de un panel solar para su utilización en residencias, comercios, etc. Por norma, el inversor desconecta el panel cuando advierte que la red eléctrica principal ha salido de operación, para evitar la operación en isla de redes que no están planeadas para tal condición. Sin embargo, dentro del concepto de la Microrred, la función de la nueva generación de inversores deberá mantenerse conectada a ésta cuando la infraestructura que la forma se desconecta de la red principal y participar para mantener la Microrred operando como isla.

En el IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) se está trabajando, dentro de la norma IEEE P1547, en el desarrollo de protocolos para que la separación de la Microrred de la red eléctrica principal se haga de forma segura. Esta parte de la norma conformará una guía para el diseño, integración y operación de Microrredes (sistemas en isla). Se ha tenido éxito con los inversores utilizados para aislarla, después de una salida no planeada de la red principal.

2. Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC)

Las TIC en el concepto de la Microrred permitirán un gran número de nuevas aplicaciones, tanto para el consumidor como para la empresa distribuidora. Dentro de estas tecnologías, las principales se refieren a comunicaciones integradas, interfaces mejoradas y tecnologías de detección, medición y diagnóstico.

Los objetivos de estas tecnologías son:

- Robustecer y automatizar la red, mejorando su operación, los índices de calidad y las pérdidas en la misma.

- Informar al consumidor en tiempo real sobre el uso y el coste de la energía eléctrica.
- Optimizar la conexión de las fuentes de energía renovable.
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño en armonía con el sistema.
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento de energía.
- Gestionar activamente la demanda, permitiendo que los consumidores hagan uso eficiente de sus consumos.
- Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas a la red, habilitando las funcionalidades de almacenamiento de energía que poseen.

3. Contadores Inteligentes

El contador es el elemento principal del concepto AMI (Infraestructura de Medición Avanzada) ya que es la interfaz entre el cliente y el sistema de telegestión. Aparte de la precisión, fiabilidad y robustez que tradicionalmente se han requerido de estos equipos, es preciso dotarles de una comunicación fiable hacia los concentradores y hacia el usuario. Se utiliza la tecnología PLC (Power Line Carrier o Power Line Communication) a través de la red de BT utilizando estándares abiertos, de dominio público e interoperables, entre los que se encuentra PRIME [18] (PoweRline Intelligent Metering Evolution). Esta tecnología garantiza una total interoperabilidad entre los equipos de los fabricantes que lo soportan.

La información sobre el consumo permite conocer cómo se utiliza la energía dentro del hogar o negocio, cuánto cuesta y cuál es el impacto ambiental que esto representa.

Los medidores inteligentes ayudarán a detectar apagones y restablecer el servicio eléctrico más rápido, produciendo los siguientes beneficios:

- Ahorro de energía y dinero.
- Mayor privacidad.
- Ubicación rápida de fallos.
- Reducción del impacto ambiental.

4. Concentrador

El concentrador es el elemento intermedio entre el sistema de gestión y control y los contadores inteligentes y está dotado de comunicaciones fiables con éstos y con dicho sistema de la compañía eléctrica. Obviamente en la arquitectura de telegestión basada en PRIME los concentradores son interoperables con los equipos de medida que soportan PRIME.

La comunicación con los contadores se hace por PLC y con el sistema de gestión a través de diferentes opciones (PLC de MT, GSM, GPRS, Ethernet...). Su localización habitual es en el Centro de Transformación.

5. Aplicaciones Multi-utility.

Los sistemas de telegestión están preparados para incorporar datos de medida de otras empresas de servicios públicos que suministran agua, gas y energía calorífica.

El acceso de estas medidas al sistema de telegestión puede hacerse tanto a nivel del contador (comunicación serie o por entrada de impulsos) como a través del concentrador vía comunicación serie.

6. Dispositivo de seccionamiento.

Se encarga de proveer alta velocidad de separación entre la Microrred y la red principal. Dependiendo de la tensión, la velocidad deseada y la corriente de falla, este dispositivo puede ser desde un interruptor termomagnético, hasta un interruptor estático de alta velocidad.

7. Recursos distribuidos (generación y almacenamiento).

Grupo de fuentes de energía que se pueden conectar a la red principal, pero que pueden funcionar de forma autónoma. Fuentes renovables como solar y eólica o microturbinas, celdas de combustible, esquemas de cogeneración y tecnologías de almacenamiento.

8. Control y manejo de la Microrred.

Se encarga de mantener la tensión y la frecuencia dentro de sus límites, así como el control operacional y el despacho dentro de la Microrred.

9. Protección.

Las protecciones en la Microrred deben coordinar con los esquemas de la red principal y proteger los diferentes elementos cuando opera en condiciones de isla.

En la actualidad, las principales barreras con que se encuentra el concepto de Microrred son:

- Alto coste de las tecnologías involucradas.
- Falta de normas para la interoperabilidad de los equipos.
- Lograr la participación activa de los consumidores, mediante beneficios tangibles para ellos.

3.4.2. Sistemas de Generación

Las posibilidades más importantes para hacer GD son las siguientes [6] [19] [20]:

➤ Cogeneración.

Esta tecnología produce en forma secuencial energía eléctrica y energía térmica en forma de fluido caliente (vapor, agua, gases) donde es útil a los procesos, obteniendo eficiencias globales de más del 80%. Sus capacidades son muy amplias, debido al hecho de que utiliza todas las tecnologías que abarca la GD.

➤ Turbina de gas.

El combustible suele ser gas natural, aunque pueden emplearse gas licuado a presión (GLP) o diesel. Sus capacidades van de 265 kW a 50,000 kW, permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%. Los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C, ofrecen una alta seguridad de operación, tienen un bajo costo de inversión, el tiempo de arranque es corto (10 minutos) y requieren un mínimo de espacio físico. Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de

vapor o cualquier otro fluido caliente. Se usa en cogeneración y “District Heating” o calefacción colectiva.

➤ **Motores de combustión interna.**

Utilizan diesel, gasóleo o gas natural. Existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20,000 kW, alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%, su temperatura de gases de combustión es de 400°C, tienen un bajo coste de inversión, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga y consumo medio de agua; requieren poco espacio para su instalación, dan flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular. Se usan en cogeneraciones en el sector residencial, comercial e industrial. El principal inconveniente es la emisión de ruido.

➤ **Microturbinas.**

Constituyen una tecnología reciente de GD, ya que exceptuando algunos fabricantes, el mercado está a varios años de su comercialización total. Tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía y de modo continuo o intermitente a la misma. Sus propiedades son una capacidad que abarca el rango de 15 kW a 300 kW en una sola unidad, una frecuencia de 1,600 Hz, mantenimiento mínimo, sus unidades ocupan muy poco espacio y son ligeras, operan sin vibración y prácticamente no hacen ruido; operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano y biomasa. Los inconvenientes son la pérdida de potencia y rendimiento a altas temperaturas y el bajo rendimiento eléctrico. Se usa en el sector comercial (restaurantes, hoteles, pequeñas oficinas y comercios, etc.)

➤ **Sistemas fotovoltaicos.**

Estos sistemas son celdas semiconductoras unidas y encapsuladas en paneles modulares de forma rectangular y de hasta un metro de longitud. Se interconectan para entregar electricidad a la red. Una instalación residencial típica de 2 kW produce unos 1,500 kWh/año y satisface las necesidades anuales de electricidad en un 40 o 50 por ciento. Requiere un inversor y cuesta unos 7,000 euros/kW. Sus inconvenientes es su coste inicial, por el cual su payback es de unos 120 años, así como la dependencia meteorológica y la necesidad de espacio y mantenimiento de los sistemas de acumulación que requiere. Su uso se da en sistemas remotos. La meta es que en el 2050 representen entre el 6 y el 8 por ciento de la oferta de electricidad.

➤ **Central solar termoeléctrica de cilindros parabólicos.**

En este tipo de centrales el campo solar lo constituyen filas paralelas de colectores cilindro parabólicos, pudiendo cada fila albergar varios colectores conectados en serie. Cada colector está compuesto básicamente por un espejo cilindro-parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola, que alcanza temperaturas de 400°C. Su potencia oscila entre los 10 y los 80 MW.

➤ **Central solar termoeléctrica de torre.**

Consisten en un campo de espejos que siguen la posición del sol en todo momento y orientan el rayo reflejado hacia el foco colocado en la parte superior de una torre, alcanzando temperaturas de 500°C. Las potencias unitarias oscilan entre 10 y 200 MW.

➤ **Disco parabólico en solar termoeléctrica.**

El receptor, en la mayoría de los casos, se trata de un motor Stirling con aire u otros fluidos especiales (helio o hidrógeno) como fluido de trabajo. Los discos parabólicos, en particular, concentran el sol hacia el motor, alcanzando temperaturas de 700°C, y éste produce energía mecánica, la cual es transformada en energía eléctrica mediante un alternador. Estos discos, con forma de antena parabólica, poseen una potencia que oscila entre los 5 y los 25 kW. Los sistemas de disco parabólico se caracterizan por su alta eficiencia, modularidad, autonomía de operación y capacidad de hibridación. Como inconveniente, al igual que los sistemas termoeléctricos anteriores, también tiene un alto coste inicial, depende de la meteorología y necesita espacio. Tiene aplicaciones individuales y en pequeños sistemas eléctricos aislados.

➤ **Captador solar térmico de baja temperatura.**

También cuenta con un alto coste inicial, depende de la meteorología y necesita espacio. Se usa para agua caliente sanitaria, climatización de piscinas, calefacción de interiores, secado, climatización solar, etc.

➤ **Turbinas eólicas, de tres hojas, sobre eje horizontal.**

Las hélices mueven un generador o un motor, para producir electricidad que se entrega a la red o se almacena. Son turbinas pequeñas, de hasta 20 kW, que producen corriente alterna de voltaje y frecuencia variables, por lo que se convierte a DC y luego a AC usando inversores, como en la fotovoltaica. Los diseños modernos dan operación silenciosa. Cuestan de 2,800 a 5,600 euros/kW. Una turbina de 6 kW (para dos o tres casas) cuesta alrededor de 23,000 euros y genera 10,000 kWh/año. Constan de una importante inversión inicial y su payback es de 29 años. Como inconvenientes adicionales están su ubicación limitada, la intermitencia de los vientos y el impacto visual paisajístico.

Las de potencia inferior a 1 kW se usan en embarcaciones, en sistemas de comunicación, refugios de montaña, etc. En granjas, viviendas aisladas, en bombeo, se usan de 1 a 10 kW de potencia y de 10 a 100 kW son usadas en comunidades de vecinos, pequeñas y medianas empresas, tratamientos de aguas, etc.

➤ **Turbina hidráulica.**

Depende del entorno y tiene un impacto visual. Se usa para generar y almacenar energía como servicio auxiliar.

➤ **Pequeñas hidroeléctricas.**

Su coste es de 1,000 a 3,400 euros/kW.

➤ **CHP (Combined Heat and Power).**

Su generación es de eficiencia mayor al 75%. Usan gas natural y combustibles alternativos, incluso energías renovables.

➤ **Celdas de hidrógeno y de combustible.**

Combinan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad, calor y agua. Atienden las necesidades residenciales y la recarga de vehículos eléctricos o híbridos.

Otras fuentes de energía que también se incluyen a menudo:

➤ **Biomasa.**

Tecnología madura con rendimientos por encima del 90%. Bajos niveles de emisiones de partículas y bajo mantenimiento. Barreras logísticas. Necesita de suministro de biomasa. Los parámetros de diseño son: tipo de caldera, tipo de combustible (densidad y poder calorífico), características del silo,... El precio de la biomasa es competitivo frente a los combustibles fósiles.

➤ **Geotérmica.**

Muy eficiente en casos de demandas equilibradas de frío/calor aplicada a bombas de calor. Imprescindible realizar un estudio riguroso de la capacidad calorífica del terreno, su conductividad térmica y su temperatura media. Tiene una inversión inicial considerable, pero muy poco mantenimiento y periodos de amortización interesantes.

➤ **Undimotriz y mareomotriz.**

La energía undimotriz, también llamada olamotriz es la energía producida por el movimiento de las olas, y es menos conocida que la energía mareomotriz, la cual se obtiene aprovechando las mareas.

Las ventajas de la energía undimotriz es que se trata de una energía constante y predecible. Sus inconvenientes son que tiene un alto coste inicial por lo que su periodo de amortización es largo y todavía necesita de un gran desarrollo para ser competitiva, por otra parte, solo puede usarse en zonas costeras y supone un impacto ambiental, ya que necesita de mucho espacio.

La energía mareomotriz cuenta entre sus ventajas con que está disponible en cualquier época del año, que es silenciosa y el bajo coste de la materia prima. Pero tiene por inconvenientes su disposición solo en zonas de costa, su alto impacto visual y que depende de la amplitud de las mareas.

3.4.3. Sistemas de almacenamiento local

Las principales tecnologías usadas para almacenar energía son [10]:

➤ **Baterías.**

Existen varios tipos de baterías en desarrollo, como las de sodio-azufre que alcanzan valores de densidad de 60 a 150 Wh/kg, las de zinc-aire con valores de 80 a 100 Wh/kg y las de flujo (redox) o pilas de combustible regenerativas, que son las de zinc-bromo-cloro y las de bromuro de sodio-polisulfuro de sodio. Presentan el inconveniente de contar con elementos tóxicos y la ventaja de una gran capacidad.

➤ **Volantes de inercia o volantes motor.**

Almacenan energía en forma de energía cinética. Existen volantes de baja velocidad (7,000 rpm) y de acero de alta resistencia, que acumulan 55 Wh/kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad; giran a alta velocidad (más de 50,000 rpm), llegando a valores de hasta 350 Wh/kg.

➤ **Bobinas superconductoras o SMES.**

Mediante esta tecnología, la energía se almacena en forma de campo electromagnético, el cual es creado por la acción de las bobinas. Los materiales superconductores pueden ser de baja temperatura, del orden de los 4K, o de “alta” temperatura, 77K.

➤ **Supercondensadores.**

Almacenan energía en forma de campo eléctrico. Sus ventajas son la rapidez de carga, la gran ciclabilidad, la potencia, y que no contienen elementos tóxicos y no requieren de mantenimiento. Como principal desventaja se encuentra el alto coste, comparado con las baterías convencionales. Por ello, solo se han podido comercializar los supercondensadores basados en carbono, llamados de doble capa.

➤ **Almacenamiento por bombeo.**

Es la forma de mayor capacidad de almacenamiento energético en la red disponible hasta el momento. Podría considerarse una tecnología tradicional porque está operativo desde hace más de 100 años. Puede compararse con una central hidroeléctrica normal ya que es un tipo de generación hidroeléctrica que puede almacenar energía. Se bombea agua desde un depósito situado a menor elevación hasta una elevación mayor durante los tiempos en que el precio de la electricidad es bajo y no se está en pico de demanda. Durante periodos de gran demanda de electricidad, el agua almacenada se suelta por turbinas. Las pérdidas durante el proceso de bombeo hacen de la central un consumidor neto de energía, aunque el sistema consigue beneficios vendiendo más electricidad durante periodos de gran demanda, cuando son más altos los precios de la electricidad.

La técnica es, hoy en día, la forma más económica de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en una base operativa, pero los costes de capital y una geografía apropiada son factores decisivos críticos a la hora de construir una nueva infraestructura. Teniendo en cuenta las pérdidas por evaporación de la superficie del agua expuesta y las pérdidas de conversión, puede recuperarse aproximadamente entre el 70% y el 85% de la energía eléctrica utilizada para bombear el agua hasta el depósito elevado cuando se libera. La tecnología ha sido utilizada con éxito durante décadas en todo el mundo. [6]

➤ **Almacenamiento con tecnología V2G.**

La idea del concepto “V2G, vehicle to grid” (del vehículo a la red) se basa en vehículos eléctricos equipados con baterías que pueden utilizarse para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, es decir, pueden cargarse durante los momentos de superávit de generación renovable y descargarse para inyectar electricidad en momentos pico o servicios complementarios al sistema eléctrico mientras están estacionados. Los costes de inversión podrían considerarse cero y el abastecimiento eléctrico al mercado podría ser una oportunidad para que el propietario del vehículo lograra unos ingresos adicionales. Aún más importante es que durante momentos pico de demanda los vehículos normalmente están aparcados cerca de los principales centros de carga, por ejemplo, en el exterior de las fábricas, por lo que no habría problemas de red.

Dentro del concepto V2G, podría crearse una central eléctrica virtual (CEV) utilizando TIC para agregar los vehículos eléctricos. Así, estos participarían en los mercados relevantes de la electricidad y se podrían medir las actividades de carga/descarga. Probablemente el V2G sea el concepto de central eléctrica virtual que incluirá el mayor número de dispositivos, por ejemplo vehículos eléctricos, que podría llegar fácilmente a la cifra de varios cientos de miles de unidades. Además, la CEV debe tener en cuenta las preferencias del propietario del vehículo, porque el sistema debe saber cuándo va a utilizar el coche. [6]

➤ **CAES (Compressed Air Energy Storage).**

Almacenamiento de energía por aire comprimido. El funcionamiento de estas plantas se basa en aprovechar la energía eléctrica sobrante fuera de las horas punta, para comprimir el aire en un almacenamiento subterráneo, y más tarde utilizarlo para alimentar una turbina generadora para alimentar a la red eléctrica durante los periodos de alta demanda energética. Es un método eficiente, limpio y económico.

En la Tabla 2 aparece una comparación entre los sistemas de almacenamiento disponibles y en pruebas.

Tecnología	Estado comercial	Banda de potencia	Eficiencia	Respuesta	Tiempo de descarga	Vida útil (años)	Aplicación
Bombeo	Disponible	100 - 4.000 MW	65 - 75% 70% (promedio)	Segundos - minutos	Horas-días	30	Hidráulica y electricidad en red con muchas renovables.
Volante	Disponible	<1.600 kW	90%	< 1 ciclo	Segundos - minutos	20	Electricidad en red con muchas renovables.
CAES (en reservas)	Disponible	100 - 1.000 MW	65% (promedio)	Segundos - minutos	Horas-días	30	Electricidad en red con muchas renovables.
CAES (en depósitos)	En desarrollo	50 - 100 MW	55% (promedio)	Segundos - minutos	Horas-días	30	
Batería Plomo ácido	Disponible	1 kW - 40 MW	60 - 85%	< ¼ ciclo	Minutos-horas	5 - 10	Hidráulica, fotovoltaica, eólica, maremotriz y undimotriz.
Batería Níquel-Cadmio	Disponible	1 kW - 40 MW			Segundos-horas		
Hidrógeno (Pila de combustible)	Pruebas	<250 kW	34 - 40%	< ¼ ciclo	Como se necesite	10 - 20	Hidráulica, fotovoltaica, eólica, maremotriz y undimotriz.
Hidrógeno (Motor)	Demostración	<2 MW	29 - 33%	Segundos	Como se necesite	10 - 20	
SMES	Prototipos. Algún producto disponible	10 kW - 100 MW	95%	< ¼ ciclo	Segundos - minutos	30	Fotovoltaica y electricidad de red con muchas renovables.
Súper condensador	Prototipos. Algún producto disponible	10 kW - 1 MW	95%	< ¼ ciclo	Segundos	10.000 ciclos	Fotovoltaica y electricidad de red con muchas renovables.

Tabla 2. Sistemas de almacenamiento de energía [19]

3.4.4. Instalaciones ejemplo de Microrred

A continuación se detallan algunas Microrredes en funcionamiento [16]:

➤ **Kythnos, Grecia**

Esta Microrred consta de los siguientes elementos principales:

- Carga: 12 casas conectadas de forma monofásica a la red de 230V de CA.
- Generación: 5 unidades fotovoltaicas conectadas de forma estándar a la red por inversores y un generador diesel de 9kVA.
- Almacenamiento: Batería (60V, 52kWh) a través de 3 inversores bidireccionales operando en paralelo.
- Monitoreo: Equipo de registro de datos.

➤ **Mannheim, Alemania**

Elementos principales:

- 480 hogares.
- 5 sistemas fotovoltaicos instalados.
- Una planta de potencia y calor instalada.

➤ Parque Bronsberger, Holanda

Elementos principales:

- 108 casas con paneles solares.
- 2 bancos de baterías como almacenamiento de energía para la demanda pico.
- Un centro de despacho y equipo de medición que controla el intercambio de energía entre la Microrred y la red de distribución.

➤ SmartGridCity, Estados Unidos

El proyecto de SmartGridCity incluye la automatización de tres de las cuatro subestaciones de distribución, 4 alimentadores de potencia con equipo supervisor y otros 23 alimentadores que presentan irregularidades de voltaje. Aproximadamente 200 millas de cable de fibra óptica, 4,600 transformadores residenciales y de pequeñas empresas y casi 16,000 contadores inteligentes se conectaron al sistema de la red inteligente.

Principales características:

- Banda ancha en las líneas de potencia.
- Comunicación bidireccional.
- Monitores y reveladores inteligentes en las subestaciones.
- Monitores en transformadores, interruptores de circuito y restauradores.

Uno de los Estados pioneros en legislación sobre la GD ha sido Colorado, EEUU, que en 2010 promulgó una ley obligando a que en 2020 el 3% de la energía generada en Colorado utilice Generación Distribuida en alguna de sus formas. En España aún no existe ninguna ley reguladora.

Se estima que en los próximos cinco años se tendrá una capacidad de 3GW en nuevas Microrredes, en Norteamérica, Europa y Asia. En Norteamérica serán en su mayoría de tipo institucional (hospitales, universidades), mientras que en Europa serán de tipo comunitario.

Otros desarrollos servirán como motores para el uso extendido de las Microrredes. Por ejemplo, un almacenamiento de energía económico para respaldo de emergencia y de la generación intermitente, así como la reducción de costes en la generación con fuentes de generación de renovables.

3.5. Gestión de la generación de electricidad en la GD

La central eléctrica virtual, CEV

También denominada VPP (Virtual Power Plant). Una central eléctrica virtual interconecta diferentes centrales eléctricas reales (de diversa naturaleza, como solar, eólica e hidráulica) así como dispositivos de almacenamiento distribuidos en el sistema eléctrico mediante TIC. Esta CEV puede diseñarse/operarse para que cumpla siempre con un programa determinado. Desde la perspectiva del sistema eléctrico total, una CEV es similar a una central eléctrica convencional y simplificará la programación diaria, teniendo en cuenta la variabilidad de algunas tecnologías de energía renovable dejando de ser necesario el tratarla en la planificación diaria del sistema eléctrico.

Un ejemplo real es la central eléctrica combinada de energía renovable que fue desarrollada por tres empresas alemanas y está ahora operativa en ese país. La CEV interconecta y controla once parques eólicos, veinte centrales solares, cuatro centrales de cogeneración de biomasa, más una unidad de almacenamiento por bombeo, todas ellas distribuidas por Alemania. La CEV combina así las ventajas de diferentes fuentes de energía renovables y juntas garantizan suficiente suministro de electricidad para cubrir la demanda. La función de la CEV de renovables puede dividirse en dos etapas:

- Control anticipatorio similar a la planificación diaria.
- Ajuste preciso similar a un balance final del sistema en el momento de la distribución.

La demanda prevista real es el punto de arranque central para la planificación a largo plazo. La previsión de la demanda eléctrica, el ‘perfil de la carga’, se comunica a la unidad de control central, y ésta tiene también acceso a una previsión de producción de energía eólica y solar para las diferentes centrales eléctricas, ofrecida por el servicio meteorológico alemán (DWD). La energía eólica y la solar no pueden abastecer una demanda de electricidad determinada, por lo que habrá que compensar los excedentes de oferta y los desabastecimientos con la biomasa y la unidad de almacenamiento por bombeo a fin de garantizar la seguridad de suministro y la estabilidad de la red.

Existen las siguientes opciones para equilibrar la generación de solar y eólica:

- En primer lugar, se utilizan centrales CHP (centrales de cogeneración) para producir electricidad y calor a partir del biogás.
- En segundo lugar, la energía puede almacenarse temporalmente en una central hidroeléctrica de bombeo y ponerla de nuevo en disposición rápidamente.

Parece que las previsiones de la producción esperada de energía solar y eólica permiten planificar de antemano la operación de centrales de cogeneración y sistemas de almacenamiento. Si el volumen de electricidad producida por las instalaciones de energía eólica y solar excede la demanda, el exceso de electricidad se utiliza para llenar los depósitos de almacenamiento. Otra opción sería utilizar el excedente de electricidad para cargar las baterías de vehículos eléctricos. Si se alcanza la capacidad de almacenamiento máxima, pueden reducirse las centrales de energía eólica y solar [6].

3.6. Generación Distribuida y Superredes

Los enfoques a gran escala de Superred centralizada y a pequeña escala de Red Inteligente descentralizada a menudo se perciben como alternativas mutuamente excluyentes. Sin embargo, los dos conceptos son complementarios y pueden y deben coexistir con el fin de garantizar una transición a una economía libre de carbono. Se requiere por lo tanto una Superred Inteligente.

Se define Superred Inteligente como la infraestructura formada por redes superpuestas de corriente alterna o continua de alta tensión (HVAC y HVDC, respectivamente) para transmitir la electricidad generada por fuentes renovables a partir de una variedad de grandes y pequeños puntos de generación dispersos en amplias áreas, con la capacidad de gestionar la fluctuación tanto de la oferta como de la demanda.

Este concepto de Superred ha sido llevado al centro del debate gracias al énfasis político que se le ha dado a las futuras cuotas de mercado que deben tener los recursos energéticos renovables a gran escala (L-RES, por sus siglas en inglés) en un mundo con restricciones sobre el CO₂. Además, recientemente China ha comenzado a desarrollar proyectos de transporte de energía de alta tensión en corriente continua a larga distancia (HVDC) para trasladar más energía hidroeléctrica desde el centro del país hacia los centros de consumo en la costa Este.

Todos los estudios sobre sistemas energéticos sostenibles reconocen la necesidad de obtener transporte de alta tensión a gran escala. De forma general, existe una tendencia común a considerar las Superredes como un sinónimo de redes eléctricas transcontinentales, que enlazan las redes de alta tensión existentes.

Las Súper Redes se caracterizan por:

- Flexibilidad en el equilibrio del sistema.
- Gran capacidad para el transporte de energía a gran escala.
- Largas distancias geográficas.

Además de las tecnologías de corriente alterna reinantes en el transporte de energía, se emplean cada vez más en las Superredes las tecnologías HVDC y los FACTS¹. Estos sistemas híbridos pueden mejorar la capacidad de transporte y la estabilidad del sistema al evitar los sistemas de corriente alterna que soportan cargas elevadas. La relevancia de estas características aumenta con la posible integración a gran escala de capacidad de generación renovable que conlleve mayores fluctuaciones en las cargas.

Además, la generación de energía es cada vez más dispersa y un volumen creciente de la capacidad de generación está situado lejos de los centros de demanda, lo que implica mayores distancias de transporte.

¹ De acuerdo a la IEEE (1997), los FACTS se definen como “sistemas de transporte por corriente alterna que incorporan controladores de energía electrónicos y otros controles estáticos para aumentar la manejabilidad y la capacidad de transporte de energía”. Comprenden unas gamas de tecnologías que se emplean para estabilizar la frecuencia, controlar los flujos de energía reales y reactivos o para compensar y gestionar los flujos energéticos reales. Al mejorar la estabilidad estática de un sistema de transporte multilínea, los FACTS pueden aumentar el flujo energético en las líneas de CA existentes.

En este contexto, el HVDC ofrece dos ventajas importantes sobre las tecnologías de corriente alterna:

- Por una parte, se pueden transportar mayores volúmenes de energía en cada línea. Consecuentemente, se necesitan menos líneas, lo cual es un factor importante para la aceptación pública de los nuevos proyectos de transporte, que suele ser baja.
- Por otro lado, las líneas HVDC presentan menores pérdidas de energía en largas distancias, como muestra la Tabla 3. A pesar de las mayores inversiones iniciales de los HVDC y FACTS, estas características hacen que el transporte de energía a gran escala (1,000 MW o superiores) en corriente continua resulte más económico que el transporte en corriente alterna, para distancias de más de 600 km. La tecnología de transporte HVDC evoluciona rápidamente, permite cruzar tramos de agua de mayor longitud y no requiere la sincronización de fases [21].

<i>Voltaje</i>	<i>735 kV CA</i>	<i>500 kV CC</i>	<i>800 kV CC</i>
Pérdidas de Energía por cada 1,000 km de línea	6.7%	6.6%	3.5%
Capacidad de transporte	3GW	3GW	6.4GW

Tabla 3. Características de las tecnologías de transporte a alto voltaje [22]

3.6.1. Opciones de transporte de las superredes y comparación entre ellas

En principio, existen diferentes opciones técnicas para el rediseño de la red de transporte terrestre:

➤ HVAC (Corriente Alterna en Alta Tensión)

El transporte de corriente alterna en alta tensión (HVAC) con línea aérea se ha convertido en una tecnología líder en redes eléctricas. Su ventaja se encuentra en el uso de transformadores para aumentar la tensión, típicamente bastante baja en los generadores, a niveles de tensión superiores, lo que constituye un enfoque muchísimo más económico que las estaciones con convertidores de CA/CC para las tecnologías HVDC. El transporte en distancias largas con una tensión baja o media provocará unas pérdidas elevadas y extraordinariamente caras, por lo que la CA de alta tensión (mínimo de 400 kV) en una distancia media (unos cientos de kilómetros) es en general la solución más económica. Al desarrollarse los sistemas de CA se produce un aumento de la tensión de transporte. En general, al doblar la tensión se multiplica por cuatro la capacidad de transporte de electricidad.

Hoy día la tensión HVAC más alta utilizada es de 800 kV para líneas aéreas. La compañía canadiense Hydro Quebec, por ejemplo, opera un enorme sistema de transmisión de 735 kV utilizando líneas aéreas.

La primera línea estaba operativa en 1965. Se han probado 1,000 kV y 1,200 kV CA en diferentes instalaciones de prueba e incluso en aplicaciones comerciales a corto plazo, pero actualmente no se utiliza en ninguna aplicación comercial.

La ventaja principal de un sistema de base CA es la flexibilidad con la que pueden conectarse las cargas y la generación por la ruta. Esto es algo particularmente importante si la ruta de transporte pasa por una zona de gran densidad de población y si hay muchas instalaciones de generación local en diversos lugares a lo largo de la ruta.

Las desventajas de los sistemas HVAC son los costes comparativamente elevados para transmisión de gran capacidad (superiores a 1,000 MW) sobre distancias muy largas (superiores a 1,000 km) debido a la necesidad de equipo adicional para mantener el nivel de voltaje de las líneas aéreas.

➤ **HVDC LCC (Sistema de Alta Tensión en Corriente Continua con convertidores de línea conmutada)**

La ventaja de las conexiones de corriente continua de alta tensión (HVDC) con convertidores de línea conmutada (LCC, line commutated converter) es, sin duda, su probado rendimiento. El primer enlace comercial HVDC LCC se montó en 1954 entre la isla de Gotland y Suecia. Tenía 96 km de longitud, 20 MW y utilizaba un cable submarino de 100 kV. Desde entonces se ha montado tecnología HVDC basada en LCC en muchos otros lugares del mundo, principalmente para transporte de energía al por mayor en grandes distancias geográficas y para sistemas eléctricos de interconexión como, por ejemplo, los diferentes sistemas insulares de Japón o Nueva Zelanda.

Las ventajas de una solución HVDC LCC son unas pérdidas comparativamente bajas, en un margen del 2-3% para un transporte de 500 MW en 100 km, incluyendo pérdidas en convertidores y transmisión. Además, la mayor capacidad de transporte de un solo cable, comparado con el transporte HVAC, o el basado en el convertidor de la fuente de tensión puede ser una ventaja cuando se transporten grandes capacidades.

La desventaja del diseño HVDC LCC es la falta de capacidad de soporte del sistema eléctrico. Generalmente se requiere una red HVAC fuerte en ambos puntos de la conexión HVDC LCC. Así, construir una red central HVDC completa utilizando tecnología HVDC LCC que debe soportar la red HVAC subyacente es un reto técnico y sólo posible con la instalación de equipo adicional como los Statcoms (compensadores estáticos síncronos).

➤ **HVDC VSC (Sistema de Alta Tensión en Corriente Continua con convertidores de fuente de tensión)**

La tecnología HVDC basada en convertidor de la fuente de tensión (VSC) está adquiriendo cada vez más importancia. Esta tecnología comparativamente novedosa ha sido posible gracias a los avances en electrónica de alta potencia, en especial a los transistores bipolares de puerta aislada (IGBTs).

De esta forma puede utilizarse modulación por ancho de pulsos (PWM) para el convertidor VSC, a diferencia de los convertidores conmutados por línea basados en la tecnología de tiristores utilizados en la tecnología HVDC convencional.

El primer enlace comercial de alta tensión en corriente continua HVDC de base VSC fue instalado por ABB en la isla sueca de Gotland en 1999. En la actualidad existen unos 10 enlaces HVDC de base VSC operativos en todo el mundo.

Las principales ventajas de las soluciones HVDC VSC son sus capacidades de soporte del sistema eléctrico como un control independiente de la electricidad activa y reactiva. Además, un enlace HVDC VSC no requiere una red de corriente alterna robusta y puede, incluso, arrancar ante una red sin carga.

Como desventajas, la eficiencia total de un sistema HVDC VSC es ligeramente inferior a la de un sistema HVDC LCC, pero se espera que mejore en el futuro al mejorar la tecnología; y para una solución HVDC VSC se requieren más cables y estaciones de convertidores que con una solución HVDC LCC, aunque se están fabricando ya estaciones de convertidores con mayores capacidades.

Existen otras tecnologías de transporte, estas son:

- **GIL (Líneas de Transporte Aisladas en Gas)**
- **Sistema de transporte de CA con una menor frecuencia de red**
- **Sistemas HVAC bipolares de cuatro o seis fases**

El desarrollo técnico de estas últimas se encuentra menos avanzado que en las tres tecnologías anteriormente desarrolladas [6].

3.6.2. Proyectos de Superredes en Estados Unidos, Europa y África del Norte

3.6.2.1. Proyectos de Superredes en los EEUU

➤ **El Plan Solar Global**

Los autores desarrollan una visión de una Superred basada en la energía solar por todo EEUU, llamada el “Plan Solar Global”. Básicamente, consiste en la combinación de instalaciones fotovoltaicas distribuidas entre diferentes áreas, y sistemas termosolares en el Suroeste, donde se podría aprovechar la mayor irradiación solar media de los EEUU (Figura 3). El Plan Solar Global también incluye una cantidad considerable de instalaciones de almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES) situados cerca de la demanda. Nuevas líneas HVDC conectarían el Suroeste con el resto de los EEUU.

Las tecnologías, la escala, el aprendizaje y otros factores de un proyecto de esta envergadura son considerables: deberían instalarse 2,940 GW de paneles fotovoltaicos mediante un “plan energético nacional basado en la energía solar”. En 2050, la energía solar proporcionará el 35% de la energía total y el 70% de la electricidad consumida en los EEUU. En caso de que fuera implementado, el Plan Solar Global reduciría sustancialmente el consumo de combustibles fósiles, las emisiones de CO₂, y la dependencia de las importaciones de los EEUU.

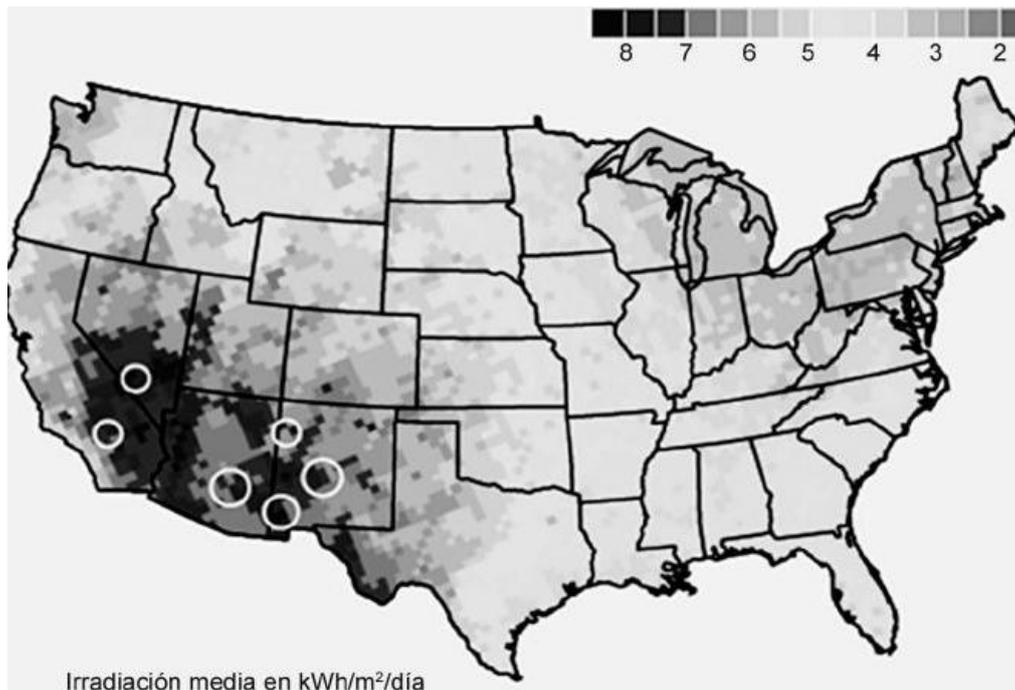


Figura 3. Radiación solar en EE.UU. [23]

Los costes totales del plan suman 300,000 millones de euros hasta 2050. Es evidente que el transporte HVDC es una parte crucial del Plan Solar Global, dado que el 90% de la producción de energía solar planeada está situada en el Suroeste.

Sin embargo, hay tres asuntos que los autores no consideraron. Primero, el papel de otros recursos renovables a gran escala, tales como la energía eólica en las Grandes Llanuras, ya que de esta manera están infravalorando el papel de los competidores potenciales respecto a la energía solar. Segundo, la planificación del transporte a nivel nacional juega un papel clave, sin embargo sólo proporcionan una visión del transporte HVDC para el Suroeste de los EEUU. Además, la estructura de su red de transporte HVDC superpuesta no tiene en cuenta las instalaciones de almacenamiento, que también representan un elemento fundamental del plan. Tercero, hasta ahora no se ha incluido un análisis económico de los efectos sobre el bienestar y de sus beneficios [10] [23].

➤ **Cuando el viento sopla en el este: 20% de integración de la energía eólica en la interconexión del este de EEUU**

El Plan Conjunto del Sistema Coordinado de 2008 (JCSP) contiene un plan de expansión regional del transporte basado en la energía eólica que fue desarrollado por los operadores del sistema de Midwest ISO (MISO), la interconexión Pensilvania-Nueva Jersey-Maryland (PJM), el Pool Energético del Suroeste (SPP), la Autoridad del Valle de Tennessee (TVA), el Pool Energético del Área Central del Continente (MAPP), y algunos miembros importantes de la Corporación para la Confiabilidad del Sureste (SERC). El JCSP evalúa diferentes escenarios de una red superpuesta en el año 2024 para la Interconexión del Este.

Se ha modelado una red de transporte superpuesta óptima para dos escenarios, con distintos desarrollos de la capacidad de generación de energía:

- Un escenario de referencia.
- Un escenario en el que la energía eólica supone un 20% sobre el total.

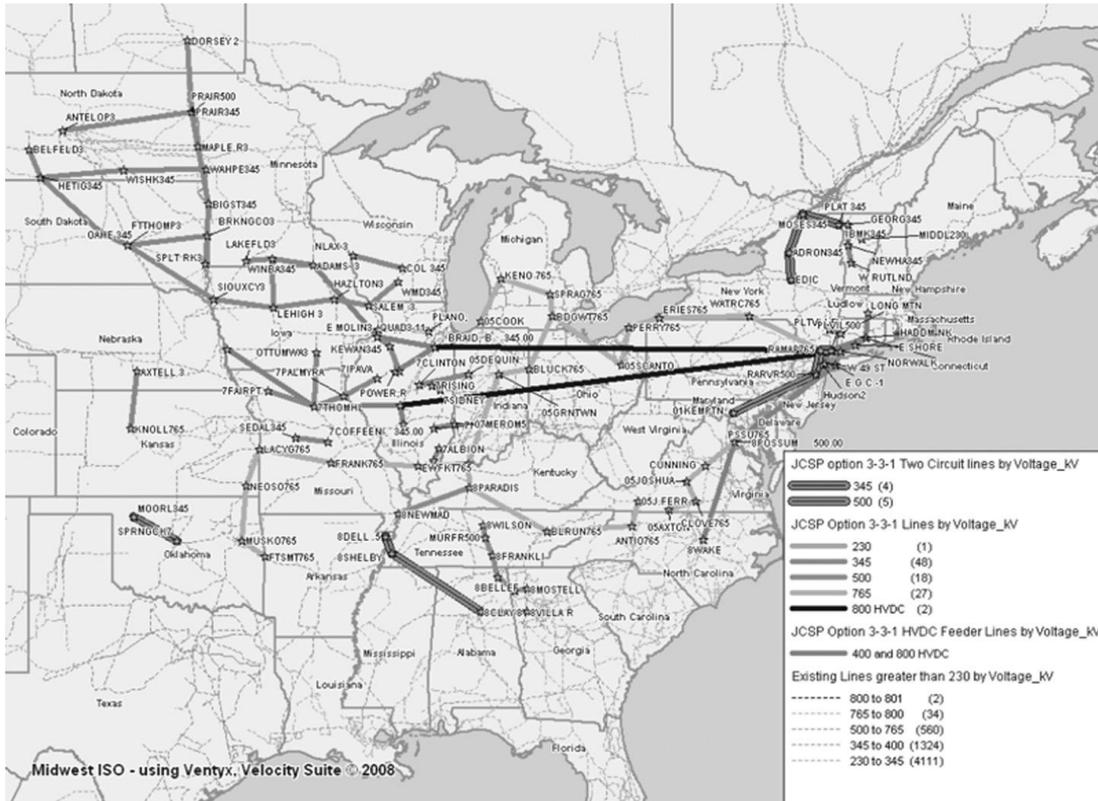


Figura 4. Red de transporte superpuesta figurada para el escenario de energía eólica del JCSJ'08 [24]

En ambos escenarios, la red de transporte superpuesta incluye líneas HVDC de 800 kV así como líneas de CA de 765, 500 y 345 kV, pero la expansión de la red es distinta. El escenario de referencia asume que los requisitos del RPS (Renewable Portfolio Standard) actual se logran en 2024 gracias a los recursos eólicos terrestres locales. El escenario eólico asume un crecimiento significativo de la capacidad de producción eólica, hasta proporcionar el 20% del consumo energético de la Interconexión del Este de EEUU.

El escenario de referencia sugiere principalmente que se realicen extensiones de líneas de 345 kV en el Noroeste. El escenario de energía eólica presenta niveles significativamente mayores de capacidad de transporte en alta tensión (ver Figura 4). Aproximadamente, el 75% de la red de transporte superpuesta consistiría en líneas de CA de 765 kV o líneas de CC de 800 kV. Siete grandes líneas de HVDC transportarían la electricidad generada por las plantas renovables y térmicas del Medio Oeste a los centros de demanda en el Este y el Sureste, apoyadas por una red de líneas de CA de 345 y 500 kV así como alguna línea de alimentación de CC de 800 kV.

El escenario de elevada penetración de renovables propuesto para la planificación del transporte (de acuerdo a procesos metodológicamente avanzados) puede ser evaluado críticamente en lo concerniente a la concentración de eólica terrestre. Tanto el potencial hidráulico canadiense como la capacidad eólica marina deberían estar mejor reflejadas en dicho escenario para determinar la expansión futura de la red de transporte [10] [24].

➤ Integración de la energía eólica, solar y biomasa

Estos estudios son ejemplos destacados sobre múltiples fuentes, centrados en las energías solar y eólica y, en menor medida, geotérmica y de biomasa. Al contrario que el proyecto del Plan Solar Global, Krapels adopta un enfoque regional ascendente sobre la expansión de la red de transporte, basándose en la creencia de que la estructura y el gobierno de la industria energética en los EEUU recae en las líneas regionales, lo cual sugiere que los esfuerzos destinados a lograr objetivos medioambientales deberían tener un alcance regional.

El análisis de Krapels supone que un RPS nacional del 20% requeriría aproximadamente 200.000 MW de capacidad de generación entre la eólica, la solar y la biomasa. Esto, a su vez, necesitaría una inversión significativa en instalaciones de generación, y una revisión de los sistemas de transporte que permitiese llevar la energía renovable al mercado y conseguir los siguientes objetivos:

- En las costas Este y Oeste, conectar los recursos eólicos cercanos, tanto terrestres como marinos, a los centros de población.
- En el Medio Oeste y el Suroeste, conectar los recursos eólicos de mejor calidad a los centros de población interiores, a ambos lados de la división continental.
- En Texas, conectar los recursos eólicos y solares al Norte y al Oeste con los centros de población en el Centro y en el Sur.
- Y en el Sur, donde los recursos eólicos son escasos, permitir que las plantas nucleares cuenten para el cumplimiento de los objetivos del RPS y de emisiones de CO₂.

Krapels rechaza la viabilidad política y económica de una Superautopista Eléctrica de costa a costa y argumenta a favor de una serie de iniciativas de los Estados costeros que, básicamente, reducen la superautopista a un área más pequeña, complementadas con un sistema que permite que los Estados costeros exploten los recursos eólicos terrestres y marinos cercanos (ver Figura 5).



Figura 5. Integrando 200,000 MW de energía renovable en la red de los EE.UU. [26]

Este complemento costero eliminaría la necesidad de obtener energía eólica procedente del Medio Oeste para distribuirla a través de la Superautopista Eléctrica nacional propuesta [10] [25] [26].

3.6.2.2. Proyectos de Superredes en Europa/África del Norte

➤ **Airtricity: Súper Autopistas Submarinas de Energía Eólica para Europa**

Actualmente, en la agenda europea, hay dos proyectos diferentes de integración de energía eólica a gran escala, ambos basados en líneas de transporte marinas.



Figura 6. Propuesta de Airtricity sobre una Superred marina Europea [27]

El enfoque de Airtricity, un promotor y operador de energía eólica, integra grandes capacidades de eólica marina situadas a lo largo del litoral en el sistema eléctrico europeo, a través de una red submarina de líneas HVDC (ver Figura 6).

La conexión entre parques eólicos distribuidos en grandes áreas reduce su variabilidad energética. Se ha demostrado que la correlación de la producción de los parques disminuye al aumentar la distancia entre ellos, ya que los patrones eólicos tienen carácter regional y varían en largas distancias debido a la presencia de áreas de altas y bajas presiones barométricas.

El estudio argumenta que la red submarina HVDC resolvería muchas de las complejidades asociadas a conseguir un único mercado eléctrico europeo, dado que la Superred sirve como conector entre mercados nacionales; y sugiere un proyecto inicial en el Mar del Norte como el núcleo para una posterior expansión de HVDC.

Las barreras políticas e institucionales seguirán representando los mayores obstáculos para la creación de acuerdos supranacionales semejantes [10] [27].

➤ **El “Súper Anillo” de Energía Eólica en el Mar del Norte**

Un proyecto menos ambicioso y más centrado es el “Súper Anillo” de Energía Eólica del Mar del Norte. La idea es desarrollar una red de transporte interconectada en el Mar del Norte para una mejor conexión de las redes del Noroeste de Europa, el Reino Unido y Escandinavia. Esta interconexión debería facilitar la explotación de los recursos

eólicos potenciales del Mar del Norte, a la vez que permitiría reducir el problema que supone la disponibilidad intermitente de los recursos eólicos.

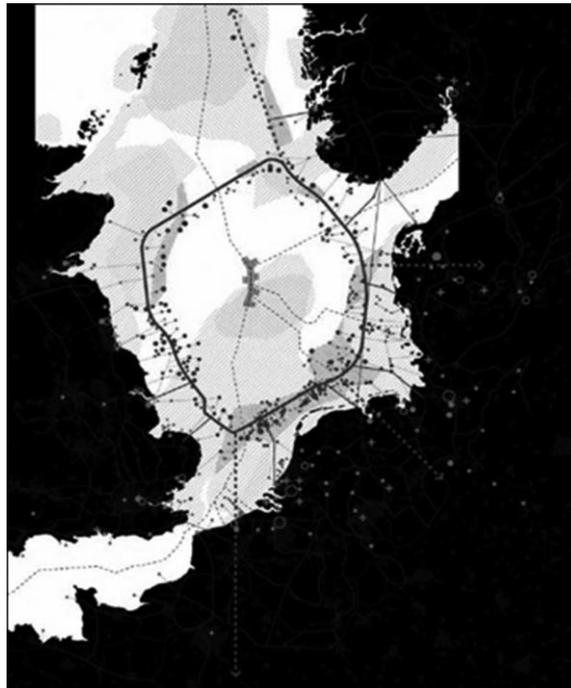


Figura 7. El Anillo de Transporte de Energía Eólica del Mar del Norte [28]

El Plan Maestro para el Mar del Norte desarrolla la estructura de un anillo de líneas HVDC que aproveche el potencial eólico al conectar dicha producción con los centros de demanda en el continente europeo y las Islas Británicas (Figura 7). Al incluir a siete países, la estructura del anillo permite una asignación flexible de la producción e integra las instalaciones de almacenamiento por bombeo de los países escandinavos. Además, los yacimientos submarinos agotados de gas y petróleo del Mar del Norte podrían servir como instalaciones de almacenamiento de energía por aire comprimido. Su estructura en malla aumenta la seguridad de abastecimiento comparada con las líneas individuales de transporte. En caso de que el Súper Anillo Energético se llevase a cabo, se estima que Europa podría alcanzar la independencia energética frente a Rusia y los países del Golfo en 2050 [10] [28].

➤ **El proyecto Desertec**

El concepto “Desertec”, un proyecto de expansión radical de la red de transporte basado en la energía solar, está siendo desarrollado conjuntamente por la Cooperación Trans-Mediterránea de Energía Renovable (TREC), una red de científicos, políticos y empresarios y la Sociedad Alemana del Club de Roma. Los estudios técnicos fueron llevados a cabo por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR, por sus siglas en alemán) y fueron financiados por el Ministerio de Medioambiente Alemán (BMU, por sus siglas en alemán).

El proyecto Desertec se centra en la generación de cerca de 2.400 TWh anuales para 2050, provenientes en su mayoría de energía termosolar, basado en las reducciones de coste para este tipo de energía. Cerca de 700 TWh de esta electricidad solar se suministrarán a la Unión Europea a través de una nueva red superpuesta de líneas HVDC. La inversión necesaria se sitúa en el mismo rango que el Plan Solar Global de

EEUU, es decir 400,000 millones de euros hasta 2050, de los cuales 45,000 millones de euros están destinados a la red superpuesta de HVDC.

Un núcleo de HVDC conecta 11 centros de producción termosolar en la región MENA (Oriente Medio y el Norte de África) con 27 centros de demanda europeos, incluyendo un corredor de exportación de la energía termosolar de Arabia Saudí a destinos tan remotos como Milán, París o incluso Londres.

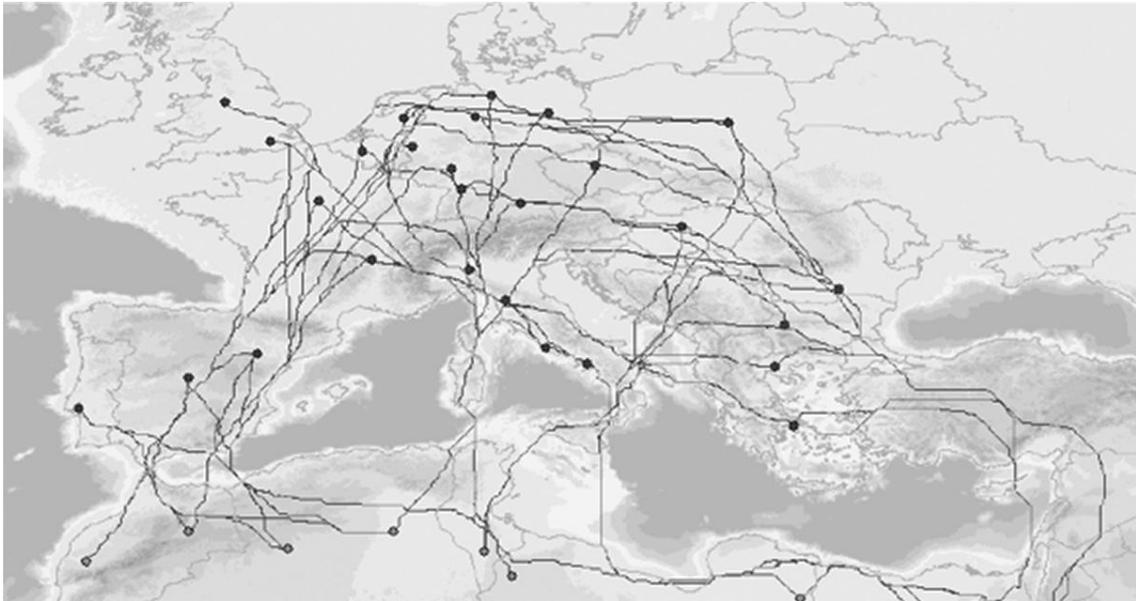


Figura 8. La red HVDC superpuesta del Proyecto Desertec [29]

La principal crítica frente a la Superred Trans-Mediterránea, se refiere al desarrollo de otros recursos energéticos renovables a gran escala. La red HVDC superpuesta que propone no tiene en cuenta el desarrollo de las energías eólica e hidroeléctrica en el Mar de Norte y Escandinavia. Así, los autores asumen que la energía solar procedente de la región MENA podrá competir con estas otras fuentes renovables en el Reino Unido y los países adyacentes al Mar del Norte. Si consideramos el potencial de otros L-RES, el diseño de la Superred (Figura 8) parece cuestionable. Además, la implementación del diseño propuesto de la red HVDC superpuesta, extendiéndose desde Arabia Saudí hasta el Reino Unido, parece difícil en términos de los obstáculos políticos e institucionales.

Como se puede ver estos proyectos de Superredes requieren que se alcance un nivel en el que tanto planificación del transporte como regulación funcionen eficazmente. No se encuentra ninguna referencia a la tecnología como un obstáculo en ninguno de los proyectos anteriores. Existe también un amplio consenso sobre el carácter crucial de los asuntos relativos a la red de transporte, mientras que la expansión del uso de las energías renovables como tal es menos difícil. Esta afirmación se mantiene incluso a pesar de que las sumas de inversión específicamente destinada a explotar las energías renovables son significativamente mayores que las inversiones en transporte [10] [29].

4. GESTIÓN DE LA DEMANDA

4.1. Concepto de Gestión de la Demanda

En nuestro país la gestión de la demanda (GDE o DSM en inglés) ha sido realmente el motor del proceso hacia la telegestión ya que la administración y el operador del sistema han visto en estas tecnologías una oportunidad inestimable para gestionar la demanda eléctrica y la eficiencia energética (Figura 9).

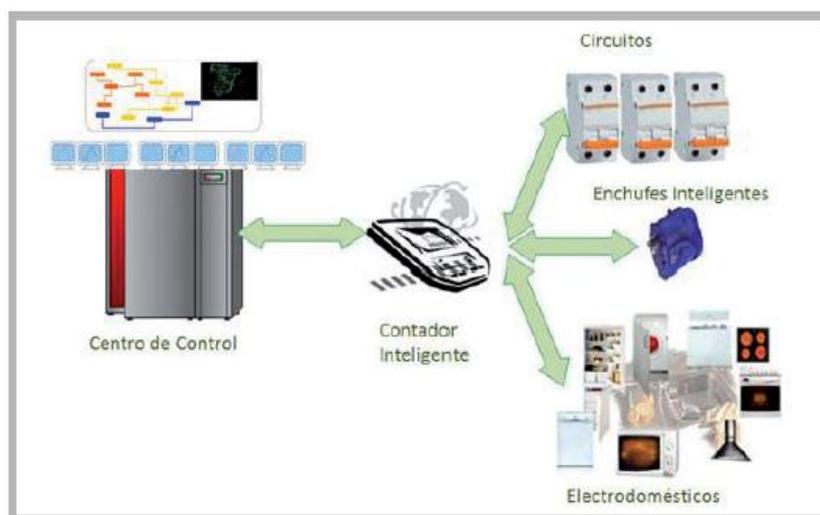


Figura 9. Esquema de GDE [30]

El éxito de estas políticas de gestión de la demanda pasa por una estrecha colaboración entre la administración pública, el operador del sistema, las compañías distribuidoras,

los fabricantes de bienes de equipos eléctricos (contadores, concentradores, módems, routers, etc.) así como los integradores tanto de hardware como de software.

La gestión de la demanda no puede ser efectiva sin la participación más o menos activa del cliente/usuario. Para ello es imprescindible que éste sea plenamente consciente de la manera en que se realiza su consumo, el precio de la energía que consume y de las opciones disponibles para su reducción, influyendo así en cuánta electricidad se usa y el momento en el que se hace.

Este hecho requiere dotar a los clientes de terminales de información así como la posibilidad de realizar órdenes de reconexión manual o de modificación de tarifas, potencia contratada, etc.

La GDE generalmente no incluye cargas interrumpibles utilizadas, por ejemplo, en una situación de emergencia para el ajuste del sistema. Se mueve generalmente por razones económicas y no es controlada por el operador del sistema ni por el gestor de la red de transporte. Puede ser utilizada por clientes industriales y residenciales y su objetivo principal es dotar de una mayor flexibilidad al consumo con el fin de reaccionar mejor a las acciones del sistema eléctrico.

La gestión de la demanda puede ayudar a equilibrar el sistema eléctrico, por ejemplo en caso de errores de previsión en la generación de energía renovable variable, pero también ofreciendo servicios complementarios como reserva rodante (conectar y desconectar aparatos eléctricos es la forma más rápida de equilibrar el sistema eléctrico en caso de una desviación de la frecuencia).

El mayor potencial de control de la demanda se encuentra en las actividades de calentamiento y refrigeración en los hogares y la industria. De hecho, los aparatos pueden operarse como dispositivos de almacenamiento térmico a corto plazo. Por ejemplo, un congelador o una instalación de almacenamiento industrial de gran volumen pueden refrigerarse varios grados más durante la mañana para evitar su funcionamiento durante las horas de menor disponibilidad de fuentes de energía renovables variables (que provocaría un precio de la electricidad elevado en un sistema eléctrico de mercado).

En cuanto a la calefacción o refrigeración de hogares, existe una cierta flexibilidad en las operaciones, siempre que la temperatura y la humedad de la sala permanezcan dentro de unos límites de confort para el ser humano. Por ejemplo, las unidades de aire acondicionado de un edificio pueden coordinarse de forma que se reduzca la demanda total de un edificio durante determinadas horas.

Estos dos ejemplos se basarían en una unidad de control central que ajustaría los sistemas de calefacción y refrigeración en consecuencia, dependiendo de las condiciones de la red. No todos los aparatos domésticos y de oficinas pueden ser operados en función de la disponibilidad de los recursos de energía renovable, pero aún así el potencial es muy alto.

	EE UU	JAPÓN	ALEMANIA
Cuota residencial del consumo total de electricidad	35% (1,124 TWh)	26.9% (252 TWh)	26.7% (130 TWh)
No controlable:^a	Porcentaje de consumo residencial:		
Kotatsu eléctrico*	-	3.8%	-
Cocina	3%	3.1%	7.9%
Aspiradora	-	2.6%	3%
Tapas de inodoros térmicas	-	3.8%	-
Electrónica	-	2.9%	-
TV, audio, video, PC	11%	1.9%	-
Televisión	-	-	5.9%
Iluminación	3%	9.4%	-
Ventiladores de hornos	9%	15.5%	7.1%
Motores	2%	-	-
Ventiladores	9%	-	-
Otros	-	11.9%	20%
Suma No controlable:	37%	54.9%	44.2%
Controlable limitado:^b	Porcentaje de consumo residencial:		
Calentador de agua de cocina	-	-	2.7%
Lavadora	1%	1%	3.6%
Secadora	6%	2.5%	2.4%
Lavavajillas	1%	0.9%	2.8%
Calefacción eléctrica nocturna	-	-	14.8%
Suma Control limitado:	8%	4.4%	26.3%
Controlable^c	Porcentaje de consumo residencial:		
Frigorífico	11%	17.2%	8.1%
Congelador	3%	-	8.8%
Calentador de agua para baño	-	-	8.8%
Calentamiento de agua	10%	-	-
Aire acondicionado	13%	23.5%	-
Calefacción eléctrica	18%	-	2.8%
Suma controlable:	55%	40.7%	28.5%
Suma control en % del consumo total	19.2%	10.9%	7.6%
Controlable más carga controlable limitada en % del consumo total	22%	12.1%	14.6%

notas

a. LO MÁS PROBABLE ES QUE LOS CONSUMIDORES NO ACEPTEN NINGÚN CONTROL DE LA DEMANDA PARA ESTOS ELECTRODOMÉSTICOS.

b. LOS CONSUMIDORES ACEPTARÁN EN ALGUNAS OCASIONES UN CONTROL DE LA DEMANDA PARA ESTOS ELECTRODOMÉSTICOS.

c. LOS CONSUMIDORES ACEPTARÁN EL CONTROL DE LA DEMANDA PARA ESTOS ELECTRODOMÉSTICOS SI LA INTERRUPCIÓN QUEDA DENTRO DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO.

*. MESA JAPONESA CON BRASERO ELÉCTRICO

fuente DISTRIBUTED RESOURCES IN A REREGULATED MARKET ENVIRONMENT, TESIS DOCTORAL, T. ACKERMANN, INSTITUTO REAL DE TECNOLOGÍA, ESTOCOLMO, SUECIA 2004.

Tabla 4. Resumen del potencial de consumo de electricidad residencial [6]

En la Tabla 4 se presenta un resumen del consumo eléctrico en el ámbito residencial en Estados Unidos, Japón y Alemania, y la cuota de dicho consumo que podría controlarse. Ésta oscila entre el 28,5% y el 55% de la capacidad instalada, lo que representa entre un 7,6% y un 19,2% del consumo total. La enorme diferencia entre países se debe a diferentes efectos locales. Por ejemplo, en Japón la calefacción eléctrica no es tan corriente como en Estados Unidos o en Alemania [6].

Existen nuevos desarrollos tecnológicos y herramientas de operación para afrontar el cambio que va a suponer la integración de la generación distribuida y de la Red Inteligente. Se pretende tener una capacidad real de gestión activa de la demanda mediante la reducción de la demanda punta y el incremento de la demanda valle, con el fin de allanar la curva de demanda (Figura 10), y para ello se están introduciendo nuevos elementos en la red de transporte:

- FACTs (Sistemas Flexibles de Transporte por Corriente Alterna) y WAMs (Multilateración de Área Amplia).
- Cables de corriente continua y superconductores.

Así como nuevas tecnologías de almacenamiento de energía, como los coches eléctricos y la futura tecnología V2G (vehicle to grid), además de sistemas de almacenamiento con

capacidad de proveer regulación primaria, para compensar la falta de provisión de regulación primaria de la eólica, que implicaría vertido de energía primaria [5].

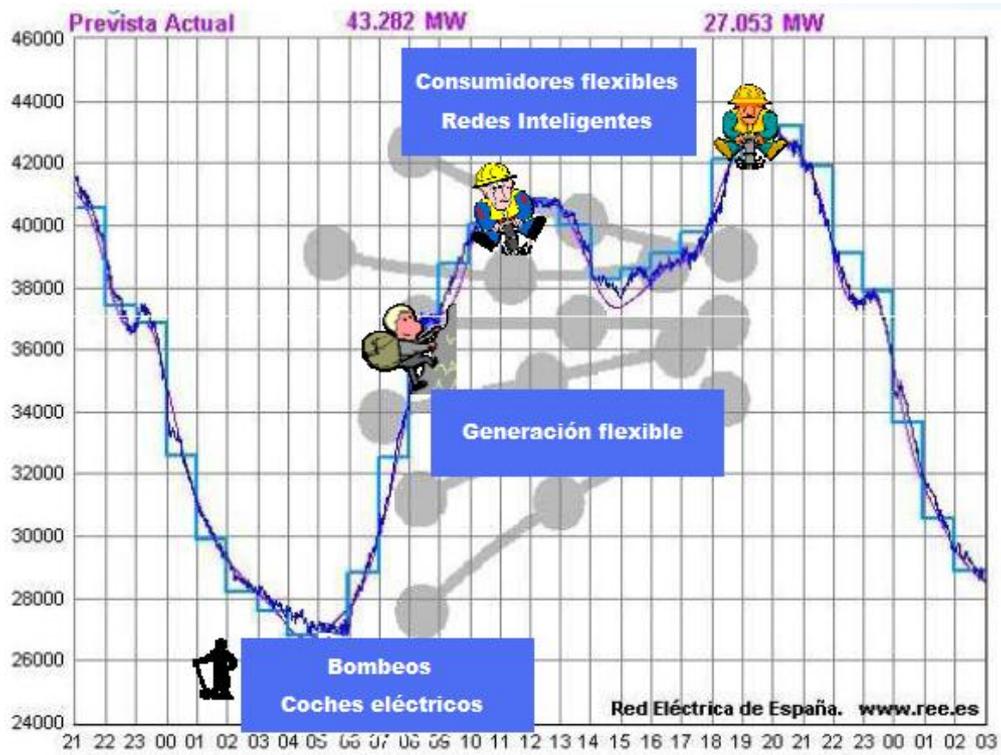


Figura 10. Curva de demanda tipo [5]

4.2. Clasificación de medidas de Gestión de la Demanda

Se puede realizar gestión de la demanda llevando a cabo las siguientes medidas:

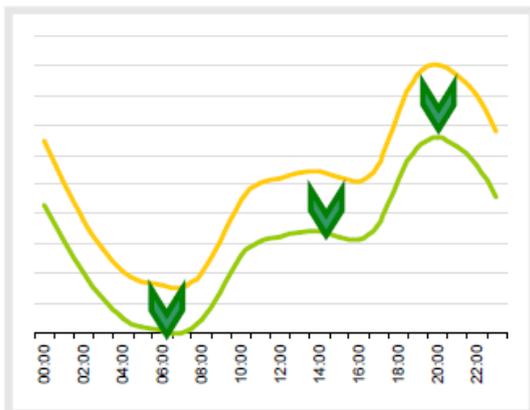


Figura 11 [5]

Reducción del consumo.

Herramientas:

- Mejoras en la eficiencia de equipos y procesos.
- Concienciación sobre el ahorro energético.

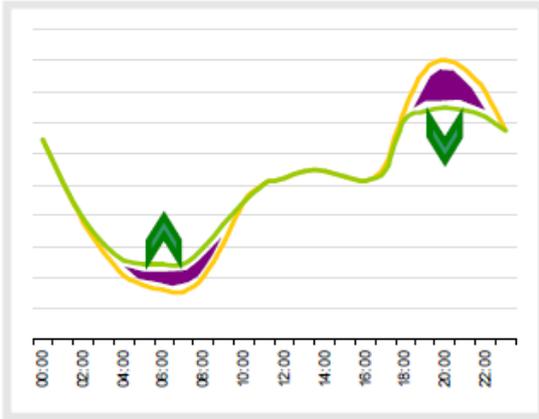


Figura 12 [5]

Desplazamiento del consumo de la punta al valle.

Herramientas:

- Discriminación horaria.
- Participación activa de la demanda en los mercados.

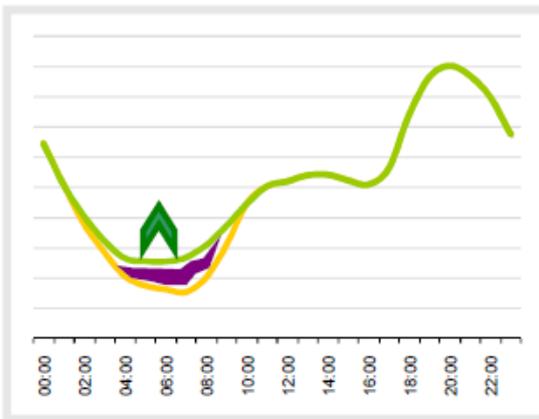


Figura 13 [5]

Llenado de valles.

Herramientas:

- Bombeo.
- Tecnologías futuras de almacenamiento.
- Vehículos eléctricos.

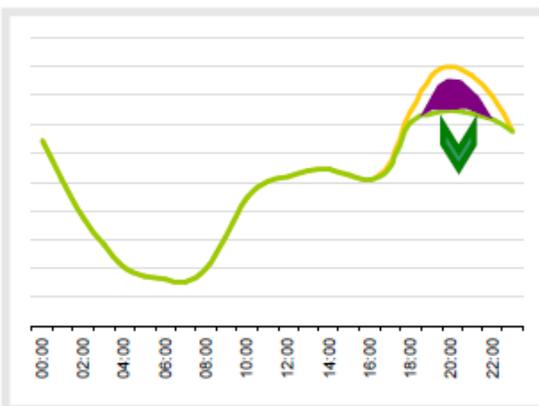


Figura 14 [5]

Reducción del consumo en las horas punta del Sistema.

Herramientas:

- Servicio de interrumpibilidad.
- Gestión automática de cargas.

La gestión de la demanda será muy importante de cara a la próxima integración de vehículos eléctricos a gran escala en el sistema. La curva de demanda variará de forma muy notable según las preferencias de carga de estos vehículos (horas de punta o valle, tiempo y gestión de la recarga). Así, vemos las siguientes opciones:

- Recarga de 20 minutos al volver a casa (punta de invierno) sin gestión inteligente:

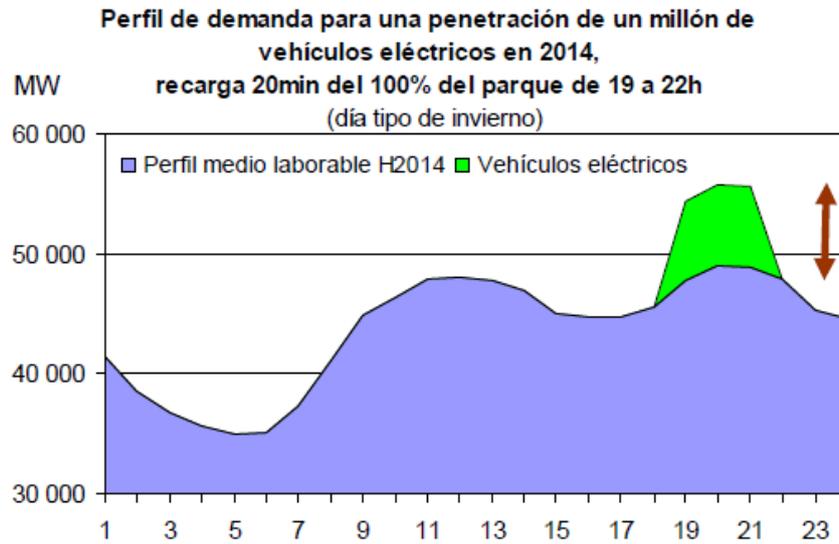


Figura 15 [5]

Se incrementa la punta aproximadamente 7,000 MW, por lo tanto, es necesario un mayor sobredimensionamiento del sistema, tanto de generación como de la red de Transporte y por lo tanto aumenta la ineficiencia de este.

- Recarga de 4 horas (doméstica) en valle, sin gestión inteligente:

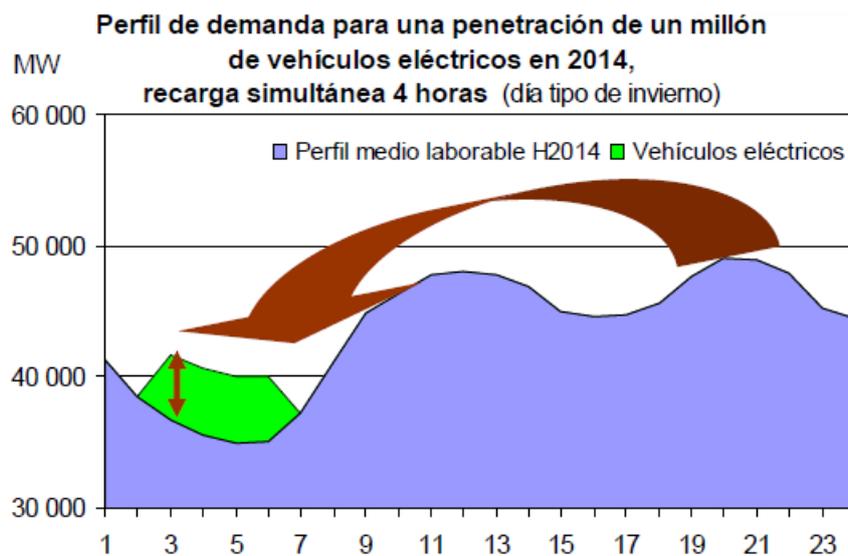


Figura 16 [5]

Se produce igualmente un salto brusco en la demanda de 5,000 MW aproximadamente, por lo que aparecen inestabilidades en el sistema y su operación es más compleja. Como ventaja aparece la mayor integración de energías renovables y que aumenta la eficiencia del sistema.

- Recarga en valle, con gestión inteligente:

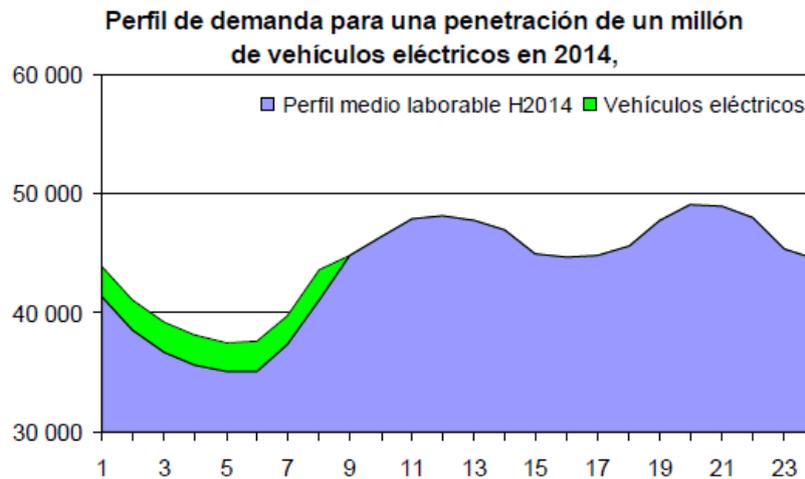


Figura 17 [5]

Sin duda es la mejor de las alternativas ya que se aplanan las curvas de carga, desapareciendo los saltos bruscos, lo que conlleva una mayor eficiencia y rentabilidad de la generación convencional, mayor integración de renovables y operación sin inestabilidades para integraciones limitadas de vehículos eléctricos.

5. PROYECTOS DE REDES INTELIGENTES, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y GESTIÓN DE LA DEMANDA

5.1. Proyectos en España

CENIT ENERGOS - Tecnologías para la Gestión Automatizada e Inteligente de las Redes de Distribución Energética del Futuro



El proyecto CENIT EnergOS está financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación (MICINN) dentro la convocatoria 5 del programa CENIT - INGENIO 2010 gestionado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI). El objetivo del Proyecto CENIT ENERGOS, es el desarrollo de conocimientos y tecnologías que permitan avanzar en la implantación de las Redes Inteligentes.

Gas Natural Fenosa e Indra lideran un proyecto de investigación sobre Redes Inteligentes que permitirá tecnificar redes de distribución eléctrica y gasística y que cuenta con un presupuesto global de más de 24 millones de euros.

Los principales objetivos se centran en:

- Estudios de adquisición y tratamiento de información en tiempo real.
- Desarrollo de una herramienta que permita predecir y simular el comportamiento de la red frente a diferentes escenarios de demanda y generación.

Cuenta con la participación de empresas punteras como Brainstorm, ZIV, Diagnostika, ProDevelop, Answare, Sistemas Avanzados de Control, además de centros de investigación como la Universidad Politécnica de Valencia, la Politécnica de Madrid, la

Universidad Carlos III de Madrid, Robotiker, la Universidad de la Coruña, la de Valencia, la de Valladolid, etc.

El proyecto comenzó en enero de 2010 y tiene prevista su finalización en diciembre de 2012 [31] [32].

CENIT GAD: Gestión Activa de la Demanda



Proyecto liderado por Iberdrola y financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Ciencia e Innovación de España. Contempla una inversión de 23 millones de euros.

Los principales objetivos de este proyecto son los siguientes:

- Investigación y Desarrollo de herramientas para la optimización del consumo eléctrico en los hogares, reduciendo el coste final de la factura y el impacto ambiental.
- Investigación y Desarrollo de dispositivos para ofrecer al consumidor información sobre el precio y el origen de la energía.
- Investigación en la optimización del uso de las infraestructuras eléctricas, mejorando la calidad de suministro y facilitando una mayor integración de energías renovables.

Se espera una duración del proyecto de 4 años desde 2009 [30].

- **Paquete de Trabajo 1. Análisis de escenarios.**

Análisis de las curvas de consumo y el ciclo de trabajo de las cargas, del perfil de los clientes y caracterización de las redes de forma temporal, geográfica y sectorial.

Una de las principales conclusiones extraídas hasta el momento en el proyecto, es el creciente protagonismo que adquiere el usuario, y su comportamiento, en la gestión del mercado eléctrico. Hasta el momento, a estos efectos, la demanda doméstica, se predice, en función de una serie de parámetros (laboralidad, meteorología...), pero se considera una consigna a seguir. Mediante la gestión activa, la demanda, pasa a ser una variable más para optimizar la gestión del sistema.

- **Paquete de Trabajo 2. Estructura Tarifaria/Legislativa.**

Análisis de las tarifas según los servicios que los clientes contraten con la comercializadora, en función del grado de implicación del cliente (por ejemplo, disposición o no a reducción de potencia n veces al año, existencia o no de electrodomésticos inteligentes en el hogar, número de líneas gestionables, número de enchufes inteligentes instalados, flexibilidad, etc.). También se realizará un análisis de la legislación, contribuyendo a la reflexión destinada a configurar un esquema regulatorio que permita explotar al máximo las ventajas de la Gestión Activa de la Demanda para el sistema eléctrico español.

- **Paquete de Trabajo 3. Algoritmos para la Gestión Activa de la Demanda.**

Cada uno de los agentes implicados en el proyecto, tiene asociado un sistema inteligente en su centro de control, capaz de analizar la información y emprender acciones para optimizar la operación.

Para ello, se crean cuatro tipos de algoritmos:

1. Algoritmo de gestión de cargas

Este algoritmo es el encargado de desarrollar las estrategias de gestión de las cargas domésticas teniendo en cuenta las señales enviadas por las distribuidoras/comercializadoras (tarifas eléctricas dinámicas, limitación de potencia dinámica) y los requerimientos del usuario doméstico (prioridades de operación).

Algoritmo de gestión de clientes (el cual desglosa a su vez en tantos algoritmos como operadores involucrados):

2. Algoritmos del comercializador

Algoritmo de generación de población y de simulación de consumos

El algoritmo de generación de población tiene como objetivo generar un conjunto de clientes “artificiales”, cada uno definido por una serie de características que se han considerado significativas (provincia, tipo de hábitat, contrato, etc.). Una vez se dispone del conjunto de clientes, se define un algoritmo que permita emular el consumo de cada uno de los clientes y se obtiene un histórico de consumos horarios para cada uno de los clientes que cubre todo el periodo consultado o requerido.

El algoritmo de simulación de consumos trabaja con los valores estadísticos reales relativos a la población española, como son la media y la varianza. Estos dos parámetros se adaptan para cada cliente en función de sus propias características y de parámetros relativos al entorno (temperatura y calendario).

Algoritmo de segmentación de la población

El algoritmo de segmentación se usa para catalogar a los clientes basándose en el histórico de sus hábitos de consumo. Su ejecución permite diferenciar grupos de clientes, llamados segmentos, que consumen siguiendo pautas similares.

Algoritmo de generación de grupos

Algoritmo que genera grupos de clientes en base, aparte de la segmentación, a su coincidencia en otros factores como la provincia y las tarifas de acceso que el cliente ha contratado previamente. Así, todos los clientes de un mismo grupo recibirán las mismas ofertas o precios.

Algoritmo de generación de precios

En GAD se ha apostada por dos tipos de tarifas que ya han sido aplicadas en otros países. Éstas se consideran instrumentos económicos capaces de modificar los hábitos de consumo de los clientes residenciales para poder aplanar la curva de demanda eléctrica, así como evitar situaciones de saturación de la red. Las tarifas en cuestión son las conocidas como Real Time Pricing Day Ahead (Precio en Tiempo Real del día siguiente, RTP), y la Time of Use (Tiempo de Uso, TOU)

3. Algoritmos del operador de distribución

Algoritmo de generación de órdenes de actuación

El algoritmo de generación de órdenes de actuación permite que el operador de distribución ejecute, de manera óptima, órdenes de actuación a los clientes suscritos a

contratos de interrumpibilidad y de limitación de potencia para convertir la curva base en la curva objetivo ajustando las reducciones que puede aplicar a los clientes a través de un algoritmo matemático de optimización por mínimos cuadrados.

4. Algoritmo del operador del sistema

Algoritmo de previsión de la demanda

El algoritmo de predicción de la demanda tiene como objetivo llevar a cabo predicciones de demanda en un alcance tanto a corto, en operación, como a largo plazo, en planificación.

Y por último se lleva a cabo la *Simulación de algoritmos*, mediante pruebas realizadas para comprobar la validez de éstos, tanto en su ejecución independiente como en un entorno en el que todos los agentes del sistema (operador de sistema, operador de distribución, comercializador y cliente) están interconectados remotamente. El objetivo de esta tarea consiste en que las acciones generadas por un agente lleguen correctamente al destinatario final y sean ejecutadas por éste.

- **Paquete de Trabajo 4. Medida y Gestión de Cargas**

En este paquete de trabajo se desarrolla un contador, sujeto a la normativa vigente, que presenta funciones como la telemedida, la parametrización del propio equipo, la función de pasarela, la capacidad de ejecución de los comandos GAD definidos para control de cargas, etc. Así como un controlador de cargas, que, teniendo en cuenta las prioridades del usuario, es capaz de diferir potencia de los períodos punta a los períodos valle, considerando el precio de la energía en cada momento, y minimizando con ello el coste de la factura eléctrica con el fin de maximizar el nivel de confort del usuario.

- **Paquete de Trabajo 5. Comunicaciones**

Las comunicaciones entre los distintos actores (operador de sistemas, comercializadora, operador de distribución) se llevarán a cabo a través de VPN (redes privadas virtuales) existentes basadas en IP. Las comunicaciones con el resto de nodos de la red de comunicación se realizarán a través de diferentes tecnologías como PLC MT, PLC BT o tecnologías inalámbricas.

El segmento crítico de la red de comunicaciones se localiza en el tramo correspondiente a baja tensión, en la que se deberá gestionar una gran cantidad de clientes en diversos emplazamientos, para lo cual se hará uso de la tecnología PLC BT (aprovechando sinergias con proyecto PRIME), para crear una red que dé cobertura a todos los clientes. Mientras, las comunicaciones con el centro de transformación se realizarán con un esquema maestro-esclavo.

- **Paquete de Trabajo 6. Entorno experimental de pruebas**

Realización de la implementación práctica de un entorno de pruebas que permita validar los resultados previos.

- **Paquete de Trabajo 7. Análisis de resultados**

Este paquete abordará el análisis de los resultados y realizará las consecuentes recomendaciones, tanto a nivel regulatorio, como los próximos pasos técnicos, identificados, para la comercialización del sistema.

CENIT VERDE



El Proyecto V.E.R.D.E. tiene por finalidad investigar y generar conocimiento en los temas clave necesarios para la fabricación y comercialización de vehículos ecológicos en España, lo que permitiría:

- Reducir la dependencia energética del petróleo de nuestro país.
- Reducir las emisiones de CO2 en el sector del transporte y favorecer la penetración de las energías renovables.
- Garantizar el futuro del sector industrial y del I+D de la automoción en España.

Está subvencionado por el Ministerio de Ciencia e Innovación dentro del Programa CENIT (Consortios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica) a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI).

El Proyecto VERDE está liderado por el Centro Técnico de Seat y coordinado administrativa, técnica y científicamente por CTM Centre Tecnològic, donde participan 16 empresas del sector de automoción, infraestructura y energía, tales como, AIA, Cegasa, Circutor, Cobra, Endesa, Ficosa, Green Power, Iberdrola, Infranor, Lear, Mapro, Red Eléctrica España, Siemens, Rovalma y Tècnicas Reunidas.

Además participan 13 centros entre Universidades y Organismos Públicos de Investigación, entre ellos la Universidad Carlos III de Madrid.

Se desarrolla en un total de 6 comunidades autónomas: Andalucía, Aragón, Catalunya, Madrid, País Vasco y Comunidad Valenciana y su presupuesto total es de 34 millones de euros [33].

DENISE- Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente



Proyecto financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI), dentro del subprograma CENIT (Consortios Estratégicos Nacionales en Investigación Técnica) con el apoyo del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en 2007. El proyecto se lleva a cabo por un consorcio de empresas y organismos de investigación liderados por ENDESA. Su duración será de cuatro años, con un presupuesto cercano a los 30 millones de euros, que buscando sentar las bases de la red de distribución eléctrica inteligente, segura y eficiente del futuro.

El objetivo principal del proyecto es dar respuesta a dos problemas a los que se enfrenta la empresa suministradora actualmente:

- La dificultad de las redes de distribución para dar soporte a la creciente demanda energética.
- Conseguir enlazar los servicios TIC con los servicios tradicionales del suministro eléctrico.

DENISE se estructura como una iniciativa I+D+I que cubre la problemática de la renovación de las redes de distribución en todos sus aspectos, y que pretende posicionar

al sector de la distribución eléctrica española y a la industria proveedora del mismo como referentes en este campo.

Se rompe con el concepto actual de la red distribución, que deja de ser un medio pasivo de transmisión de la energía para convertirse en un elemento inteligente y activo, que toma decisiones autónomas y comunica a todos los agentes implicados.

DENISE, a través de su Plataforma de Integración Universal (PLATINUN), plantea la utilización de estándares y protocolos emergentes en el sector que puedan entender todos los agentes de la red, de manera que la interoperabilidad se mejore sensiblemente. Esta misma estructura tecnológica es la que permitirá la integración masiva de la Generación Distribuida. DENISE prevé el estudio y posterior implementación de un sistema de gestión de la oferta distribuida que permita que esta fuente alternativa de energía se convierta en un elemento estabilizador de la red.

Por último, a través de PLATINUN y de los nuevos dispositivos de inteligencia física, el cliente final dejará de ser un agente pasivo para convertirse en un elemento más de la red en el que tendrá la capacidad de tomar decisiones acerca de su perfil de demanda en tiempo real, vender sus excedentes energéticos del equipo de GD y contestar a las señales de precio dinámicas que marca su comercializador.

Durante la ejecución del proyecto, se ha desarrollado un sistema domótico para la monitorización y control del consumo energético en viviendas. En concreto, se ha trabajado en la implementación de una pasarela residencial que, en contacto con la empresa suministradora de energía, realiza funciones de control y monitorización de la vivienda así como de eficiencia energética y gestión activa de la demanda. La pasarela desarrollada posee un display táctil de control desde donde se realizan las tareas de configuración de la red doméstica. Además, para la monitorización y el control de los distintos elementos de la vivienda se utiliza el protocolo X10 sobre PLC, evitando de este modo la instalación de una nueva infraestructura para el control domótico.

Beneficios en el sector energético:

- Mejora de la calidad de servicio: calidad de onda, continuidad de servicio y generación de nuevos Servicios de Valor Añadido (SVA).
- Aumento de la interoperabilidad entre diferentes centros de control, subestaciones, centros de transformación, etc. Lo que redundará en una mejor monitorización y un mayor control de la red.
- Flexibilización de la demanda, que responde y se ve influida por los movimientos del comercializador. Esto permite:
 - Tener más herramientas para la predicción de la demanda a corto y largo plazo.
 - Mayor capacidad de maniobra en caso de incidencia (reposición del suministro).
 - Ajuste más fino entre la oferta y la demanda. Aplanamiento de la curva de demanda
- Mejora de la eficiencia global de la red con un mayor control y minimización de la energía reactiva y con la reducción de las pérdidas de transporte al acercar la GD la fuente al consumidor final.

La implementación de los resultados de este proyecto en la red eléctrica española será una herramienta importante para la consecución de las políticas medioambientales del país (moderación del consumo, reducción de las pérdidas, integración masiva de la generación distribuida, etc.) [34] [35].

DER - IREC 22@MICROGRID

En este proyecto se ha formado un consorcio de empresas y centros de investigación para conjuntamente experimentar sobre el campo de las Microrredes.

Este núcleo cooperativo está formado por las empresas GTD Sistemas de Información (líder del proyecto), Circutor, Cinergia y Endesa Distribución Eléctrica, con la participación de los agentes de investigación, Barcelona Digital Centre Tecnològic, Centro de Innovación Tecnológica CITCEA-UPC y el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC).

Los objetivos generales del proyecto son los siguientes:

- Crear la plataforma de experimentación DER – IREC 22@MICROGRID que proporcione datos experimentales a los diferentes agentes del sector.
- Identificar y superar las barreras tecnológicas que frenan la adopción del nuevo paradigma de los recursos energéticos distribuidos representados por las Microrredes.
- Considerar y prever el impacto que tendrá el vehículo eléctrico en el nuevo modelo energético y en las Microrredes que lo harán posible.
- Analizar nuevos modelos de gestión de la energía que tengan en cuenta la interacción entre las Microrredes y la red de distribución energética.
- Visionar nuevos productos y servicios resultantes del cambio de paradigma que se producirá en los próximos años en el sector eléctrico.

Los retos de Investigación y Desarrollo del proyecto:

- Optimización de la gestión de la Microrred según criterios tanto económicos como técnicos.
- Algoritmos para la optimización de la interrelación entre el mix de renovables y la carga del vehículo eléctrico.
- Algoritmos para el intercambio de energía entre la Microrred y la red de distribución basados en simulación de señales de precio.
- Sistemas de comunicaciones para la Microrred: virtualización de los dispositivos y mejoras sobre los protocolos actuales.
- Tecnologías que permitan hacer escalable el modelo DER. Tecnologías aplicables a redes más grandes o a “N” redes iguales.
- Nuevos estándares para permitir la interoperabilidad de los equipos de diferentes fabricantes en la Microrred.
- Afectación del entorno en la operación de la Microrred: caracterización del impacto de las condiciones ambientales.

El entorno experimental en el que se lleva a cabo el proyecto:

Microrred eléctrica de demanda inferior a 100 kW conectada a la red de distribución en baja tensión, ubicada en el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC), y que incorporará los siguientes componentes:

- Fuentes de generación renovables.
- Equipos de almacenaje BT.
- Electrónica de potencia.
- Puntos de conexión de vehículos eléctricos.
- AMI – Medición Inteligente.
- Demanda activa y pasiva.
- Conexión a la red de distribución.

Se desarrollarán una serie de emuladores para poder experimentar los retos planteados en el proyecto, pudiendo emular el funcionamiento de una planta fotovoltaica, eólica y de ciclo combinado. Asimismo también se podrá emular el comportamiento de sistemas de almacenaje y del vehículo eléctrico como carga muy particular, ya que puede consumir (G2V) o generar (V2G).

Gracias a estos emuladores se podrán estudiar los distintos comportamientos de la Microrred con escenarios basados en las situaciones típicas reales (condiciones solares y eólicas tipificadas), como en las atípicas (situaciones extremas climatológicas y de coincidencia de demanda) que podamos plantear.

De ahí se podrá poner a prueba toda la inteligencia desarrollada para el control de la Microrred, así como las nuevas necesidades a nivel de sistemas inteligentes de medida y gestión de la potencia.

Los principales resultados esperados son:

- Prototipo de portal cliente para la gestión de la demanda.
- Prototipo de nodo inteligente dentro del concepto de Red Inteligente.
- Prototipo de control central de la Microrred.
- Prototipo de punto de carga inteligente de vehículo eléctrico.
- Procedimientos que maximicen la eficiencia de la Microrred.
- Procedimientos para potenciar el uso de energía verde.
- Algoritmos para optimizar la carga del vehículo eléctrico.
- Algoritmos para optimizar el proceso de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento.
- Definición de nuevos productos y servicios asociados al nuevo modelo distribuido Microrred – Red de Distribución.

El proyecto comenzó en 2009 y se prevé su finalización en 2011, con un presupuesto total de 1,5 millones de Euros [36] [37].

Redes 2025: Desarrollo de soluciones Tecnológicas para la Red eléctrica Española del 2025



Este proyecto cuenta con un presupuesto de casi 40 millones de euros y un horizonte temporal de cuatro años (2009-2012).

Ha sido financiado parcialmente por el Ministerio de Ciencia e Innovación y cofinanciado con fondos FEDER como Proyecto Singular y Estratégico.

Constituye la primera iniciativa de I+D+I, impulsada por la Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas, FUTURED, y representa un hito importante como iniciativa conjunta y aglutinadora del sector eléctrico español en materia de I+D+I.

El Proyecto está liderado por Red Eléctrica de España, Endesa, Gas Natural Fenosa, HC Energía e Iberdrola, correspondiendo la coordinación general a TecNALIA.

Participan también en el proyecto 25 empresas fabricantes de equipos e ingenierías, 6 Centros Tecnológicos e institutos de investigación, y 9 Universidades y Organismos públicos de investigación, formando un consorcio de 45 socios.

En este contexto, el Proyecto Singular Estratégico Redes 2025 tiene como objetivo principal, el diseñar, especificar y desarrollar soluciones tecnológicas que posibiliten el hacer realidad la red eléctrica del año 2025, abordando, por una parte aplicaciones basadas en electrónica de potencia, almacenamiento de energía, y superconductividad y por otra herramientas para la integración en la red de recursos energéticos distribuidos y la gestión de la información en la red eléctrica del futuro, una red capaz de satisfacer y garantizar el suministro de las nuevas necesidades eléctricas de todos los usuarios de una forma eficiente fiable y sostenible.

Como objetivos específicos están los siguientes:

- Diseñar e implementar un entorno de simulación sobre el que investigar a nivel teórico diversos escenarios de redes eléctricas en varios horizontes temporales.
- Desarrollar herramientas y soluciones técnicas para la operación, control, mantenimiento y medida para redes eléctricas, considerando la evolución de las redes actuales hacia las redes del futuro, en escenarios por ejemplo de integración de energías renovables y generación distribuida, almacenamiento de energía, etc.
- Identificar los requisitos que deberán cumplir tanto los equipos como las herramientas mencionadas, desde el punto de vista de integración física en las redes eléctricas y de su controlabilidad, y desde los sistemas de gestión para su funcionamiento correcto ante las distintas condiciones de operación.
- Proponer y desarrollar equipos, sistemas y soluciones a partir de los requisitos y necesidades detectadas.
- Implantar y evaluar tecnologías emergentes para aplicación en redes eléctricas, específicamente sistemas de almacenamiento, soluciones basadas en TIC, electrónica de potencia, aplicaciones con superconductores, etc., como alternativa a las tradicionales ya probadas.
- Analizar las condiciones de mercado y marcos regulatorios adecuados, que permitirán la realización de este tipo de soluciones.
- Analizar y cuantificar el impacto y los beneficios socioeconómicos y medioambientales obtenidos de la aplicación a gran escala de los escenarios y tecnologías probadas: mejora de la calidad de suministro, aumento de la eficiencia general del sistema, reducción de pérdidas, reducción de costes de inversión en redes, etc.
- Realizar la difusión de las experiencias obtenidas del proyecto tanto de forma continua como mediante la participación en los foros oportunos a nivel nacional.

En general, el logro de los objetivos del proyecto producirá beneficios en toda la cadena de valor del sector eléctrico:

- Beneficios para usuarios y consumidores de energía eléctrica.

Los consumidores podrán acceder a más servicios y opciones, como el acceso a precios en tiempo real, de valor añadido; esto les permitirá escoger mucho mejor sus compraventas de energía. Ello repercutirá en beneficios económicos tanto para los consumidores como para la sociedad en general.

- Beneficios para el regulador y agencias oficiales.

Además del impacto positivo en el resto de agentes, se mejorará la eficiencia del sector eléctrico en general, lo que conlleva la necesaria participación e implicación tanto del regulador como de las agencias gubernamentales.

- Beneficios para los operadores de redes eléctricas.

Podrán realizar una gestión de la red más efectiva, dado que podrán contar con la respuesta activa de los recursos proporcionada por los propios consumidores, tanto en generación como en demanda. Este beneficio aumentaría los niveles de fiabilidad y de calidad de las redes, así como su rendimiento económico y un aumento de la seguridad de sus operarios.

- Beneficios para comercializadores y agregadores.

La experimentación e implantación con nuevos escenarios de red, facilitará las posibilidades de realización de transacciones de energía eléctrica en toda España. Los agentes que compran y venden energía o comercializadores podrán acceder a más mercados de energía y operación, posibilitando nuevas oportunidades de negocio.

- Beneficios para empresas de suministro de energía.

Estas empresas se beneficiarían de un mejor aprovechamiento de sus recursos para cubrir las necesidades de sus clientes; por tanto, sus beneficios en la compra de la energía requerida aumentarían. Para poder disfrutar de estos beneficios, deben diseñarse nuevos productos y servicios ajustados a las necesidades de los clientes. Esto implicará la implantación de sistemas informáticos adecuados.

- Beneficios para los generadores de energía.

Como resultado de su integración en redes eléctricas más complejas, los generadores podrán ampliar su gama de productos (de producción de electricidad centralizada) con la utilización de otros recursos energéticos distribuidos.

- Beneficios para suministradores de productos tecnológicos.

En el despliegue de las nuevas redes los fabricantes de equipos se beneficiarán de la venta de nuevos productos tecnológicos capaces de garantizar la integración de todos los recursos energéticos centralizados y distribuidos a través de redes de “libre acceso”, basadas en las infraestructuras ya existentes y en la instalación de nuevos elementos.

- Beneficios para los Investigadores.

Se propiciará una cooperación mucho más cercana e intensa entre universidades, centros de investigación y el resto de actores (empresas de energía, transportistas y distribuidores, reguladores, agregadores, fabricantes de equipos, etc.) no sólo en la investigación para el desarrollo de nuevas tecnologías sino para su difusión en los foros adecuados.

El proyecto se divide a su vez en seis subproyectos:

1. Aplicación de la electrónica de potencia para el control de la red

El objetivo técnico general de este subproyecto es incrementar la capacidad de control sobre el sistema eléctrico español a través de la implantación de tecnología FACTS (Sistemas de Transmisión Flexible AC), HVDC (DC de Alto Voltaje) clásica y HVDC-VSC (instalaciones de alta tensión en corriente continua usando convertidores electrónicos en fuente de tensión), así como el desarrollo de los mecanismos de

coordinación necesarios de los dispositivos electrónicos implantados en la red del futuro.

Este subproyecto está liderado por Red Eléctrica de España.

2. Integración óptima de recursos energéticos distribuidos

El objetivo es el desarrollo de los modelos y las tecnologías que permitan operar la red de distribución de forma dinámica y óptima, integrando en el control de la red la GD, la demanda y las unidades de almacenamiento.

Este subproyecto está liderado por Gas Natural Fenosa Distribución.

3. Almacenamiento de energía eléctrica

El objetivo principal de este subproyecto es investigar y desarrollar una tecnología fiable y económicamente competitiva de baterías de flujo redox para uso industrial y comercial, aplicable a las redes eléctricas de media y baja tensión para almacenamiento de alta capacidad de electricidad. No se descarta que el equipo final pueda combinar también el empleo de supercondensadores para la respuesta ante transitorios. Esta posibilidad se valora durante la fase inicial del subproyecto, en la que se estudia el mercado de la tecnología.

Subproyecto liderado por HC Distribución.

4. Nuevas aplicaciones en red basadas en materiales superconductores.

El objetivo principal del subproyecto se centra en investigar y desarrollar sistemas superconductores que permitan evolucionar hacia redes eléctricas más eficientes, seguras y de mayor calidad de suministro, basándose en las aplicaciones de más probable utilización en sus diferentes opciones y cercanas a las posibilidades industriales.

Subproyecto liderado por Endesa Network Factory.

5. Gestión de la información en las redes inteligentes.

El subproyecto plantea como objetivo principal una serie de actuaciones encaminadas a hacer que el flujo y tratamiento de la información en las Redes Inteligentes del futuro sea ágil, seguro y orientado a la explotación eficaz de la misma. Esta información debe ser accesible para las aplicaciones actuales, y a su vez debe evolucionar hacia nuevas aplicaciones.

6. Oficina técnica y difusión.

Proyecto liderado por Labein Tecnalia.

Todos los subproyectos tenían previsto su inicio en la segunda mitad de 2009 y la conclusión en diciembre de 2012. No obstante el arranque del subproyecto 4 se ha aplazado temporalmente [38].

SMART CITY



SmartCity se convertirá en un referente mundial en el desarrollo de tecnologías energéticas de vanguardia, compartiendo protagonismo con otras iniciativas ya operativas en Dinamarca, Estocolmo, Dubai, Malta, Ohio y Colorado. El proyecto se enmarca dentro del Plan 20-20-20, diseñado por la UE, que establece objetivos para el año 2020 de aumento de la eficiencia energética en un 20%, reducción de las emisiones

de CO2 en un 20% y aumento de las fuentes de energía renovables hasta un 20% en el mix energético.

Aunque existen otras iniciativas a nivel mundial, SmartCity Málaga es el único proyecto en el que se trabaja en todas las áreas relacionadas con las redes de media y baja tensión.

Este proyecto está impulsado por un grupo de once empresas y liderado por Endesa y el presupuesto previsto es de 31 millones de euros. Comenzó en Málaga, concretamente en la zona de la Playa de la Misericordia en 2009 y se beneficiarán 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11.000 clientes domésticos durante cuatro años.

Se ha elegido el Paseo Marítimo de Málaga para llevar a cabo el proyecto debido a los siguientes motivos:

- Generación existente en MT y BT.
- Automatización de la red de MT Existente.
- Clientes significativos para aplicación de Gestión Activa de la Demanda.
- Aparcamiento exterior a lo largo de todo el paseo marítimo.
- Zona en expansión residencial de Málaga capital.
- Posibilidad de incorporar otras iniciativas locales como el Proyecto Smart House, G4V o Green Emotion.

Smartcity ha sido el escenario para el arranque de la instalación masiva de los primeros telecontadores inteligentes en España. Tendrá carácter demostrativo, con tecnología funcionando en campo y presencia importante del cliente final.

Las fuentes de energía renovable se integrarán de forma óptima en la red, acercando la generación al consumo a través de la instalación de paneles fotovoltaicos en edificios públicos, el uso de la microgeneración eléctrica en algunos hoteles o instalación de sistemas microeólicos en la zona. Existirán sistemas de almacenamiento energético en baterías, de manera que parte de la energía podrá ser consumida después en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Se potenciará también el uso de coches eléctricos, con la instalación de postes de recarga y el envío de una pequeña flota de vehículos. Pero, sobre todo, se busca hacer partícipe en todo el proceso al usuario final.

Todos los clientes que participarán en el proyecto contarán con los nuevos contadores inteligentes para facilitar un consumo más sostenible. Además, la instalación de sistemas inteligentes y de sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol permitirá actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución, haciendo posible una nueva gestión de la energía y potenciando la calidad del servicio. Después, se recogerán los datos de consumo y de eficiencia para extraer conclusiones y exportar la experiencia a nuevas zonas urbanas, de manera que se pueda ir cambiando el modelo energético actual hacia un modelo más sostenible.

El objetivo es conseguir un ahorro energético del 20%, así como la reducción de emisiones en más de 6.000 toneladas de CO2 al año en la zona del proyecto [39] [40] [41].

Proyecto SMARTIE

Un grupo de ingenieros de la Universidad de Sevilla liderados por el profesor Antonio Gómez Expósito ha ideado un sistema inteligente capaz de optimizar el funcionamiento de las redes de distribución de media tensión, mejorando la calidad del suministro e integrando la GD mediante enlaces asíncronos para reducir las pérdidas de energía y luchar así contra el cambio climático.

Este proyecto obtuvo el premio Novare de Endesa en la convocatoria de 2007. Endesa participa financiando y colaborando junto a AICIA (Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía, de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla) en el proyecto, que comenzó en 2008 y se espera finalizarlo en 2011, con un presupuesto total de 500.000 euros [42].

STAR: Sistema de Telegestión y Automatización de la Red



Iberdrola ha iniciado la implantación de la Red Inteligente en Castellón, ciudad que reúne las características idóneas para el desarrollo de este proyecto.

El Proyecto STAR convertirá a Castellón en la primera ciudad española con una Red eléctrica Inteligente. De esta manera, 175.000 clientes contarán con este servicio que permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico, al disminuir las incidencias.

Para llevarlo a cabo, IBERDROLA comenzó a renovar en abril de 2010 los más de 100.000 contadores que dan servicio a sus clientes. Además, adaptará los centros de transformación de la ciudad para permitir la prestación de servicios a distancia, la lectura de los equipos de medida, la realización de altas y bajas o la modificación de la potencia contratada. La fecha prevista de fin de la ejecución era noviembre del mismo año.

La instalación de los equipos y comunicaciones asociados a la telegestión abre la oportunidad de evolucionar la red de distribución hacia la Red Inteligente, incorporando tecnologías (información, comunicaciones y mando) que permitan prestar nuevos servicios, mejorar la calidad de suministro y la atención a los usuarios y dotar de inteligencia a la red.

La evolución se logrará mediante la incorporación de nuevas funciones:

- Supervisión (Datos) en Media Tensión y en Baja Tensión.
- Automatización (Datos y Mando) en Media Tensión.

El modelo seleccionado ha sido el siguiente:

- Equipos de medida con capacidad de telegestión basados en protocolos abiertos y equipos interoperables: mayor competencia e innovación.
- Comunicaciones entre equipos de medida y concentrador mediante la red BT y tecnología PLC-PRIME (banda estrecha).
- Comunicaciones entre concentrador y el sistema central de telegestión mediante red propia o de terceros.

Las inversiones previstas son de 13 millones de euros en telegestión y sistemas y 9 millones de euros en supervisión y automatización.

La ejecución del proyecto STAR en Castellón permitirá lograr el aprendizaje requerido para el despliegue masivo, ya que a partir del 2011, se unirán nuevas localidades y provincias al Proyecto STAR [43] [44].

5.2. Proyectos europeos

ADDRESS: Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS (Red de Distribución Activa con integración plena de demanda y Fuentes de energía distribuida)



IBERDROLA participa en el liderazgo de este proyecto que cuenta con la colaboración de 25 socios incluyendo fabricantes, centros tecnológicos y universidades a nivel europeo.

El objetivo principal es desarrollar nuevas posibilidades para equilibrar carga y generación, implantando nuevas arquitecturas, basadas en la dotación de inteligencia distribuida a lo largo de la red eléctrica, haciendo especial hincapié en los usuarios finales. Esta arquitectura permitirá reacciones de los usuarios en tiempo real (20-30 minutos) mediante señales de precio.

Los resultados de este proyecto validarán el potencial que las redes activas de distribución tienen para acelerar la implantación masiva de generación distribuida y renovable, así como para optimizar la curva de demanda de la red.

Se puede definir cada paquete de trabajo del proyecto mediante una palabra clave:

- Paquete de Trabajo 1. Para agregar VISIÓN: Conceptos, requisitos y escenarios. EDF.
- Paquete de Trabajo 2. Para agregar INTERACCIÓN: Medición, Gestión activa de la demanda, Gestión de la flexibilidad de Fuentes de Energía Distribuida. Iberdrola.
- Paquete de Trabajo 3. Para agregar FIABILIDAD: Explotación de la red. Enel Distribuzione.
- Paquete de Trabajo 4. Para agregar COMUNICACIÓN: arquitectura de comunicación para Redes Inteligentes con demanda activa. ABB.
- Paquete de Trabajo 5. Para agregar COMPROMISO: Aceptación y beneficios para los usuarios. Universidad de Manchester.
- Paquete de Trabajo 6. Para agregar COMPROBACIÓN: Ensayos de campo para la validación de las soluciones más prometedoras y la evaluación de los resultados del proyecto. KEMA.
- Paquete de Trabajo 7. Para agregar CONOCIMIENTO: Difusión y explotación de los resultados. Universidad de Cassino.
- Paquete de Trabajo 8. Para agregar COORDINACIÓN: Gestión del proyecto.

El proyecto comenzó el 1 de junio de 2008 y se prevé que tenga una duración de 4 años (2008-2012) [45].

BEHAVE - Evaluation of Energy Behaviour Change Programmes (Evaluación de los programas de cambio de comportamiento energético)



El principio general de este proyecto, incluido dentro del Programa Energía Inteligente-Europa (EIE), es mejorar el rendimiento de los programas y trabajos desarrollados entre los años 2000 y 2005 en el sector doméstico que estén dirigidos al cambio de hábitos energéticos del consumidor.

Consiste en la evaluación y análisis de 100 trabajos realizados en la Unión Europea, Noruega y Croacia para facilitar una mayor comprensión de las experiencias llevadas a cabo tanto a nivel internacional como nacional y local, haciéndolas accesibles tanto a políticos como a otros agentes de mercado. Los resultados de este proyecto también contribuirán a un mayor conocimiento de cómo las diferencias y similitudes culturales existentes entre los distintos países europeos influyen en el diseño y realización de proyectos de cambio de hábitos energéticos del consumidor.

El proyecto comprende las siguientes etapas:

- Desarrollo de un marco común para la comparación y evaluación de programas y proyectos de cambio de comportamiento, y la definición de los factores clave para el éxito.
- Selección y evaluación de programas y proyectos recientes.
- Elaboración de recomendaciones y directrices, evaluando independiente cada una de ellas.
- Difusión de los resultados y la formación de responsables políticos y directivos de programas.

El Centro de Eficiencia Energética participa en el Proyecto BEHAVE con su estudio del Índice de Eficiencia Energética en el Hogar [46].

E4U: Electronics Enabling Efficient Energy Usage (Electrónica que Permite un Uso Eficiente de la Energía)



El proyecto E4U tiene el objetivo de promover el liderazgo mundial en las TIC hábiles para desarrollos de eficiencia energética en la Unión Europea acelerando la investigación y el desarrollo de sistemas de TIC de bajo consumo. Para ello, se propone la creación de un plan de investigación estratégica de electrónica de potencia acorde con el marco político nacional, europeo e internacional. Por lo tanto, es necesario desarrollar una buena comprensión del marco político actual, las iniciativas nacionales y europeas y las nuevas políticas y programas próximos.

Pero esta recogida de información sobre las políticas nacionales en éste área temática es una tarea difícil porque muchas de las políticas y programas se encuentran actualmente en fase de desarrollo. El tema de la electrónica para la eficiencia energética o las TIC “Verdes” no suele estar claramente definido y tampoco se hace explícito frecuentemente como parte de programas más generales de investigación de la eficiencia energética. Identificar el tema también es difícil debido al campo tan amplio de la eficiencia energética que a menudo se extiende a partir de biogás para el transporte. Esto hace que sea necesario incluir un gran número de programas y políticas en el análisis, aunque su importancia no siempre sea muy clara. Pero este hecho ya apunta a una primera conclusión importante: la electrónica para la eficiencia energética se beneficiaría de ser mucho más explícita en las iniciativas del Instituto de Desarrollo Tecnológico y programas de investigación.

El proyecto fue coordinado por Eutema Technology Management GmbH, Austria, con socios de Alemania, Irlanda y España (Universidad Politécnica de Madrid) y financiado por el programa de las TIC de la Comisión Europea en el Séptimo Programa Marco. Comenzó en Mayo de 2008 y se concluyó en Noviembre de 2009 [47].

eDiana: Embedded Systems for Energy Efficient Buildings (Sistemas Integrados para Edificios Energéticamente Eficientes)



Responde a la necesidad de lograr la eficiencia energética en edificios a través de soluciones innovadoras basadas en sistemas integrados.

Enfoque Técnico

La Plataforma eDIANA es una arquitectura de referencia basada en modelos, implementada a través de un consumo medio abierto, incluyendo especificaciones, métodos de diseño, herramientas, estándares y procedimientos para la validación y verificación de la plataforma. Ésta permitirá la interoperabilidad de distintos dispositivos a diferentes niveles, y proporcionará el gancho para conectar el edificio como un nodo en la red eléctrica de generación/distribución.

Por lo tanto, eDIANA proporcionará una arquitectura de referencia para una red de sistemas componibles, interoperables e integrados que se podrá usar sobre distintas arquitecturas físicas. Los resultados harán frente a un conjunto variable de limitaciones de ubicaciones y construcciones específicas, en relación con parámetros tales como el clima, la configuración de célula/macrocélula (uno a muchos, uno a uno, etc.), los reglamentos de energía, etc.

Impacto esperado

La tecnología desarrollada en eDIANA mejorará la eficiencia energética y optimizará el consumo energético de los edificios en un 25%, proporcionando mediciones en tiempo real, integración y control. Por otra parte, se mejorará la comodidad, haciendo consciente al usuario y permitiéndole controlar las políticas para dispositivos del hogar (iluminación, electrónica, etc.). Estos progresos más allá de la técnica, permitirán la construcción de una "macrocélula activa" en la red energética, conectada con macrocélulas similares en un distrito o zona urbana.

La plataforma comenzó en febrero de 2009 y se espera una duración de 3 años con una inversión total de 17,3 millones de euros [48].

EMEEES: Evaluation and Monitoring for the EU Directive on Energy End-Use Efficiency and Energy Services (Evaluación y Supervisión para los Servicios de Energía y Eficiencia Energética de la Directiva de la Unión Europea)



El proyecto financiado por la IEE (Energía Inteligente en Europa) comenzó en Noviembre de 2006 y terminó oficialmente el 30 de abril de 2009.

Fue realizado por un consorcio de 21 socios europeos y coordinado por el Instituto de Wuppertal de Clima, Ambiente y Energía. Los socios del proyecto fueron capaces de traer una sólida experiencia en metodología de evaluación y práctica, así como diferentes perspectivas para el consorcio. Hubo organismos de energía, un ministerio, dos empresas de energía, y varios institutos de investigación y consultorías. EMEEES se centró en la evaluación del impacto de las medidas de ahorro de energía, no en el proceso y el coste o beneficio de la evaluación.

El objetivo de este proyecto era ayudar a la Comisión Europea en el desarrollo de métodos de evaluación normalizados. Su objetivo era diseñar métodos para evaluar las medidas aplicadas para lograr el ahorro energético del 9% con el objetivo establecido en la Directiva Europea (2006/32/CE) (Directiva sobre Servicios Energéticos) sobre la eficiencia del uso final de energía y servicios energéticos. La ayuda entre el proyecto y sus socios se realizó a través de consejos prácticos, apoyo técnico y resultados. Se incluye el desarrollo de métodos concretos (ascendentes y descendentes) para la evaluación de los programas individuales, servicios y medidas, así como los planes para controlar el impacto global de todas las medidas adoptadas en un Estado miembro.

La atención se centró en los métodos ascendentes, puesto que el consorcio ODYSSEE había desarrollado indicadores detallados descendentes que sólo necesitaban algunas adaptaciones. Los métodos ascendentes parten de datos a nivel de una medida de mejora de eficiencia energética específica (por ejemplo, ahorro de energía por participante y el número de participantes) y, a continuación agregan los resultados de todas las medidas. Los métodos descendentes parten de datos globales (por ejemplo, las estadísticas nacionales de consumo de energía o ventas de equipos) y después desciende a datos más específicos, cuando sea necesario (por ejemplo, los indicadores de la eficiencia energética ya corregidos para algunos efectos estructurales o meteorológicos).

Los resultados más importantes que se obtuvieron son:

- Un sistema de métodos ascendentes y descendentes y su aplicación integrada para la evaluación de alrededor de 20 tipos de tecnologías de eficiencia

energética y / o medidas de mejora, normalizado en la medida de lo posible entre los Estados miembros.

- Un conjunto de datos de entrada normalizados y puntos de referencia para estos métodos de evaluación, hasta donde sea útil y posible.
- Una plantilla y una guía para los Estados Miembros de los Planes de Acción de Eficiencia Energética Nacionales.
- Un método y herramienta para la Comisión Europea para evaluar los planes, probado por tres países.

A más largo plazo, el proyecto espera hacer una contribución importante al facilitar una correcta aplicación de la Directiva sobre Servicios Energéticos. Se quiere fomentar la confianza en la metodología de medición, la plantilla, y la capacidad de los Planes de Acción de Eficiencia Energética para conseguir el logro de la meta de 9% de ahorro energético [49] [50].

European Electricity Grid Initiative, EEGI (Iniciativa de Red Eléctrica Europea)



El Itinerario 2010-2018 y el Plan de Ejecución 2010-2012 de la Iniciativa de Red Eléctrica Europea (EEGI) han sido preparados por ENTSO-E (Red Europea de Operadores del Sistema de Transporte de Electricidad) y EDSO-SG (Asociación de Operadores del Sistema de Distribución Europeo para Redes Inteligentes) en estrecha colaboración con la Comisión Europea, ERGEG (Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas) y otros socios relevantes.

Este Plan de Ejecución fue presentado para ser aprobado en la conferencia del Plan de Tecnologías Energéticas Estratégicas (SET-Plan) del 3 de Junio de 2010 en Madrid.

EEGI es una de las Iniciativas Industriales Europeas bajo el SET-Plan y propone un programa de pruebas y desarrollo y una investigación europea de 9 años para acelerar la innovación y el desarrollo de las redes de electricidad del futuro en Europa y dirigir los asuntos más críticos del sistema eléctrico para alcanzar los objetivos sobre energía y clima para el año 2020 y posteriores.

Varias características distinguen esta iniciativa de red de otras iniciativas del SET-Plan:

- El programa se centra en la innovación del sistema, una responsabilidad física y jurídica de los operadores de red, y no tanto en la innovación tecnológica, la cual suele ser perseguida por los fabricantes; y dirige el reto de la integración de nuevas tecnologías en condiciones de trabajo en la vida real y la validación de los resultados.
- Las soluciones para ser incluido en la iniciativa de red habilitan todas las otras iniciativas de tecnología energética, en particular, solar y eólica. El aumento de la contribución de la generación de renovable al mix de electricidad requiere una red más fuerte e inteligente, capaz de integrar más recursos energéticos distribuidos (DER).
- Los operadores de red deben liderar los principales proyectos de RD&D (pruebas, desarrollo e investigación), ya que la validez de las innovaciones desarrolladas necesitan la aplicación sobre redes reales en condiciones reales de

operación. Los operadores de red son directamente responsables de la operación segura de las redes bajo cualquier condición, incluyendo el ensayo de nuevas soluciones a través de proyectos de prueba a gran escala. Otros participantes del mercado como generadores, fabricantes, proveedores de TIC, etc. han estado y estarán muy implicados en el programa.

- La operación de las redes eléctricas está regulada, con tarifas definidas por las autoridades reguladoras. En la mayoría de países europeos, las actuales tarifas no incluyen incentivos suficientes para poner en marcha los proyectos a gran escala necesarios de RD&D y establecidos en el programa EEGI.

El programa EEGI abarca el período 2010-2018, pero los resultados de los proyectos ya estarán disponibles gradualmente a partir de 2015. El despliegue de estos resultados deben ser lanzado al mismo tiempo que el programa de RD&D para permitir los objetivos que deben cumplir para 2020, con las actividades de despliegue continuando también más allá de 2020.

El SET-Plan apoya las políticas climáticas y de energía europeas a través de la innovación tecnológica. Su objetivo es coordinar esfuerzos a nivel nacional y europeo a través de planes estratégicos conjuntos y mecanismos de ejecución efectivos. Las Iniciativas Industriales Europeas son alianzas tecnológicas estratégicas orientadas a la industria para hacer frente a las tecnologías energéticas limpias.

ENTSO-E representa 42 operadores de transporte (TSO) de 34 países. Fundada en Diciembre de 2008, su razón de ser jurídica es la Regulación (EC) 714/2009 sobre intercambios internacionales de electricidad.

EDSO-SG se ha creado recientemente por varios operadores de distribución y está abierta a más miembros.

Las dos asociaciones, junto con la Plataforma Tecnológica Europea SmartGrids tendrán un importante papel en el estudio, seguimiento y difusión de esta iniciativa. Eurelectric también tendrá un papel clave en la difusión de los resultados relacionados con la red de distribución.

Los costes del programa de 9 años se evalúan en 2 billones de euros y el importe total de los proyectos que se iniciaron durante el período 2010-2012 se evalúan en 1 billón de euros [51].

FENIX: Flexible Electricity Networks to Integrate the Xpected 'energy evolution' (Redes Flexibles de Electricidad para Integrar la evolución energética Esperada)



Su principal objetivo es conseguir que la GD pase de ser una generación pasiva a activa, contribuyendo al funcionamiento de las redes eléctricas y asumiendo así un papel similar y complementario al de la generación centralizada, apoyando a las redes con su aporte de potencia reactiva y control de tensiones, contribuyendo con la reserva de

potencia activa cuando ésta sea necesaria en el sistema y ayudando a resolver sobrecargas de red.

El desarrollo de las VPP (Centrales Eléctricas Virtuales) como agregación de un conjunto de instalaciones físicas de potencia reducida, que funcionan sincronizadas como una única instalación ante el sistema, ofreciendo mayor gestionabilidad y los mismos servicios que una instalación de mayor potencia.

Constó de seis Paquetes de Trabajo [52]:

- Paquete de Trabajo 1. Soluciones de sistema para la integración de Fuentes de Energía Distribuida (DER) y la respuesta de la demanda a través de Centrales Eléctricas Virtuales a Gran Escala (LSVPP).

En el PT1 las funciones locales y capacidades de control de DER serán definidas y caracterizadas para diseñar un prototipo de unidad local inteligente FENIX, y también un controlador de FENIX LSVPP basado en la tecnología DEM (Modelo Digital de Elevación).

- Paquete de Trabajo 2. Arquitectura eléctrica y del sistema de información adaptada a la presencia de LSVPP.

En el PT2 serán diseñadas las interfaces de información y control TSO y DSO y sus protocolos asociados, y después se desarrollarán prototipos de las nuevas aplicaciones EMS (poderosa y flexible aplicación para controlar la generación y las redes de transporte de alto voltaje para transmisiones óptimas y generación de energía) y DMS (grupo de herramientas de software y aplicaciones que permiten automatizar las operaciones de la red de distribución de una compañía eléctrica. Además, reduce los tiempos de respuesta frente a interferencias de sus clientes lo que se traduce en una reducción del número total de cortes de suministro) con la incorporación del concepto de LSVPP.

- Paquete de Trabajo 3. Marco comercial para la operación y control de los sistemas de alimentación con LSVPP.

En el PT3 se diseñará el marco comercial para la arquitectura de red totalmente descentralizada, teniendo en cuenta modelos basados en la arquitectura FENIX LSVPP y la evaluación del impacto económico de ésta.

- Paquete de Trabajo 4. Demostración de la viabilidad del concepto LSVPP.

En el PT4 se pondrá a prueba la arquitectura FENIX LSVPP a través de simulaciones y ensayos de campo. El hardware y software obtenido en PT1 y PT2 se llevará a cabo en instalaciones y redes reales en Reino Unido (en Woking, por EDF) y España (en Álava, por Iberdrola), para probar su comportamiento en dos mercados potencialmente diferentes: el primero caracterizado por una gran integración de pequeñas unidades de cogeneración doméstica, y el segundo dominado por una combinación de cogeneraciones industriales de tamaño medio y grandes parques eólicos.

- Paquete de Trabajo 5: Grupo Asesor de partes interesadas, Difusión y Formación.

En el PT5 será tratado el impacto de futuro y el proyecto será explotado a través de la creación de un Grupo Asesor de partes interesadas eficaz y de la organización de diferentes talleres, conferencias y sesiones de formación.

- Paquete de Trabajo 6: Gestión de Proyectos.

En el PT6 se llevará a cabo la gestión y la coordinación estratégica del proyecto.

El proyecto comenzó en octubre de 2005 y tuvo una duración de 4 años (hasta finales de 2009).

Proyecto Genesys



El proyecto Genesys está financiado por la Comisión Europea mediante el séptimo Programa Marco, dentro de las “TIC para el crecimiento sostenible: eficiencia energética”. La necesidad de optimizar los consumos de energía en todo el mundo se convierte en motor de la innovación. Desde su diseño, los requisitos para las nuevas aplicaciones de las TIC podrían tener un impacto significativo en los patrones de consumo de energía a escala europea y mayor.

Los esfuerzos del consorcio GENESYS se centran en la creación de un vínculo bien estructurado entre la investigación de las TIC sobre la eficiencia energética y las especificaciones concretas dadas por los marcos a los que podrían adaptarse estas aplicaciones. El proyecto está dirigido principalmente a Europa, dando importancia también a países como EE.UU. o la India, considerados como mercados potenciales para las aplicaciones derivadas de la investigación europea.

El proyecto se refiere principalmente a algunos campos de consumo de energía selectos a los que apoyar según los conocimientos técnicos de los socios: Agrofarm, Zoo-Technology, Edificios inteligentes, Panel solar, Refrigeración solar, Baterías de combustible y de hidrógeno, Energía eólica, Energías renovables, Integración de sistemas y Sistemas para monitorizar la sostenibilidad energética. Estos campos de aplicación se han estimado para contribuir aproximadamente al 60% del potencial de ahorro de energía en los próximos años en Europa.

GENESYS tiene como objetivo apoyar las actividades de I+D en tecnologías y en estas aplicaciones seleccionadas a fin de hacer el consumo de energía más eficiente y aplicable de manera efectiva en situaciones de la vida real, y por lo tanto, la mejora de los entornos de sistemas de gestión energética en el ámbito internacional:

- Reuniendo a investigadores y socios industriales de los campos de sistemas de gestión energética, con el fin de explorar las potenciales sinergias, para unirse a la explotación o para identificar nuevas vías de investigación compartida entre proyectos del pasado y / o proyectos en curso en el ámbito.
- Definiendo un programa provisional que resumirá las medidas necesarias previstas para hacer que los resultados potenciales de I+D cumplan en la medida de lo posible con las necesidades de las aplicaciones reales.
- Favoreciendo la explotación del mercado de las tecnologías establecidas o apoyadas a través del acceso al capital privado y otros productos financieros disponibles.

En este contexto tecnológico, GENESYS recopilará y analizará los resultados de la investigación sobre sistemas de gestión energética (EMS) y eficiencia e identificará oportunidades para la integración y aplicaciones más complejas [53].

INTEGRIS: Intelligent Electrical Grid Sensor communications (Comunicaciones de Sensores para Redes Eléctricas Inteligentes)



El objetivo básico de este proyecto es definir y desarrollar un entorno integrado de TIC capaz de abarcar de manera eficiente todos los requisitos de comunicaciones que se pueden prever para las Redes Inteligentes de Electricidad del futuro, incluyendo:

- Vigilancia y control de MT/BT.
- Monitoreo de calidad eléctrica.
- Funcionamiento y gestión de activos.

Al tiempo que tiene en cuenta un entorno cambiante en la BT con la introducción de las infraestructuras de medida automática, la producción descentralizada de energía (fuentes de energía renovable) y la conexión eléctrica del vehículo. Se busca conseguir diversas mejoras en las operaciones del sistema de energía y las funciones de servicios al consumidor.

Los objetivos del proyecto se describen a continuación con más detalle:

- La investigación sobre la integración eficiente y la interoperabilidad de los PLC (comunicaciones mediante cable eléctrico) y tecnologías inalámbricas (WSN, red de sensores inalámbricos y RFID, identificación por radiofrecuencia) creando un sistema capaz de llegar con capacidad suficiente a al menos el 95% de los dispositivos conectados a la red eléctrica e incluso sensores y dispositivos no conectados a la red, pero ubicados en ella o en sus alrededores.
- Investigación y desarrollo en el sistema autónomo de auto-reparación de las TIC con las garantías de calidad de servicio para Redes Inteligentes. Las líneas de investigación son la comunicación y creación de redes cooperativas, unión entre tecnologías de control multietapa y mallado de la red, el intercambio de información de topología entre las tecnologías, capacidad de recuperación frente a fallos y adaptabilidad a los cambios y calidad de servicio entre tecnologías. El objetivo es conseguir una disponibilidad de dispositivos en el rango de 99.9% a 99,99% para los dispositivos mallados que necesitan una alta disponibilidad. Otros dispositivos que no necesitan este nivel de disponibilidad no serán mallados y tendrán una disponibilidad en el rango de 99% a 99,5% o superior.
- Investigar y desarrollar un marco global de seguridad multinivel, definiendo un marco de seguridad multinivel para la red híbrida WSN / RFID / PLC y proporcionando los medios para coordinar eficientemente el control de admisión, la confidencialidad, la gestión de claves y cuestiones de autenticación a través de las diversas tecnologías. Aplicar confianza para la gestión de Redes Inteligentes de energía.
- Diseñar un sistema de gestión más allá de los últimos avances, capaz de hacer frente a la complejidad y el dinamismo de las Redes Inteligentes, logrando la gestión integrada, pero distribuida, de la red heterogénea formada por la integración de las tecnologías PLC, WSN y RFID para permitir la continuidad del servicio, incluso en circunstancias de desconexión eléctrica.
- Investigaciones sobre el mecanismo para resolver el problema planteado por las importantes diferencias entre el típico ciclo de vida largo de los componentes de

la red eléctrica y la vida normal de ciclo corto de los sensores y las TIC. A modo de ejemplo, uno de los aspectos necesarios a abordar es la descarga de un software eficiente para mejorar el sistema. Las Redes Inteligentes serán redes que contarán con miles de dispositivos que, con el fin de ofrecer alta disponibilidad de la red, debe garantizar continuas actualizaciones sin interrupciones.

Por lo tanto tienen que ser capaces de descargar eficientemente las nuevas versiones de software sin descartar el servicio incluso durante enlaces altamente degradados de baja capacidad. El sistema será diseñado para garantizar años de supervivencia autónoma de operaciones continuadas a fin de reducir considerablemente los costes de mantenimiento de la Red Inteligente.

- La investigación sobre los límites y posibilidades de funciones de distribución en las Redes Inteligentes con el fin de mejorar su disponibilidad y latencia. Las plataformas de integración desarrolladas en el proyecto serán diseñadas para satisfacer las necesidades típicas de funcionamiento de los entornos de redes eléctricas y en Redes Inteligentes de acuerdo con los resultados de esta investigación.
- Las comunicaciones BT comúnmente se basan en el uso de la banda CENELEC-A. Recientes iniciativas internacionales están adoptando sistemas OFDM en el espectro superior (PRIME).

El proyecto, que tiene una duración de 30 meses y un presupuesto de unos 5 millones de euros (de los que la Comisión Europea subvencionará más del 60%), se encuadra dentro del séptimo Programa Marco de la Comisión Europea y es uno de los seis proyectos aprobados en la convocatoria conjunta del 2009 “Tecnologías de la Información y de la Comunicación y Energía” en el apartado de las Tecnologías para la Eficiencia Energética/Nuevas soluciones TIC para Redes de Distribución Eléctrica.

Integris será desarrollado por un consorcio interdisciplinario formado por dos universidades y varias empresas del sector eléctrico y de las telecomunicaciones, que combinarán el conocimiento teórico con la experiencia en ambos sectores. Además de Endesa, forman parte del consorcio Indra, Diseño de Sistemas en Silicio, Fundació Universitat i Tecnologia (Funitec/La Salle), Schneider Electric, Current Technologies International, ILight, A2A Reti Elettriche y Tampere University of Technology [54].

MERGE: Mobile Energy Resources for Grids of Electricity (Recursos Energéticos Móviles para Redes Eléctricas)



La misión del proyecto es la evaluación del impacto que los vehículos eléctricos tendrán sobre los sistemas de energía eléctrica de la Unión Europea en materia de planificación, operación y funcionamiento del mercado.

La atención estará puesta en el desarrollo simultáneo de vehículos inteligentes y Microrredes o Redes Inteligentes, junto con el aumento de energías renovables, que conduzcan a la reducción de las emisiones de CO₂ mediante la identificación de tecnologías y métodos avanzados de control.

Los principales objetivos científicos de este proyecto son [55]:

- Desarrollar un concepto de gestión y control (el concepto MERGE) e identificar los posibles modos de control inteligente (tanto centralizados como descentralizados) para ser adoptados por los operadores del sistema, basado en los conceptos de Microrredes y Redes Inteligentes, para permitir el despliegue del vehículo eléctrico sin cambios importantes en la red existente y las infraestructuras del sistema de energía.
- Proporcionar ideas sobre el comportamiento dinámico de los sistemas de alimentación con la introducción de vehículos eléctricos junto con fuentes de energía renovable intermitentes, sobre los procedimientos de equilibrio y arranque autónomo y todos los demás aspectos relacionados con la operación y control de la red dinámica.
- Hacer frente a las consecuencias en la planificación de infraestructuras de red y generación, evaluando, al mismo tiempo las inversiones necesarias debido a la presencia simultánea de las fuentes de energías renovable intermitentes y los vehículos eléctricos en la red.
- Identificar las formas más apropiadas para incluir el vehículo eléctrico en los mercados de la electricidad, incluyendo una evaluación de cómo la medición inteligente debe tener en cuenta la presencia de este.
- Proponer un marco normativo capaz de tratar a los usuarios de vehículos eléctricos de forma justa y no discriminatoria, y de definir una forma de hacer frente a las inversiones adicionales en las estructuras de control y gestión que los servicios de la red tendrán que hacer, con el fin de dar cabida fiable a un gran número de vehículos eléctricos.
- Obtener resultados cuantitativos sobre las consecuencias de la integración de vehículos eléctricos en la red de sistemas de potencia nacionales de la Unión Europea. Estos resultados aportarán perfiles de consumo, programas de generación, patrones de flujo de potencia (aceptando pérdidas de la red, niveles de congestión y la evaluación de los perfiles de tensión), calidad de la energía y las emisiones de CO₂.
- Proporcionar un conjunto computacional de evaluación capaz de identificar y cuantificar los beneficios que el despliegue progresivo del concepto MERGE traerá a los sistemas de energía nacionales de la UE, teniendo en cuenta varios posibles enfoques de control inteligente.

MicroGrids (Microrredes)



La interconexión de fuentes pequeñas, de generación modular para sistemas de distribución de baja tensión puede formar un nuevo tipo de sistema de alimentación, la MicroGrid o Microrred. Las Microrredes pueden ser conectadas a la red de alimentación principal o funcionar de forma autónoma, si están aisladas de la red eléctrica, de manera similar a los sistemas de energía de las islas físicas [56].

Los objetivos de la propuesta son:

- Aumentar la penetración de las energías renovables y otras microfuentes con el fin de contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Estudiar las principales cuestiones relativas al funcionamiento de las Microrredes en paralelo con la red eléctrica principal y en las condiciones en isla que pueden derivar en fallos.
- Definir, desarrollar y demostrar las estrategias de control que garanticen la operación más eficiente, fiable y económica y la gestión de las Microrredes.
- Definir una protección adecuada y las políticas de tierra que van a garantizar la seguridad de operación y la capacidad de detección de faltas, aislamiento y funcionamiento en isla.
- Identificar las necesidades y desarrollar las infraestructuras de telecomunicaciones y protocolos de comunicación requeridos.
- Determinar los beneficios económicos de la operación MicroGrid y proponer métodos sistemáticos y herramientas para cuantificar estos beneficios y para proponer medidas reglamentarias apropiadas.

El efecto esperado por la formación MicroGrids es:

- Aumento de las energías renovables y de la cuota de microfuentes (meta de 15%).
- La reducción de las pérdidas anuales (meta del 10%).
- Aumento de los niveles de fiabilidad (meta del 30%).
- Reducción del coste de la energía para el usuario final (meta del 10%).

More MicroGrids (Más Microrredes)



Este proyecto tiene como objetivo el aumento de la penetración de la microgeneración en las redes eléctricas a través de la explotación y ampliación del concepto de Microrredes, con el apoyo de la investigación de estrategias alternativas de control del microgenerador y diseños alternativos de la red, el desarrollo de nuevas herramientas para la operación de gestión de multi-Microrredes (que incluye arquitecturas de sistemas de gestión de la distribución y adaptación de software nuevo) y la estandarización de los protocolos técnicos y comerciales. En todo este desarrollo el concepto de Microrredes juega un papel clave.

Desde el punto de vista del cliente, las Microrredes proporcionan tanto las necesidades térmicas como de electricidad, y además aumentan la fiabilidad local, reducen las emisiones, mejoran la calidad de la energía manteniendo la tensión y reduciendo las caídas de tensión, y disminuyen considerablemente los costes de suministro de energía. Desde el punto de vista de servicios, la aplicación de las fuentes de energía distribuida puede reducir potencialmente la demanda de instalaciones de distribución y transporte. Las Microrredes operan principalmente interconectadas a la red de distribución de media tensión, pero también pueden funcionar aisladas de la red principal, en caso de fallos en ésta [56].

Los objetivos de la propuesta son:

- La investigación de nuevas micro fuentes, almacenamiento y reguladores de carga para proporcionar un funcionamiento eficiente de las Microrredes.
- Desarrollo de estrategias de control alternativas (centralizada VS descentralizada)
- Diseños de red alternativos.
- Integración técnica y comercial de multi-Microrredes.
- Ensayos prácticos de alternativas de control y estrategias de gestión.
- Estandarización de los protocolos técnicos, comerciales y de hardware.
- Impacto sobre el funcionamiento del sistema de energía.
- Impacto sobre el desarrollo de infraestructuras de la red eléctrica.

Las actividades de innovación relacionados con él son las siguientes:

- Validación experimental de arquitecturas de Microrred en modo interconectado y en isla, así como durante la transición entre ellos.
- Desarrollo y validación experimental de conceptos de control alternativo y de algoritmos de Microrredes reales.
- Desarrollo y evaluación de la GD y Reguladores Inteligentes de Carga (interfaces de electrónica de potencia).
- Desarrollo y evaluación de sistemas de tecnología de almacenamiento, capaz de apoyar la operación de la Microrred durante la transición al modo en isla.

OPEN METER: Open and Public Extended Network Metering (Medición de la Red Pública y Abierta)



La implantación masiva de equipos multimedida inteligentes, con el potencial para integrar las lecturas de redes de electricidad, gas y agua, está paralizada por la falta de estándares en la industria que permitan la interoperabilidad de los distintos sistemas y equipos de los diferentes fabricantes.

El objetivo de este proyecto es desarrollar y consensuar los estándares necesarios para equipos multimedida.

El consorcio encabezado por Iberdrola, formado por 19 socios procedentes de siete países europeos (España, Francia, Italia, Alemania, Holanda, Bélgica y Suiza), cuenta con la participación de compañías eléctricas, fabricantes de contadores, empresas líderes en comunicaciones, centros de investigación y universidades. En lo referente a los fabricantes de los aparatos, en Open Meter colaboran compañías como Actaris, Elster y Landis+Gyr, fabricantes del 80% de los contadores instalados en Europa, lo que garantiza que los estándares que se definan en este proyecto sean ampliamente aceptados por la industria.

La implantación de estos estándares abrirá el mercado de los equipos multimedida, eliminando las barreras para su implantación masiva en la Unión Europea.

Las propuestas de este proyecto serán remitidas a los organismos de estandarización europeos e internacionales, en línea con el mandato para la estandarización de los contadores inteligentes que la Comisión Europea ha dado a CEN, CENELEC y ETSI.

Se han definido seis paquetes de trabajo:

- Paquete de Trabajo 1. Requisitos funcionales y cuestiones de reglamentación: Este paquete de trabajo está liderado por Endesa. En él se abordarán las cuestiones reglamentarias relativas a AMI / Medición inteligente en los diferentes países europeos y permitirá detectar las necesidades de las distintas partes interesadas, teniendo en cuenta las condiciones predominantes en los distintos países de la Unión Europea.
- Paquete de Trabajo 2. Identificación de soluciones de conocimiento y tecnología: Este paquete de trabajo es liderado por Current Technologies International. Se revisará el estado de las diversas tecnologías disponibles, incluidos los protocolos de cable, la señal portadora sobre línea de energía y los medios de comunicación inalámbrica, así como los modelos de aplicación de datos y las arquitecturas del sistema. Se seleccionarán las tecnologías más adecuadas. En este paquete de trabajo también se identificarán las necesidades de investigación para encontrar soluciones.
- Paquete de Trabajo 3. actividades de investigación pre-normativa: Está liderado por Iberdrola. Basándose en los resultados de los dos primeros paquetes, llevará a cabo las investigaciones y las actividades de desarrollo necesarias, para asegurar que los requisitos de AMI / Medición Inteligente se cumplan de forma rentable.
- Paquete de Trabajo 4. Prueba: liderado por KEMA. En este programa de trabajo, se desarrollarán enfoques y procedimientos de ensayos de laboratorio y de campo. Las pruebas se llevarán a cabo en los elementos de nuevo desarrollo del sistema.
- Paquete de Trabajo 5. Especificaciones y propuesta de un estándar: liderado por Landis+Gyr. Se consolidarán los resultados de los paquetes de trabajo anteriores y se proporcionará una especificación formal del estándar. Los resultados se presentarán a organismos de normalización europeos e internacionales pertinentes.
- Paquete de Trabajo 6. Difusión. Liderado por la Asociación de usuarios DLMS, junto con KEMA e Iberdrola. Se especificará cómo se utilizarán y distribuirán a todas las partes interesadas (los servicios públicos, los fabricantes, participantes del mercado energético y a los usuarios finales) los resultados del proyecto.

Durante todo el proyecto, se mantendrán fuertes relaciones entre las partes interesadas, incluida la Comisión Europea, los gobiernos de los miembros de la Unión Europea, las asociaciones de los reguladores de energía como el CEER, las asociaciones de empresas de servicios públicos como Eurelectric o Eurogas, las asociaciones de fabricantes como ESMIG, las Organizaciones Europeas de Normalización CEN, CENELEC, ETSI, y las asociaciones de usuarios finales de energía.

El proyecto comenzó oficialmente el 1 de enero de 2009 y se llevará a cabo en 30 meses, antes del 30 de junio de 2011 [57].

Proyecto PEGASE (Red Europea de Simulación Avanzada y Estimación de su estado)



El proyecto PEGASE cuenta con las redes de transporte de alta y muy alta tensión en Europa (denominados en lo sucesivo "la Red de Transporte Europea" o ETN). Este sistema ha sido construido gradualmente interconectando las redes de transporte nacionales con el propósito fundamental de compartir la capacidad de generación de reserva requerida en caso de interrupciones en la generación.

Hoy el paradigma ha cambiado: las interconexiones son reforzadas por razones de mercado. Por otra parte, hay nuevas interconexiones planeadas (Turquía) o contempladas, por ejemplo el anillo mediterráneo o los sistemas UPS (Sistema Unificado de Energía de Rusia) / IPS (Sistema Integrado de Energía, que incluye las redes nacionales de Ucrania, Kazajistán, Kirguistán, Bielorrusia, Azerbaiyán, Tayikistán, Georgia, Moldavia y Mongolia), liderando el sistema síncrono más extenso del mundo [58].

Además de estos cambios estructurales, la ETN tiene que ver con la evolución interna siguiente:

- La penetración masiva de la energía eólica y la creciente capacidad instalada de generación distribuida tienen un profundo impacto en las condiciones de operación y la seguridad de todo el sistema.
- Debido a la dificultad de construir nuevas líneas de transporte de MAT, cada vez se instalan más dispositivos especiales (por ejemplo, transformadores de cambio de fase, y compensadores estáticos VAR), así como sistemas de protección. Estos dispositivos y sistemas hacen la operación del sistema energético cada vez más compleja.
- Las nueva electrónica de potencia ya presente en los dispositivos FACTS y HVDC, cada vez más utilizados en las interfaces entre la red y las nuevas fuentes de energía (microturbinas, aerogeneradores de velocidad variable, la generación fotovoltaica), traen cambios drásticos en el comportamiento del sistema y en su control.
- El aumento de los intercambios de energía entre los países hacen las redes nacionales cada vez más interdependientes y aumenta la necesidad de una operación integrada de la ETN.

Debido a estos cambios en el comportamiento físico del sistema, se debe revisar su modo de seguimiento y su control, se debe capacitar a los operadores para hacer frente a nuevos riesgos y debemos desarrollar nuevas herramientas para apoyar la operación diaria del sistema.

Los objetivos generales del proyecto PEGASE son los siguientes:

- Definir la estimación más adecuada del estado de la red, estructuras de optimización y simulación, su ejecución y los flujos de datos requeridos.
- Eliminar las barreras técnicas que impiden a escala europea la estimación del estado en tiempo real y simulaciones en línea y fuera de ella para ejecutarla.
- Desarrollar metodologías para la construcción y validación de modelos estáticos y dinámicos (incluyendo fuentes de energía renovable, electrónica de potencia, etc.).
- Estudiar la arquitectura de un plan Europeo de estimación del estado en tiempo real, simulación y formación.

El corazón del proyecto consiste en la elaboración de algoritmos avanzados, la creación de software prototipo y demostrar la viabilidad de la estimación del estado de la red en tiempo real, la optimización y el tiempo detallado de simulación de un gran modelo representativo de la ETN, teniendo en cuenta su operación por múltiples operadores de la red de transporte.

Impacto esperado

La disponibilidad de los prototipos debidamente probados permitirá una aplicación rápida de las herramientas desarrolladas en una instalación central y en los entornos existentes de computación. Una mejor gestión de crisis permitirá disminuir los conservadores márgenes de seguridad actuales y mejorar la identificación de los riesgos reales. La operación con flujos de energía mayores, más cerca de las capacidades reales de transporte disponibles hace más transparente el modelo de tiempo real y mejorará el mercado de electricidad transfronterizo. Finalmente, estará disponible el primer simulador Europeo de formación para su uso en un centro europeo de transporte, permitiendo la formación simultánea de los operadores de varios países que es la clave de la operación integrada de la ETN.

Los beneficios esperados:

- Mejora de la observabilidad de la ETN para todos los operadores de la red de transporte;
- Identificación más precisa de los riesgos para los sistemas nacionales y para el conjunto de la ETN.
- Mejor coordinación de acciones preventivas y correctivas en respuesta a las contingencias que afectan a más de un sistema.
- Una evaluación más fiable de la seguridad de la ETN permite la operación más cerca de sus límites reales y por lo tanto una utilización más eficiente de los recursos.

PRIME Alliance: PoweRline Intelligent Metering Evolution (Evolución de la Medición Inteligente de las Líneas de Energía)



Fue fundada en 2009 y ya ha superado sus primeras pruebas de interoperabilidad.

Sus principales objetivos son:

- Proporcionar un foro para la creación (definición, creación y apoyo) de una especificación única, abierta y estándar para la red eléctrica de banda estrecha para los productos y servicios de Redes Inteligentes.
- Acelerar la demanda de productos y servicios basados en el estándar mundial a través del patrocinio del mercado y los programas de educación del usuario.
- Fomentar y promover la adopción de la industria amplia y abierta y el uso de tal especificación.
- Promover PRIME como estándar de líneas eléctricas mundial y fomentar la interoperabilidad de múltiples proveedores para mercados y la compatibilidad bajo dicho estándar.

El establecimiento de este conjunto completo de estándares de ámbito internacional permitirá la interoperabilidad entre equipos y sistemas de distintos fabricantes.

Se favorecerá la competitividad en este mercado, para beneficio de todos sus participantes, y particularmente para el consumidor final y a diferencia de otras alternativas comercialmente disponibles, los componentes de esta nueva arquitectura (protocolos, sistemas de modulación, formatos de datos, etc.), no estarán sometidos a derechos de propiedad intelectual.

PRIME está basado en multiplexación OFDM (división ortogonal en frecuencia, proceso de transmisión de varios canales de comunicación de alta velocidad a través de un canal de comunicación único utilizando frecuencias sub-portadoras separadas para cada canal de radio sobre banda CENELEC-A).

Alcanza velocidades de transferencia de hasta 130 kbps, por lo que se puede afirmar que se trata de una nueva generación PLC de alta velocidad y bajo coste [18].

Smart Grids Summit (Cumbre Anual de Redes Inteligentes)



En la Cumbre Anual de Redes Inteligentes 2010, líder de Europa, diversos especialistas de la red eléctrica de distribución compartieron ideas sobre los retos inmediatos y proyectos en curso para hacer realidad la visión de las Redes Inteligentes.

Con 2020 aproximándose rápidamente y los mandatos para agregar eficiencia energética, el despliegue de contadores, los vehículos eléctricos y la integración de energías renovables, la Cumbre de Smart Grids 2010 ofrece estudios de casos muy valiosos en los proyectos más importantes para cumplir las metas Europeas y proporcionar la financiación futura de los servicios públicos.

Fue la segunda cumbre de estudios de casos y conferencias magistrales de más de dos días que consistieron en lo siguiente [59]:

- Análisis de todas las Redes Inteligentes y los conceptos de domótica en una ciudad, por ejemplo, los casos de Málaga, Boulder y otras regiones.
- Creación de valor para el cliente y fidelidad. Cómo ganarse a los clientes.
- Interoperabilidad y estrategias necesarias para satisfacer las demandas de comunicación de la Red Inteligente.

- Avanzado despliegue de contadores y los beneficios de la gestión de energía por parte del cliente.
- Los beneficios del transporte a alta tensión y el suministro de energía a largas distancias.
- Microgeneración y su impacto en la Red eléctrica Inteligente.
- Utilización de los antiguos elementos de la red con las nuevas tecnologías.
- Utilización de gran cantidad de datos con el software de gestión de datos en tiempo real.
- Reducción de los costes y riesgos asociados con la implementación de Redes Inteligentes mediante un análisis de datos eficaz.

Las actividades de estas cumbres son entre otras:

- Escuchar a más de 25 conferencistas de la industria de compañías como Endesa, National Grid, RWE AG, Danski Energi y el Departamento de Energía y Cambio Climático.
- Red con más de 150 profesionales de las Redes Inteligentes, incluidos los operadores de redes de transporte y de distribución, los servicios públicos de electricidad, las agencias reguladoras y las compañías de energía renovable.
- Reuniones con otros delegados y los proveedores de tecnologías para las Redes Inteligentes con los que compartir intereses comunes y objetivos en las sesiones especiales preestablecidas.

TWENTIES: Transmission system operation with large penetration of Wind and other renewable Electricity sources in Networks by means of innovative Tools and Integrated Energy Solutions (Operación del sistema de transporte con gran penetración del viento y de otras fuentes renovables de energía en las redes por medio de innovadoras herramientas y soluciones integradas de energía)



Un grupo de operadores del sistema de transporte eléctrico de Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, España y Países Bajos se han vinculado con dos empresas generadoras, tres fabricantes de tecnología energética, dos fabricantes de aerogeneradores y organizaciones de investigación y desarrollo, con el fin de conseguir para el año 2015 los siguientes objetivos:

- Servicios del sistema prestados por parques eólicos.

Pruebas para proporcionar nuevos servicios de control de energía activa y reactiva al sistema (nivel EMS), usando mejores sistemas, dispositivos y herramientas, pero manteniendo el hardware actual a nivel de parques eólicos. Liderado por Iberdrola Renovables.

- Integración de Plantas de Energía Virtuales a gran escala.
Mejorar la integración del viento basada en la gestión de energía inteligente de cogeneración central, la energía eólica marina, y la generación local y unidades de carga en la red de distribución. Liderado por Dong Energy.
- Especificaciones técnicas hacia las redes HVDC marinas.
Evaluar los principales motores para el desarrollo de las redes HVDC en alta mar. Liderado por RTE France.
- Gestión de parques eólicos marinos en condiciones tempestuosas.
Demostrar el cierre de los parques eólicos en condiciones de tormenta, sin poner en peligro la seguridad del sistema. Liderado por Energinet.
- Mejora de la flexibilidad de la red.
Demostrar a nivel regional cómo mucha generación eólica adicional puede manejarse gracias a DLR (Clasificaciones de línea dinámicas), la coordinación de los dispositivos controlables (PSTs y HVDCs) y el uso de WAMs. Liderado por Elia.
- Mejora de la flexibilidad de la red de transporte.
Demostrar que la red de transmisión actual puede satisfacer las exigencias de las energías renovables mediante la ampliación de los límites operacionales del sistema, manteniendo los criterios de seguridad. Liderado por Red Eléctrica de España.

El proyecto comenzó en 2010, se espera una duración de 3 años y cuenta con un presupuesto de 56,8 millones de Euros, de los cuales 32 son financiados por la Unión Europea a través del séptimo Programa Marco de la Comisión Europea [60].

5.3. Proyectos en el mundo

Estados Unidos

California Smart Price Pilot

La Comisión de energía de California y la California Public Utilities Commission (Comisión de Servicios Públicos de California) ejecutó un modelo de precio inteligente estatal (Smart Price Pilot), con estos objetivos [61]:

- Comprobar la aceptación del cliente de las tasas de precios dinámicas.
- Determinar la carga media que afecta a los diferentes tipos de tasas dinámicas y estrategias de notificación.
- Estimar la elasticidad de precios para los clientes en función de los diferentes tipos de aparatos, período de tiempo y notificación.
- Evaluar el uso y la aceptación de sistemas de respuesta ante una gestión avanzada de la demanda que reduce automáticamente la carga basándose en el precio.
- Probar nuevas formas de mostrar la información que se proporciona a los clientes.
- Evaluar la disposición de los clientes a permanecer en las tasas de dinámicas y pagar por los controles.

GridWise Alliance: Advocating for a Smarter Grid (Abogando por una Red más Inteligente)



La Alianza GridWise es el foro para las nuevas ideas y conceptos relacionados con las Redes Inteligentes. En este foro, todas las partes interesadas pueden trabajar en cooperación para convertir la red eléctrica de la era industrial en la de la era de la información. Se fundó en 2003 y se ha convertido en una organización que representa a una amplia gama de participantes de la cadena de suministro de energía. Esta variedad de socios de la da una diversidad única de perspectivas que permite un diálogo interactivo entre los miembros. Al ser una organización basada en el consenso, la variedad de opiniones produce deliberaciones y reflexiones para la resolución de las cuestiones clave [3].

Su objetivo principal es transformar la red eléctrica para conseguir un futuro energético sostenible, y para ello deberá:

- Lograr la óptima representación de los miembros de toda la cadena de valor de la electricidad.
- Mantener un número y cuota estructurada de miembros que proporcionará la diversidad adecuada para cumplir la misión y los objetivos de la organización.
- Asegurar la participación activa de los miembros a través de grupos de trabajo, equipos de urgencia, y otros modos de colaboración.
- Fortalecer y apoyar la relación con otras partes interesadas, incluyendo el ámbito estatal y las autoridades federales.
- Cultivar una amplia difusión y la colaboración continua con las organizaciones complementarias en los EEUU. y el extranjero.
- Proporcionar materiales de garantía convincente en diversas áreas de la Red Inteligente, incluida la investigación original.
- Establecer y mantener la posición de liderazgo de la Alianza como un recurso sobre Redes Inteligentes a través de comunicaciones y otras iniciativas relacionadas.
- Desarrollar criterios de evaluación de la Red Inteligente para los legisladores, reguladores y medios de comunicación.
- Influir en la visión nacional de la Red Inteligente a través de la promoción de políticas de estas redes bien razonadas a nivel federal, estatal y local.
- Influir en el organismo de interpretación de las políticas de Redes Inteligentes.

gridSMART™



El Proyecto de Prueba gridSMART de AEP Ohio, que se encuentra en el noreste central del estado, tiene como objetivo proporcionar a los clientes información y nuevas formas de gestionar mejor sus costes de electricidad.

AEP Ohio ha sustituido los contadores eléctricos tradicionales por nuevos contadores digitales inteligentes en 2010. Esta actualización de unos 110.000 contadores

residenciales y de empresas en el noreste central de Ohio es el primer paso del proyecto gridSMART. Se pretende determinar cómo la última tecnología digital mejora la capacidad para servir a los clientes de manera más eficiente, fiable y segura. AEP Ohio también está interesado en ver cómo los clientes responden a las tarifas especiales y las ofertas de programas que hace posible la tecnología de contadores inteligentes.

Se pondrán a prueba otras tecnologías, como vehículos eléctricos híbridos con enchufables (plug-in) y dispositivos inteligentes, para comprender su impacto en la red eléctrica. Estas tecnologías y otras están diseñadas para demostrar los beneficios de la instalación de una Red Inteligente completa para los clientes y AEP Ohio.

El Proyecto gridSMART está diseñado para mejorar la red eléctrica mediante pruebas de comunicaciones digitales y el funcionamiento automatizado. AEP Ohio será capaz de mostrar cómo las tecnologías de Redes Inteligentes ofrecen a los clientes mayor control de la energía, mejoran la entrega de la electricidad y reducen el consumo para retrasar la necesidad de construir más centrales eléctricas. Además, la experiencia de los clientes y comentarios ayudarán a desplegar programas y tecnologías con éxito a otros clientes de AEP Ohio [62].

IntelliGrid



La Iniciativa de EPRI (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica) IntelliGrid es crear el fundamento técnico para una Red eléctrica Inteligente que conecte la electricidad con las comunicaciones y el control por ordenador para lograr enormes beneficios en cuanto a fiabilidad, capacidad y servicios al cliente. Un producto temprano importante es la Arquitectura IntelliGrid, unos estándares abiertos, el enfoque basado en los requisitos para la integración de redes de datos y equipamiento que permite la interoperabilidad entre productos y sistemas.

Este programa proporciona servicios con la metodología, herramientas y recomendaciones de estándares y tecnologías para la aplicación de estos sistemas, como la medición avanzada, automatización de la distribución, respuesta a la demanda, y la medición de área amplia. El programa también proporciona servicios con pruebas independientes e imparciales de las tecnologías y productos de proveedores [63].

Olympic Peninsula Project

Tres distribuidores de energía eléctrica, el Distrito de Servicios Públicos del Condado de Clallam, la ciudad de Port Angeles y General Electric de Portland aportaron escenarios municipales, comerciales y residenciales de prueba al Proyecto Península Olímpica. Otros colaboradores, específicamente el Laboratorio de Investigación Watson de IBM y Controles Invensys proporcionaron el equipo, software, y un valioso apoyo al proyecto. Whirlpool Corporation participó incrementando los controles en las secadoras de ropa del proyecto, anunciando condiciones de alto valor en sus paneles publicitarios.

El proyecto fue tanto una prueba de comportamiento del consumidor como de las nuevas tecnologías. Los científicos querían saber si la capacidad de supervisar constantemente el consumo induciría a la gente a ahorrar energía (al igual que los

estudios han demostrado que las personas caminan más si usan podómetros para contar sus pasos).

En la Península Olímpica, al oeste de Seattle, 112 viviendas estaban equipadas con termostatos digitales y controladores de los calentadores de agua y secadoras de ropa. Estos controles estaban conectados a Internet.

Los propietarios podían visitar un sitio Web para establecer su temperatura ideal y cuántos grados estaban dispuestos a mover esa temperatura por encima o por debajo de la establecida. También indicaron su nivel de tolerancia de los precios fluctuantes de la electricidad. Es decir, los propietarios de viviendas fueron encuestados para decidir el equilibrio que querían hacer entre el ahorro de costes y su comodidad.

Se inició a finales de 2004. El equipo fue colocado a finales de 2005, y los datos se recogieron desde principios de 2006 hasta marzo de 2007 [64].

Ontario Energy Board Smart Price Pilot (Modelo de Precio Inteligente de Energía de Ontario)



Ontario Energy Board

En junio de 2006, el Consejo de Energía de Ontario inició el proyecto Ontario Energy Board Smart Price Pilot para probar el impacto sobre el comportamiento del consumidor al observar estructuras de precios diferentes a la vez.

El 1 de agosto de 2006, 375 de los clientes de electricidad de Hydro Ottawa se habían colocado en uno de los tres grupos de precios y estaban recibiendo mensualmente instrucciones de uso de electricidad además de sus facturas de electricidad bimensuales.

El proyecto funcionó hasta el 28 de febrero de 2007, con la intención de evaluar:

- En qué medida el conocimiento de diferentes estructuras de precios mueven el consumo de electricidad a periodos valle reduciendo los picos de demanda.
- A qué precio cada estructura ocasiona un cambio en el consumo mensual.
- La aceptabilidad por los consumidores residenciales de cada estructura de precios y las comunicaciones asociadas a cada uno.

Los resultados de la Ontario Smart Prices Pilot se obtuvieron a través del análisis cuantitativo de la respuesta a la demanda, la conservación de la energía total, y las respuestas de los participantes en el estudio. Se obtuvieron comentarios cualitativos a partir de grupos de discusión y seguimiento de llamadas de asistencia de los participantes.

Los resultados tienen por objeto informar a la Comisión con respecto a las decisiones futuras relacionadas con precios con discriminación horaria, incluyendo la posibilidad de aplicación de precios máximos críticos, cualquier perfeccionamiento de la estructura de precio por tiempo de uso del Plan de Precio Regulado actual y comunicaciones asociadas al consumidor [65].

En marzo de 2008, el Consorcio Smart Xcel Energy Grid anunció su intención de construir la primera SmartGridCity™ (Ciudad con Red Inteligente) de la nación en Boulder, Colorado. Este fue el mayor proyecto del país en su género y contó con la concentración más densa de tecnologías de Red Inteligente en una misma comunidad hasta la fecha.

SmartGridCity™ es un proyecto de varias fases que terminó en diciembre de 2009 con un presupuesto total cercano a los 30 millones de euros. En la primera fase (Marzo 2008-Agosto 2008), se llevaron a cabo las instalaciones iniciales para poner a prueba las capacidades y evaluar la reacción de los clientes. La segunda fase (Septiembre 2008-Diciembre 2009), fue una fase de despliegue completo con mayor alcance, a un grupo de consumidores más amplio. En su última fase se incorporaron los vehículos eléctricos híbridos como microcentrales de almacenamiento [66].

Los beneficios esperados en el proyecto son los siguientes:

- Reducción del pico de demanda y de las emisiones de CO₂.
- Ahorros en operación de la red.
- Reducción de los cortes de suministro al cliente y mejora de la fiabilidad.
- El empoderamiento de los clientes.
- Reducción de los costes relacionados con el servicio al cliente y la facturación.
- Reducción de pérdidas del sistema y optimización de activos.

En el sitio web de la compañía Xcel Energy los usuarios que poseen contadores inteligentes pueden encontrar información referente a su uso de electricidad hasta en intervalos de 15 minutos, así como su factura electrónica, pagos en línea, facturación detallada e historial de pagos.

El esquema de una de las casas de la ciudad inteligente es el que se puede ver en la Figura 18.

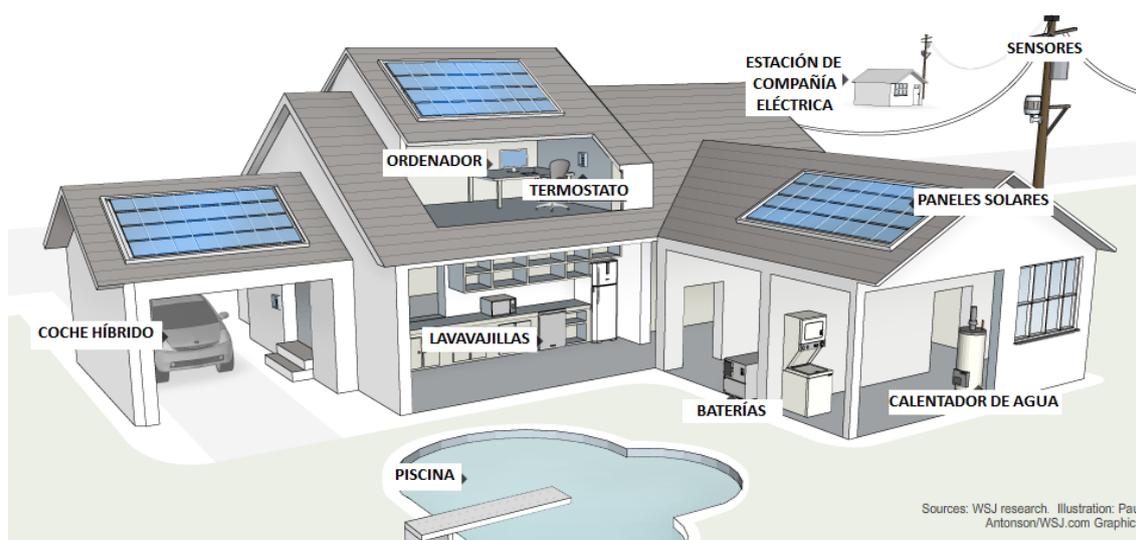


Figura 18. Esquema de casa en ciudad inteligente

- El *coche eléctrico híbrido* conectado a la red extrae electricidad de la casa cuando necesita cargarse, pero también almacena energía que puede devolver a la casa o a la red si es necesario.
- Desde el *ordenador* de casa, los consumidores pueden establecer parámetros que informen a la compañía eléctrica de cómo y cuando quieren utilizar sus aparatos domésticos, monitorear en tiempo real el uso de electricidad y ver gráficos de seguimiento de la cantidad y el coste de su consumo diario de potencia.
- Una posibilidad en una Red Inteligente es que la compañía eléctrica podría llegar a la casa de un cliente y bajar el *termostato*.
- El *lavavajillas* podría ser programado para responder a precios y señales de la compañía eléctrica. Los consumidores podrán negarse a que funcione a menos que exista energía solar en ese momento.
- Los consumidores podrán decir que no quieren usar su bomba de *piscina* en caso de que los precios de la energía superen unos niveles determinados.
- Un conjunto de *baterías* recibe la energía solar recogida de los paneles solares y la almacena para usarla en caso de corte de suministro para mantener en funcionamiento los aparatos domésticos más importantes.
- Los *paneles solares* proporcionan un suplemento adicional de energía, enviándola al conjunto de baterías que se encuentra en el interior de la casa.
- En una Red Inteligente, la compañía eléctrica podría llegar a casa de un cliente y bajar el *calentador de agua*, el cual también podría ser programado para responder a precios y señales de la compañía eléctrica.
- *Sensores* a lo largo de las líneas eléctricas informan a los equipos de las compañías eléctricas en tiempo real del flujo de electrones, lo que ayuda a encontrar problemas in situ en una línea distante y llevar a cabo las tareas de reparación para solucionarlo cuanto antes. Una sobrecarga activa automáticamente mensajes de correo electrónico y llamadas a los residentes locales solicitando reducir el uso de energía para evitar un apagón.
- Las señales son procesadas en una de las *estaciones de la compañía eléctrica*.

China

CHINA Southern Power Grid (Red Eléctrica del Sur de China)



CSG (Red Eléctrica del Sur de China) ha estado llevando a cabo la investigación sobre Redes Inteligentes de una manera pragmática y realista, y presentó su propia visión e interpretaciones a las autoridades competentes. CSG da especial prioridad a la mejora del nivel de inteligencia de la red de distribución y los dispositivos del lado del usuario final, y ha ganado amplios reconocimientos. Fue nombrada Empresa Innovadora por el Ministerio de Ciencia y Tecnología y SASAC (Comisión de Supervisión y Administración de Activos de propiedad Estatal). CSG Technology Research Center fue estructurada para establecer el Centro (experimental) de Desarrollo e Investigación Tecnológica de Grandes Redes de Suministro de Energía Nacional.

Las prioridades para fomentar la construcción de una Red Inteligente incluyen:

- Facilitar la integración rápida y flexible de nuevas energías a la red, y aumentar la capacidad instalada de nueva energía y energía renovable, como energía eólica.
- Continuar fomentando el envío de energía de generación eficiente y optimizar el envío económico de hidroeléctrica de la cuenca con el fin de facilitar el ahorro de energía y la reducción de las emisiones en el lugar de generación.
- Reforzar el concepto de desarrollo coordinado y la distribución flexible de la red a todos los niveles de tensión. CSG, por una parte mejora la capacidad de control del transporte de la red, y por la otra, mejora la automatización de la red de distribución, la fiabilidad de suministro y la calidad de energía. Además, CSG mejora la eficiencia económica y la flexibilidad de la red de distribución con el fin de satisfacer la necesidad de integración de la energía distribuida.
- Reducir las pérdidas y continuar optimizando la estructura de la red en todos los niveles de tensión. Por el momento, CSG disminuye lo tortuoso y comprometido del suministro de energía, promueve la ampliación del nivel de alta tensión a los centros de carga, reduce el radio de la fuente de alimentación, con el objetivo de conseguir un ahorro energético y una reducción de emisiones.
- Y por último, CSG está comprometido a mejorar la gestión del lado de la carga final. Por un lado, establece una multitecnología basada en un sistema de gestión desde el lado de la carga que satisface la necesidad de una economía baja en emisiones y orienta a los clientes a usar la energía más eficientemente. Por otro lado, establece gradualmente un sistema de utilización de energía inteligente y una plataforma de marketing interactivo para las ventas de energía. Están dedicados a servicios de suministro de energía de alta calidad y servicios de valor añadido múltiples. Gracias a esos esfuerzos, se puede incrementar la eficiencia de utilización del equipo y la utilización de energía por el cliente en gran parte.

Tecnología de Transformación y Transporte:

- El estudio del sistema independiente, el diseño de todo el conjunto y la depuración del sistema de Yunnan-Guangdong del proyecto de transporte en UHVDC (Corriente continua en Ultra Alta Tensión) se ha completado.
- Se ha puesto en funcionamiento la Base de Prueba de UHV (Ultra Alta Tensión) de Kunming del Laboratorio de Ingeniería Nacional.
- Puestas en servicio y aceptadas por el Ministerio de Ciencia y Tecnología las investigaciones sobre 12 temas del programa "Desarrollo y Pruebas del Sistema de Transformación y Transporte en UHV".
- El proyecto de suministro de energía distribuida (863 proyectos nacionales) está listo para iniciar la operación y se identifica como proyecto de prueba nacional.

Tecnología de Carga del Vehículo Eléctrico:

El primer lote desarrollado por CSG de instalaciones de carga de automóviles eléctricos fue puesto en servicio en Shenzhen el 28 de Diciembre de 2009. El proyecto incluye 2 estaciones y 134 postes de carga (con una capacidad total de 2480kVA). En los tiempos de economía baja en emisiones, CGS establece la tecnología de control de la red para cargar automóviles eléctricos a gran escala y tecnología de almacenamiento de energía como perspectiva de evolución y componentes clave en el desarrollo de la red. La

operación de las instalaciones de carga es otra iniciativa importante de CSG, apoyando el desarrollo y la utilización de nueva energía.

Se espera que Southern Power Grid Corporation invierta entre 3 y 4 billones de yuanes entre 2010 y 2020 (350.000 y 460.000 millones de euros, respectivamente) en la implantación de una Red Inteligente solo en el sur de la República Popular [67].

Emiratos Árabes

Ecocity Masdar

La ciudad de Masdar estará ubicada a 17 kilómetros de Abu Dhabi, en los Emiratos Árabes. Está siendo construida en 7 fases, cuenta con un presupuesto de 16 billones de euros y se espera finalizar su construcción en 2016.

El proyecto resultado de la Iniciativa Masdar es un sistema de desarrollo sostenible de seis millones de metros cuadrados, que utiliza los principios tradicionales de planificación de una ciudad amurallada, junto con las tecnologías existentes para lograr una comunidad con cero emisiones de carbono y cero residuos, la primera ciudad del mundo.

El proyecto fue impulsado por Foster + Partners y presentado en Cityscape Abu Dhabi, la iniciativa también ha sido impulsada por el Abu Dhabi Future Energy Company, y será un centro para el desarrollo de nuevas ideas para la producción de energía.



Figura 19. Proyecto de ciudad ecológica de Masdar [68]

El principio del desarrollo de Masdar es una ciudad amurallada densa que se construirá con una energía eficiente de dos etapas de eliminación progresiva, que se basa en la creación de una gran planta de energía fotovoltaica.

Los residuos urbanos alimentarán otras fuentes de energía renovable. La ciudad no tendrá coches, con el objetivo de superar los 10 principios de sostenibilidad de "One Planet Living", una iniciativa mundial lanzada por WWF y BioRegional. Los paneles

fotovoltaicos generarán la electricidad de la ciudad, mientras que la refrigeración se obtendrá mediante energía solar concentrada. El agua será proporcionada a través de una planta de desalinización por energía solar [68].

Aspectos destacados de la ciudad de Masdar (Figura 19):

- La ciudad de Masdar ahorrará el equivalente a más de 2 billones de euros en petróleo durante los próximos 25 años (sobre la base de precios de la energía de hoy).
- Un 75% de reducción en la capacidad de potencia instalada; para la ciudad de Masdar se requerirán aproximadamente 200 MW de potencia instalada limpia en comparación con los más de 800 MW de potencia instalada para abastecer a una ciudad similar basada en el diseño convencional.
- La ciudad de Masdar necesitará alrededor de 8.000 m³ por día de agua desalinizada, mientras que las ciudades tradicionales requieren más de 20.000 m³ al día.
- El área del vertedero de la ciudad se verá drásticamente reducido, la ciudad de Masdar no necesitará prácticamente ningún área destinada a ese fin.

6. NORMATIVA RELATIVA A LA INTEGRACIÓN DE REDES INTELIGENTES

6.1. Normativa a nivel europeo

En Europa existen una serie de Directivas y Mandatos que pretenden acelerar la transición hacia las nuevas Redes Inteligentes de energía y las fuentes limpias de generación. Una de las más conocidas es la llamada “Estrategia 20-20-20”, ***DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*** en la que con el apoyo del Parlamento Europeo y de los Estados miembros, se acordó establecer un objetivo vinculante para que el 20% del consumo energético de 2020 proceda de fuentes renovables, teniendo en cuenta la situación específica de cada Estado Miembro. También adoptó el compromiso de reducir al menos un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 respecto a las de 1990, lograr un ahorro energético en ese año del 20% y que los biocombustibles alcancen el 10% en el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en la UE.

En cuanto a normativa referente a las redes y la medición inteligente nos encontramos la siguiente Directiva:

DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE

Anexo I – Medidas de protección del consumidor.

2. Los Estados Miembros garantizarán la utilización de sistemas de contador inteligente que contribuirán a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad. La aplicación de estos sistemas de medición podrá ser objeto de una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor particular, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable y del plazo viable para su distribución.

Dicha evaluación se realizará a más tardar el 3 de septiembre de 2012.

Sobre la base de dicha evaluación, los Estados Miembros o cualquier autoridad competente que aquellos designen prepararán un calendario con un objetivo de hasta diez años como máximo para la aplicación de sistemas de contador inteligente.

Cuando se evalúe positivamente la provisión de contadores inteligentes, se equipará, para 2020, al menos al 80% de los consumidores con sistemas de contador inteligente.

Los Estados Miembros o cualquier autoridad competente que designen garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y mejores prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior de la electricidad.

Unas de las principales preocupaciones de la Unión Europea es garantizar la interoperabilidad de los distribuidores en las redes, posibilitando la competencia de equipos en el mercado y por lo tanto reduciendo el precio a los consumidores, además de impedir la formación de posibles monopolios o barreras técnicas.

Por la importancia de esos estándares abiertos y no propietarios, la Comisión Europea ha realizado el **Mandato de Normalización a CEN, CENELEC y ETSI en el ámbito de los instrumentos de medida para el desarrollo de una arquitectura abierta en los protocolos de comunicación que participan en los contadores de servicios públicos permitiendo la interoperabilidad** (Texto 1), cuyo principal objetivo es crear estándares Europeos de protocolos de comunicación entre los equipos de medida, que permitan su interoperabilidad dentro de las redes.



Brussels, 12th March 2009
M/441 EN

Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability

Objective

The general objective of this mandate is to **create European standards** that will enable interoperability of utility meters (water, gas, electricity, heat), which can then improve the means by which customers' awareness of actual consumption can be raised in order to allow timely adaptation to their demands (commonly referred to as 'smart metering').

CEN, CENELEC and ETSI shall also invite WELMEC (authorities of member states) and the **Open Meter Project**, in so far as it is relevant for the development of standards requested by this mandate, to take part in the work.

Texto 1. Mandato de la Comisión Europea

La Comisión de las Comunidades Europeas también realizó el *Comunicado sobre movilización de la Información y Tecnologías de Comunicación para facilitar la transición a una economía energéticamente eficiente y de bajas emisiones en carbono* (Texto 2), con el fin de fomentar un cambio duradero en el comportamiento de los consumidores, las empresas y las comunidades para facilitar la transición a un nuevo sistema energético, más eficiente y bajo en emisiones de carbono, refiriéndose a la estandarización y el acceso de todos los consumidores de la Unión Europea a un mínimo de funcionalidades de medición inteligente.



COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES

Brussels, 12.3.2009
COM(2009) 111 final

COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS

on mobilising Information and Communication Technologies to facilitate the transition to an energy-efficient, low-carbon economy

4.2. Encouraging an enduring shift in the behaviour of consumers, businesses and communities

4.2.1. Energy end-use

front investment costs and the expected 10 to 15 year lifespan of metering solutions, it is of the utmost importance that Member States agree on a **minimum level of functionality** for smart metering so that the same minimum options can be offered to all consumers, irrespective of where they live and who provides the service, and to ensure interoperability.

way, real-time information flows and the possibility of new control loops. These specifications would be compatible with the standardisation mandate for utility meters that has recently been issued by the Commission³².

Texto 2. Comunicado de la Comisión Europea

La parte del comunicado señalada:

“...es de suma importancia que los estados miembros acuerden un nivel mínimo de funcionalidad para la medición inteligente de forma que se puedan ofrecer las mismas opciones mínimas a todos los consumidores, independientemente del lugar donde viven y quien presta el servicio, y garantizar la interoperabilidad...”

“...Estas especificaciones serían compatibles con el mandato de estandarización de los contadores que ha sido recientemente publicado por la Comisión.” [69].

6.2. Normativa en España

A continuación se detallan las normativas que hacen referencia a la legislación más importante aplicable a las Redes Inteligentes en nuestro país:

1. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

El Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisaba la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, señalaba en su disposición adicional segunda que, a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión, el registro de la calidad de la energía, actuaciones remotas (cambios de tarifa, potencia, etc.) y actuación sobre la potencia máxima demandada. De acuerdo con esto, en el presente Real Decreto se incorporan los aspectos relacionados con la telegestión al objeto de permitir el necesario desarrollo y adecuación de los sistemas y equipos de medida.

El objeto de este Reglamento es la regulación de las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características, con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos requeridos para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro, en aplicación del régimen económico de las actividades de dicho sistema [70].

2. ORDEN ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.

Aparte de este cometido, se especificará la regulación de los requisitos y condiciones técnicas a que se refiere la disposición adicional segunda del Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006 [71].

3. ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

Mediante la presente Orden se revisan los costes y se ajustan las tarifas para la venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas a partir del 1 de enero de 2008.

Asimismo se mantienen los precios de los alquileres de los equipos de medida por parte de los distribuidores a los consumidores finales, excepto los correspondientes a contadores electrónicos con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, que se actualizan igual que los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema y como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas, incrementándose el 3,6%. Por otro lado, se procede a la actualización trimestral de las tarifas y primas para las instalaciones de las cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP, de las instalaciones de residuos y de las instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos. También se realizan las actualizaciones anuales del resto de instalaciones.

Tomando como base la información contenida en el informe aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía el 25 de octubre de 2007, en la presente Orden se establece el plan de sustitución de contadores de medida en los suministros de energía eléctrica de hasta 15 kW de potencia contratada con el fin de impulsar la implantación de los sistemas de telegestión y se ordena que todos los contadores antiguos deberán ser sustituidos antes del 31 de diciembre de 2018 [72].

4. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

La evolución del caudal técnico y de las condiciones legales hizo que quedase obsoleto el anterior reglamento electrotécnico para baja tensión aprobado por Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, alejándolo de las bases con que fue elaborado, por lo que resultó necesaria su actualización.

Esta normativa ha sufrido leves variaciones en algunos párrafos en 2010 que nada afectan a lo que en el estudio se expone [73].

7. CONCLUSIÓN

Como se ha visto en el estudio, las Redes Inteligentes son la convergencia de datos e información sobre tecnologías de operación aplicadas a las redes eléctricas, que permiten el desarrollo de opciones sostenibles para los clientes y la mejora de la seguridad, confiabilidad y eficiencia para las compañías eléctricas.

Este nuevo tipo de red aparece en parte por los compromisos que se están creando para preservar el medio ambiente, buscando, por un lado, una mayor fiabilidad y eficiencia en la producción, transporte y distribución de energía, y por otro, una mayor integración de energías limpias y renovables, así como de fuentes de Generación Distribuida, con menor impacto ecológico, ambiental y paisajístico que las grandes centrales de generación actuales.

Otro de los motores que impulsa la implantación de esta arquitectura de red, es que significa una garantía de independencia energética para las distintas naciones que en la actualidad dependen de combustibles importados desde otros países con puntos discretos de extracción. El uso de las renovables, con todas las alternativas que ello conlleva, universaliza la posesión de fuentes de energía.

Además, con la nueva Red Inteligente, los clientes o consumidores de energía, dejan atrás su papel pasivo en el sistema energético, ayudados por los contadores inteligentes, y se convierten en una pieza clave realizando gestión activa de la demanda, así como participando en la toma de decisiones sostenibles en el uso racional y eficiente de la energía.

El núcleo central de estas nuevas redes serán las redes de telecomunicación por medio de las cuales se transportarán los datos, operacionales y no operacionales.

Pero hasta que esta nueva Red Inteligente sea una realidad extendida, los primeros pasos están encaminados a implantar fuentes de Generación Distribuida en los diversos ámbitos urbanos (Microrredes), situándose la energía solar fotovoltaica como la más accesible a día de hoy para los ciudadanos medios. Así, se va preparando el terreno para conseguir una red limpia y eficiente en la que aparte de electricidad, circula información, y en la que el usuario además de consumidor, podrá ser generador, participando activamente en la demanda. El fin es optimizar el uso de la energía y por lo tanto, reducir tanto su coste como su impacto ambiental.

Y para conseguir implantar estas fuentes de Generación Distribuida dentro de las Microrredes, se necesita integrar en la red nuevas y diversas tecnologías, la mayoría en estudio aún, tanto de creación como de perfeccionamiento. Estos nuevos elementos son los diferentes sistemas para almacenamiento de la energía generada por los nuevos sistemas de Generación Distribuida, para garantizar su disponibilidad siempre que se necesite. Otra de las novedades serán las distintas alternativas de transporte de energía, mucho más eficientes, para superar las grandes distancias que separan los núcleos de generación de los de consumo en los proyectos de Superredes contemplados hasta el momento.

Como se ha visto, hay muchos y muy diversos proyectos por todo el mundo estudiando y desarrollando tecnologías y software para facilitar la implantación de este nuevo concepto de Red Inteligente, así como diferentes actividades piloto para simular en un microsistema el comportamiento de la red en un sistema mayor.

A nivel nacional, en España, los principales proyectos están enfocados a la optimización y el estudio de herramientas, software y tecnología de información y comunicaciones para realizar una gestión de la demanda eficiente, así como la integración de energías renovables y en menor medida, del coche eléctrico. También se están llevando a cabo diferentes proyectos que contemplan la implantación de Redes Inteligentes en pequeñas comunidades y pruebas piloto en este contexto.

A nivel de la comunidad europea, los proyectos están enfocados hacia la búsqueda y creación de estándares de seguimiento, análisis y medida con el fin de fomentar la interoperabilidad entre proveedores del mercado energético. Además se busca la integración de las fuentes de Generación Distribuida en la red, así como hacer a los edificios energéticamente eficientes.

Por último, a nivel mundial, existen multitud de plataformas y proyectos que tratan la parte legislativa de este cambio hacia la Red Inteligente, dando los primeros pasos con la implantación de redes de prueba en diferentes comunidades y educando e informando a la población acerca de lo que la inteligencia energética significa. También se contempla la integración del vehículo eléctrico híbrido en el sistema de energía como microcentral de almacenamiento y la creación de ciudades inteligentes en el ámbito energético, con total interacción entre compañías energéticas y consumidores y edificios dotados de generación y almacenamiento de energía propios. Otro de los temas que se están llevando a cabo es el estudio y creación de nuevas tecnologías de transformación y transporte de energía, mucho más eficientes, como el transporte UHVDC (Corriente Continua en Ultra Alta Tensión).

Finalmente, una de las principales barreras que frena la implantación de las Redes Inteligentes es la regularización de los múltiples aspectos nuevos y la dificultad de crear una normativa común, pero se están dando los primeros pasos, tanto a nivel europeo como a nivel nacional, buscando estándares para garantizar la interoperabilidad de los diferentes distribuidores y regularizando los nuevos elementos que intervienen en la nueva red. También se busca un cambio de actitud en la población que pasa por la concienciación acerca de la necesidad de los nuevos aparatos y medidas para que generadores y consumidores contribuyan al desarrollo sostenible.

Y en esta línea se encuentra el futuro eléctrico.

8. GLOSARIO DE SIGLAS

AMI – Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de Medición Avanzada).

BT – Baja Tensión.

CAES – Compressed Air Energy Storage (Almacenamiento de Energía por Aire comprimido).

CDTI – Centro para el Desarrollo Técnico Industrial.

CECRE – Centro de Control de Energías Renovables.

CEER – Council of European Energy Regulators (Consejo de Reguladores Europeos de Energía).

CEN – Comité Europeo de Normalización.

CENELEC – Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

CENIT – Consorcios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica.

CEV – Central Eléctrica Virtual.

DEM – Digital Elevation Model (Modelo Digital de Elevación).

DER – Distributed Energy Sources (Fuentes de Energía Distribuida).

DMS – Distribution Management System (Sistema de Gestión de la Distribución).

DSM – Demand Side Management (Gestión de la Demanda).

DSO – Distribution System Operators (Operadores del Sistema de Distribución).

EDSO-SG – European Distribution System Operators for Smart Grids (Asociación de Operadores del Sistema de Distribución Europeo para Redes Inteligentes).

EEGI – Europe Electric Grid Initiative (Iniciativa de Red Eléctrica Europea).

EMS – Energy Management System (Sistema de Gestión Energética).

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Operadores del Sistema de Transporte de Electricidad).

EPRI – Electric Power Research Institute (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica).

ERGEG – European Regulator’s Group for Electricity and Gas (Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas).

ETSI – European Telecommunications Standards Institute (Instituto Europeo de Normas de Telecomunicaciones).

FACTS – Flexible Alternate Current Transmission System (Sistema Flexible de Transporte por Corriente Alterna).

G2V – Grid to Vehicle (de la Red al Vehículo).

GD – Generación Distribuida.

GDE – Gestión de la Demanda.

HAN – Home Area Network (Red de Área Local).

HVAC – High Voltage Alternate Current (Alta Tensión en Corriente Alterna).

HVDC – High Voltage Direct Current (Alta Tensión en Corriente Continua).

IEE – Intelligent Energy Europe (Energía Inteligente de Europa)

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

LCC – Line Commutated Converter (Convertidor de Línea Conmutada).

L-RES – Large scale Renewable Energy Sources (Recursos Energéticos Renovables a Gran Escala).

LSVPP – Large Scale Virtual Power Plant (Central de Energía Virtual a Gran Escala).

MENA – Middle East and North of Africa (Oriente Medio y el Norte de África).

MT – Media Tensión.

OFDM – Orthogonal Frequency-Division Multiplexing (Multiplexación de División Ortogonal en Frecuencia).

PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Vehículo Eléctrico Híbrido Plug-in).

PLC – Power Line Communication (Comunicación mediante Cable Eléctrico).

PRIME – Power Line Intelligent Metering Evolution (Evolución de la Medición Inteligente en las Líneas de Energía).

PST – Phase Shifting Transformer (Transformador de Cambio de Fase).

RD&D – Research, Development and Demonstration (Prueba, Desarrollo e Investigación).

RFID - Radio Frequency IDentification (Identificación por RadioFrecuencia).

RTP – Real Time Pricing (Fijación de precio en Tiempo Real).

SET-Plan – Strategic Energy Technologies Plan (Plan de Tecnologías Energéticas Estratégicas).

SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage (Almacenamiento de Energía Magnética por Superconducción)

TIC – Tecnologías de la Información y Comunicación.

TOU – Time Of Use (Tiempo de Uso).

TREC – Trans-mediterranean Renewable Energy Cooperation (Cooperación Transmediterránea de Energía Renovable).

TSO – Transmission System Operators (Operadores del Sistema de Transporte).

UHVDC – Ultra High Voltage Direct Current (Ultra Alta Tensión en Corriente Continua).

V2G – Vehicle to Grid (del Vehículo a la Red).

VPN – Virtual Private Network (Red Privada Virtual).

VSC – Voltage Source Converter (Convertidor de Fuente de Tensión).

WAM – Wide Area Multilateration (Multilateración de Área Amplia).

WSN – Wireless Sensor Network (Red de Sensores Inalámbricos).

FUENTES Y BIBLIOGRAFÍA

- [1] DE BUEN RODRÍGUEZ, Odón, “*El uso eficiente de la energía como alternativa para Paraguay*”, Julio de 2009. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.ande.gov.py/Noticias/OdeB-09.pdf>.
- [2] SmartGrids: European Technology Platform. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.smartgrids.eu>.
- [3] GridWise Alliance: Advocating for a Smarter Grid. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.gridwise.org>.
- [4] BLANCO, Santiago, “*Las Redes Eléctricas Inteligentes: el aporte de las TIC*”, Indra, Mayo de 2010. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en http://www.fundaciongasnatural.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Madrid%2020100526/2_Santiago%20Blanco.pdf.
- [5] CARBAJO JOSA, Alberto, “*Redes Inteligentes: el futuro del Sistema Eléctrico. GreenPeace*”, Red Eléctrica de España. En: Círculo de Bellas Artes, Madrid, 27 de Abril de 2010. Disponible en <http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/10-04-27-2.pdf>.
- [6] ACKERMANN, Thomas, et al., “*La infraestructura necesaria para salvar el clima*”, [R]enovables, Greenpeace y Consejo Europeo de Energías Renovables, no. 24/7, Noviembre 2009.
- [7] MANTECA GONZÁLEZ, Florencio, “*Integración de Energías Renovables en la Arquitectura*”, Sinergia entre Energías Renovables y Arquitectura, Centro Nacional de Energías Renovables, 20 de Mayo de 2010. Disponible en http://www.ifema.es/ferias/genera/jornadas_genera/integracion_energias.pdf.
- [8] “*Energía Nuclear en el mundo*”, Foro Nuclear: Foro de la Industria Nuclear Española. [Consulta: Marzo 2011]. Disponible en http://www.foronuclear.org/energia_nuclear_mundo.jsp.
- [9] “*El Sistema Eléctrico Español: Avance del informe 2010*”, Red Eléctrica de España, 21 de Diciembre de 2010. Disponible en http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Avance_REE_2010.pdf.
- [10] “*Generación Distribuida, Energía de Calidad*”, CONUEE: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía de México. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui.

- [11] “*Introducción a la Generación Distribuida. CENIT - DENISE*”, Endesa, Isotrol. Disponible en http://www.escuelaendesa.com/pdf/1_introduccion_a_la_generacion_distribuida.pdf.
- [12] “*Impacto de la Generación Distribuida en los negocios de red. Planificación, diseño y operación*”, Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética, Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza. Disponible en <http://es.scribd.com/doc/42161012/Impacto-Economico-de-la-Generacion-Distribuida>.
- [13] ESPAÑA GONZÁLEZ, Héctor V, “*Generación Distribuida por medio de energías alternas renovables y su influencia en la evolución del sistema eléctrico secundario de distribución tradicional*”, Trabajo de Graduación, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, Noviembre, 2008. Disponible en http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0146_ME.pdf.
- [14] TREBOLLE TREBOLLE, David, “*La Generación Distribuida en España*”, Tesis de Máster, Madrid, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 1 de Enero de 2006. Disponible en <http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-06-004.pdf>.
- [15] MÉNDEZ QUEZADA, Víctor Hugo, “*Generación distribuida: aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio*”, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Tesis doctoral, 2005.
- [16] VELÁZQUEZ SÁNCHEZ, Raúl, et al., “*Introducción al concepto de Microrredes*”, Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas de Tendencias Tecnológicas, México, Julio-Septiembre 2010. Disponible en <http://www.iie.org.mx/boletin032010/tenden.pdf>.
- [17] “*Haciendo realidad la Red del Futuro, Supervisión y Automatización de la Red de Baja Tensión*”, Grupo ZIV. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en: <http://www.zivgridautomation.com/data/smartgrids/FAMI0911A.pdf>.
- [18] PRIME Alliance [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.prime-alliance.org>.
- [19] BARRIO, Félix J., “*Perspectivas de las Redes Eléctricas Inteligentes en Europa*”, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Relaciones Internacionales y Cooperación, Asunción (Paraguay), Mayo 2010. Disponible en <http://www.olade.org/electricidad/Documents/ponencias/Dia%2027%20de%20mayo>

/Sesion%208/F%20Barrio_Perspectivas%20de%20las%20Redes%20Inteligentes%20en%20Europa.pdf.

- [20] RODRIGUEZ HERNÁNDEZ, Alberto, “*La Generación Distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional*”, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá D.C., Noviembre 2009. Disponible en http://www.naturgas.com.co/files_fck/files/circulares/CREGCircularAenxo_2009_N53.pdf.
- [21] MOSELLE, B., PADILLA, J., SCHMALENSSEE, R., et al., “*Electricidad Verde. Energías renovables y sistema eléctrico*”, Marcial Pons, Ediciones Jurídicas y Sociales, Madrid, 2010.
- [22] “*Ultra HVDC Transmission System. Increased capacity and efficiency for vast bulk power transmission systems*”, Newsletter Issue 0910, Siemens, 2009. Disponible en http://www.trec-uk.org.uk/resources/siemens_uhvdc_october_2009.pdf.
- [23] ZWEIBEL, Ken, MASON, James, y FTHENAKIS, Vasilis, “*Solar Grand Plan*”. Scientific American, vol. 298, no. 1, 48-57, 2008.
- [24] Midwest ISO, PJM, SPP, TVA, y MAPP, “*Joint Coordinated System Plan 2008*”, Economic Assessment, Report, vol. 1, 2008.
- [25] AWEA y SEIA, 2009: “*Green Power Superhighways: Building a Path to America’s Clean Energy Future*”, Report, American Wind Energy Association, Solar Energy Industries Association.
- [26] KRAPELS, Eduard, “*Integrating 200,000 MWs of Renewable Energy in the US Power Grid*”, 2009.
- [27] Airtricity, “*European Offshore Supergrid Proposal. Creating a More Powerful Europe*”, 2006.
- [28] Office for Metropolitan Architecture, *Masterplan Zeekracht*, 2009. Disponible en <http://www.zeekracht.nl/sites/default/files/oma.pdf>.
- [29] TRIEB, F.; O’SULLIVAN, M.; PREGGER, T.; SCHILLINGS, C., y KREWITT, W., “*Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe*”, REACCESS Report, German Aerospace Center (DLR) Institute of Technical Thermodynamics Section Systems Analysis and Technology Assessment, Stuttgart, 2009.
- [30] Proyecto GAD: Gestión Activa y Eficiente del Consumo [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.proyectogad.es>.

- [31] ENERGOS - Tecnologías para la Gestión Automatizada e Inteligente de las Redes de Distribución Energética del Futuro. Centre Tecnològic de Telecomunicacions de Catalunya. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en:
<http://www.cttc.es/es/project/100420-energос.jsp>.
- [32] Resumen de proyecto en curso o finalizado, v2_120510. Plataforma Tecnológica Española de la Carretera. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en:
http://www.ptcarretera.es/assets/files/Proyecto%20ENERGOS/ft-4-lissituv_pcpf_energос.pdf.
- [33] Proyecto VERDE [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en
<http://www.cenitverde.es>.
- [34] Proyecto DENISE: Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente. Grupo Everis [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en
http://www.everis.cl/que_hemos_hecho/innovacion/proyecto-denise.
- [35] DENISE: Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente. Centro de Domótica Integral. Universidad Politécnica de Madrid [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.cedint.upm.es/es/proyecto/denise>.
- [36] COLLADO, Alfonso, “*DER - IREC 22@MICROGRID. Tecnología para un nuevo modelo energético. Núcleos en Cooperación ACC10*”, Circutor Magazine, no. 2010/02.
- [37] Proyectos – Electrónica de Potencia y Redes Eléctricas. Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC) [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en
<http://www.irec.cat/index.php/es/los-proyectos/19-projectes-electronica-de-potencia>.
- [38] Desarrollo de soluciones tecnológicas para la red eléctrica Española del 2025. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.redes2025.es>.
- [39] ARROJO, José. “*Malaga Smartcity: model of sustainable energy management for the cities of the future*”, Endesa, Smart Grids Summit 2010, Málaga, 13 de Septiembre de 2010.
- [40] GARRIGOSA DE SIGMARINGA, Juan, “*Smartcity Málaga. Respondiendo a los retos tecnológicos del siglo XXI*”, Endesa, Málaga, 21 de Octubre de 2010.
- [41] Smartcity Málaga. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en
<http://www.smartcitymalaga.com>.
- [42] Proyecto SMARTIE. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en:
<http://www.youtube.com/watch?v=pkGtfETQfn4>.
- [43] Primera Red Inteligente: Castellón. Iberdrola. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.iberdrola.es>.

- [44] HERNÁNDEZ GARCÍA, Pedro; ARRIOLA ALCÍBAR, Javier, “*STAR. Impulsado la e3+ en las redes de distribución y en la gestión de la demanda*”, I Congreso de Eficiencia Energética Eléctrica, Madrid, 26 y 27 de Octubre de 2010.
- [45] ADDRESS Project. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.addressfp7.org>.
- [46] BEHAVE - Evaluation of Energy Behaviour Change Programmes. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.energy-behave.net>.
- [47] Electronics enabling efficient energy usage. Results from the E4U project, Vienna, (Austria), Diciembre 2009. Disponible en http://www.e4efficiency.eu/fileadmin/fileshare/FinalReview/Final_E4U_publication_V13.pdf.
- [48] eDIANA: Embedded Systems for Energy Efficient Buildings. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.artemis-ediana.eu>.
- [49] The EMEEES Project. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en http://www.evaluate-energy-savings.eu/emeees/en/the_project/project_description.php.
- [50] Measuring and reporting energy savings for the Energy Services Directive – how it can be done. Results and recommendations from the EMEEES project, Wuppertal, (Alemania), Junio 2009. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en http://www.evaluate-energy-savings.eu/emeees/en/publications/reports/EMEEES_Final_Report.pdf.
- [51] European Electricity Grid Initiative. SmartGrids: European Technology Platform, 27 de Mayo de 2010. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.smartgrids.eu>.
- [52] FENIX Project. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.fenix-project.org>.
- [53] GENESYS Project – Support to developers of advanced ICT-enable energy-efficiency Systems. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.genesys-project.eu>.
- [54] INTEGRIS: Intelligent Electrical Grid Sensor communications. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://fp7integriss.eu>.
- [55] Project MERGE. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.ev-merge.eu>.

- [56] MicroGrids. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.microgrids.eu>.
- [57] OPEN METER: Open and Public Extended Network Metering. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.openmeter.com>.
- [58] PEGASE: Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://www.fp7-pegase.eu>.
- [59] The Smart Grids Summit. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en <http://www.gridsummit.eu>.
- [60] TWENTIES Project. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en <http://www.twenties-project.eu>.
- [61] Moving Toward Utility-Scale Deployment of Dynamic Pricing in Mass Markets. Institute for Electric Efficiency, Junio 2009. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en: http://www.edisonfoundation.net/iee/reports/IEE_Utility-ScaleDynamicPricing_0609.pdf.
- [62] AEP Ohio gridSMART Events & Projects. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en <http://www.aepohio.com>.
- [63] IntelliGrid. [Consulta: Diciembre 2010]. Disponible en <http://intelligrid.epri.com>.
- [64] HAMMERSTROM, D.J, et al., "*Pacific Northwest GridWise Testbed Demonstration Projects. Part I. Olympic Peninsula Project*", Pacific Northwest National Laboratory, Richland (Washington), Octubre 2007.
- [65] Ontario Energy Board Smart Price Pilot Final Report. Ontario Energy Board. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en: <http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/smartpricepilot/OSPP%20Final%20Report%20-%20Final070726.pdf>.
- [66] SmartGridCity. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en <http://smartgridcity.xcelenergy.com>.
- [67] China Southern Power Grid. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en <http://eng.csg.cn>.
- [68] Masdar City. [Consulta: Enero 2011]. Disponible en <http://www.masdarcity.ae/en/index.aspx>.
- [69] "*SMARTGRIDS Redes eléctricas inteligentes*", Energía y Sociedad, Marzo de 2010. Disponible en <http://www.energiaysociedad.es/pdf/smartgrids.pdf>.

- [70] Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. Boletín Oficial del Estado, 18 de septiembre de 2007, núm. 224.
- [71] Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre. Boletín Oficial del Estado, 18 de octubre de 2007, núm. 250, p. 42390 a 42402.
- [72] Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre. Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 2007, núm. 312, p. 53781 a 53805.
- [73] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Boletín Oficial del Estado, 18 de septiembre de 2002, núm. 224.