



## Smart Grids: Sectores y actividades clave

INFORME ESTRATÉGICO DE LA FUNDACIÓN PARA LA  
SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

Realizado por CITCEA – UPC (Universitat Politècnica de Catalunya).

FUNSEAM- FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

C\Baldiri Reixac 4, torre I, planta 7, 08028, Barcelona

Tel. 34 - 93 403 37 66

**NOTA DE AUTOR.** \*El contenido y las conclusiones del informe reflejan exclusivamente las opiniones de los autores y no vinculan a las Empresas Patronas de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental, FUNSEAM.

---

## TABLA DE CONTENIDO

---

1. Introducción	4
2. Sectores y actividades clave	5
2.1. Redes de distribución	6
2.2. Generación	7
2.3. Redes de transporte	10
2.4. Tecnologías de la información y comunicaciones	13
2.5. Consumidores	16
2.6. Análisis coste beneficio	17
3. Regulación	19
3.1. Unión Europea	21
3.2. Estados Unidos	22
4. Conclusiones	23
5. Referencias	24

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1.	
Esquema de la red eléctrica y los diferentes sectores que forman la smart grid.	6
Figura 2.	
Evolución y previsión de desarrollo de la potencia fotovoltaica instalada.	9
Figura 3.	
Evolución y previsión de desarrollo de la potencia eólica instalada.	10
Figura 4.	
Evolución y previsión de la potencia instalada en proyectos HVDC.	12
Figura 5.	
Evolución mundial del número de instalaciones anuales de FACTS.	13

---

# Smart Grids: Sectores y actividades clave

## 1. Introducción

El concepto de redes eléctricas inteligentes, o smart grids en inglés, hace referencia a la utilización de las tecnologías de la información y de la comunicación en las redes eléctricas, con el fin de disponer de sistemas de medición, protección, control y supervisión, que garanticen una gestión óptima y sostenible. De esta forma, se consigue mayor fiabilidad y calidad de suministro con menor coste [1].

Además, las smart grids se caracterizan por:

- Facilitar la conexión y la operación de las diversas fuentes de generación.
- Crear infraestructura para que los consumidores sean activos y así habilitar la gestión de demanda y proporcionarles información más detallada del consumo.
- Mejorar la fiabilidad, la calidad y la seguridad de suministro.
- Mantener y mejorar los servicios existentes de manera eficiente.

La evolución hacia una red eléctrica inteligente ya está en proceso inducida por la introducción de generación con fuentes renovables, la necesidad de incrementar la eficiencia energética y asegurar la seguridad de suministro a largo y corto plazo, en una sociedad cada vez más electrificada. Gracias a la disponibilidad de la tecnología y la actitud activa, tanto por parte de los consumidores como por parte de los reguladores, se están desarrollando las smart grids. Sin embargo, esta evolución no solo se observa en el ámbito energético, sino que es patente en muchos otros sectores a la vez. En este sentido, podemos encontrar la gobernanza inteligente (smart governance), el negocio inteligente (smart business), edificios inteligentes (smart buildings), energía inteligente (smart energy), TICs inteligentes (smart ICT), movilidad inteligente (smart mobility), planificación inteligente (smart planning) y ciudadanos inteligentes y participativos (smart citizen). Todos estos conceptos se pueden englobar en el concepto de ciudad inteligente (smart city). En todos

estos procesos, lo común es la utilización de infraestructuras en red con el fin de mejorar la eficiencia económica y política para un desarrollo social, cultural y urbano.

El avance de las tecnologías, la receptividad del sector y un marco regulatorio favorable acelera la implantación de las smart grids y se abren así excelentes oportunidades de negocio. Este documento resume los sectores y actividades clave que presentan una mayor oportunidad de negocio dentro de las smart grids.

## 2. Sectores y actividades clave

Una smart grid o red eléctrica inteligente es la combinación de diferentes actividades que se integran y relacionan entre ellas para formar un sistema eléctrico más complejo del que se ha conocido hasta ahora. La red eléctrica convencional se caracteriza por la generación eléctrica en grandes plantas generadoras, una red de transporte y distribución relativamente poco monitorizada y automatizada (sobre todo la red de distribución) y unos consumidores que no participan activamente. Con la introducción de las smart grids, la estructura del sistema eléctrico se ha visto modificada y, al mismo tiempo, han surgido nuevas oportunidades que han propiciado la introducción de nuevos participantes en el sector eléctrico.

Las perspectivas mundiales en el mercado de las smart grids son favorables. Dicho mercado cuenta con un crecimiento medio anual de un 26% hasta 2017 [2]. El volumen de ese mercado global se incrementará desde los 23.970 M\$ en 2010 hasta los 125.150 M\$ en 2017. Respecto al ámbito de desarrollo mundial, actualmente las mayores inversiones se efectúan en Estados Unidos y en la Unión Europea (aproximadamente un 70% del total). En cambio, ya en 2017, se verá disminuido el peso de estas regiones hasta un 12% del total, mientras que países en vías de desarrollo, sobre todo en Asia y Latinoamérica, pasarán a ser el mayor mercado de esa tecnología.

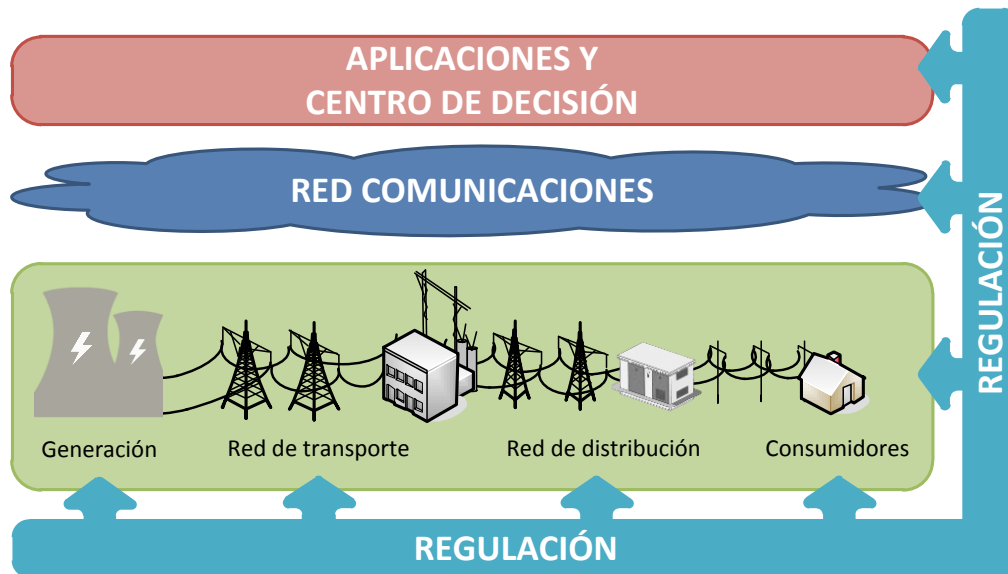


Figura 1. Esquema de la red eléctrica y los diferentes sectores que forman la smart grid.

Dentro del mercado de las smart grids coexisten diferentes sectores y actividades que forman un ecosistema particular. En la Figura 1 se muestran las partes que forman el sistema eléctrico tal y como lo conocemos actualmente. Dentro de cada uno de los elementos en que se divide el sistema, se han identificado una serie de sectores o actividades que se prevé serán clave en el mercado de las smart grids.

Aunque en todos los sectores se van a introducir cambios importantes, el pilar de las smart grids va a ser la optimización de la distribución ya que, en la red de transporte, su criticidad ha provocado que la supervisión y automatización ya se haya producido en gran medida. A su vez, los consumidores también ganan importancia con las smart grids, ya que a través de la gestión de la demanda y la generación distribuida, podrán formar parte activa del sistema eléctrico.

A continuación, se describen las principales características técnicas de estos sectores y las actividades clave dentro del desarrollo de las smart grids. La regulación se trata en el capítulo 3.

## 2.1. Redes de distribución

Las redes eléctricas están automatizadas para proporcionar una mayor continuidad de suministro. De esta manera, ante incidencias en las redes y la posterior actuación del sistema de protecciones, las redes disponen de sistemas telecontrol y telesupervisión que

permiten localizar el defecto, reconfigurar las redes para aislarlo y reponer el servicio de manera automatizada y en el menor tiempo posible.

Debido a su criticidad e importancia dentro del sistema eléctrico, la red de transporte ya se encuentra en su mayor parte automatizada. Sin embargo, la red de distribución carece actualmente de este grado de automatización. Con la introducción de la generación distribuida, o la gestión activa de la demanda, se hace también indispensable la automatización de la red de distribución.

En este sentido, gran parte de la evolución de la red eléctrica actual hacia una smart grid tendrá su pilar en la red de distribución. Por tanto, el mercado de la automatización de la red de distribución deberá evolucionar al alza, de la misma manera que este tipo de instalaciones o servicios vaya ganando peso en la red eléctrica del futuro. Dentro de la automatización de la red de distribución tienen cabida diferentes conceptos como el sistema de gestión de distribución (Distribution Management System, DMS), la automatización de líneas (Feeder Automation, FA) o la automatización de subestaciones (Substation Automation, SA).

La implantación del DMS, con sistemas de telecontrol y telesupervisión en la red de distribución, proporciona una reducción tanto en la duración como en el número de interrupciones de suministro mientras se reducen los costes operacionales y de mantenimiento, asegurando operaciones eficientes y redes eléctricas equilibradas. Además de la detección y aislamiento de faltas, con el FA también se puede mejorar el control sobre la tensión y la energía reactiva en la red de distribución. Finalmente, con la SA se pretende llevar a cabo un control exhaustivo dentro de las subestaciones eléctricas, donde se concentra la mayor cantidad de información útil para operar y gestionar la red, integrando los equipos de control, protección y monitorización.

## 2.2. Generación

Tradicionalmente, la generación de electricidad se coordinaba de manera centralizada con una operativa relativamente sencilla, adecuando la potencia de un número limitado de grandes centrales a la demanda de energía eléctrica. Posteriormente, con la liberalización de la producción de electricidad, la promoción de la generación no convencional como estrategia para la seguridad de suministro a largo plazo, unida a los avances tecnológicos

en áreas como la electrónica de potencia, los materiales o las TICs, han desembocado en la consolidación de generadores con fuentes de energía renovables, eólica y solar principalmente, como productores de electricidad.

Por otro lado, el mercado de las energías renovables se encuentra en fuerte expansión por la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, con una legislación que promueve en muchas ocasiones su crecimiento. Un ejemplo de ello es la Directiva 2009/28/EC de la Comisión Europea que fija el objetivo de que en la UE el 20% de la producción eléctrica provenga de energía renovable en 2020 [3].

En el caso de la fotovoltaica, la capacidad de potencia instalada se ha incrementado desde los 5,3 GW en 2005 hasta los casi 70 GW en 2011 [4], favorecida por un descenso en los costes de producción y una regulación favorable en muchos países. La evolución de la potencia fotovoltaica instalada se muestra detallada en la Figura 2. Las áreas geográficas con mayor presencia de potencia instalada son Europa (51,7 GW) y en menor medida Asia-Pacífico (10,8 GW), destacando la aportación de países como Alemania (24,6 GW) e Italia (12,7 GW) con fuertes crecimientos en los últimos años. Las previsiones de la EPIA [4] indican que el mercado fotovoltaico continuará creciendo, llegando, dependiendo de la previsión, hasta los 207 o 342 GW de potencia instalada en 2016. Dependiendo de la evolución de los precios y de las políticas de incentivos, el crecimiento de la potencia instalada tenderá a crecer más moderadamente que en los últimos años, sobretudo en Europa. Esta desaceleración no será compensada por el incremento de crecimiento en el resto de áreas geográficas, sobretudo en América y China. Además, a diferencia de los últimos cambios regulatorios en España, otras legislaciones están empezando a apoyar la producción y dando viabilidad al autoconsumo, lo que se prevé se transformará en un fuerte aumento de las instalaciones fotovoltaicas a pequeña escala en los edificios residenciales.



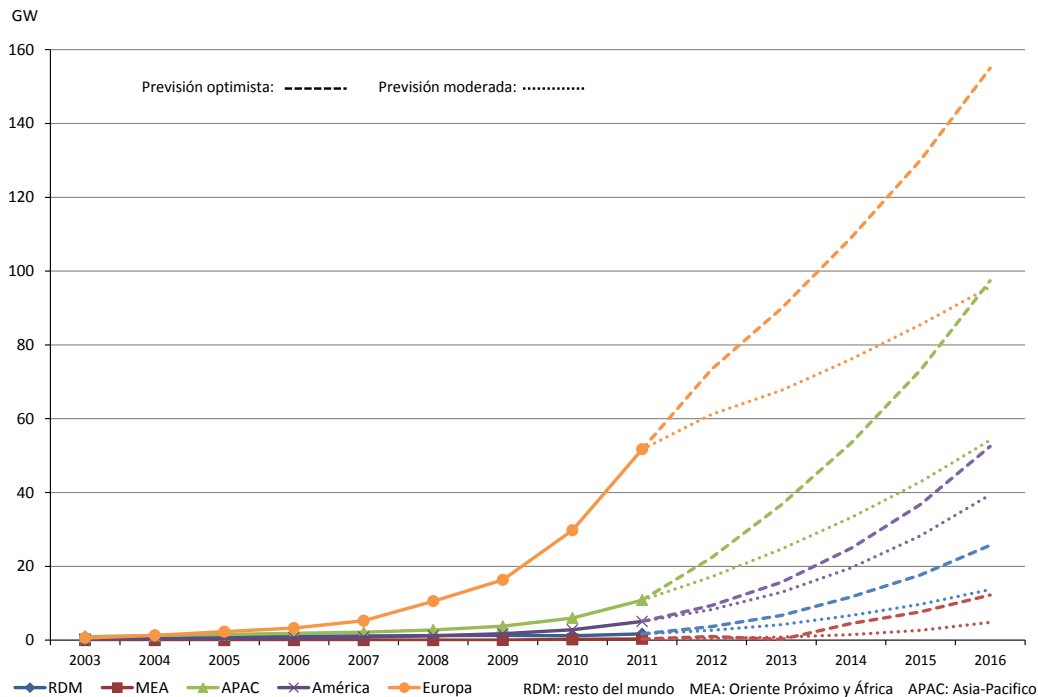


Figura 2. Evolución y previsión de desarrollo de la potencia fotovoltaica instalada [4].

El mercado de la energía eólica es un mercado más consolidado que el de la energía fotovoltaica. La capacidad de potencia eólica instalada ha crecido en los últimos años pasando de los 59 GW en 2005 hasta superar los 240 GW en 2011 [5]. Se puede observar la evolución de la potencia eólica instalada en la Figura 3. De entre todas las regiones, destacan especialmente las de Europa (96,6 GW) y Asia-Pacífico (84,8 GW), mientras que los países con más implantación son China (62,3 GW), EEUU (46,9 GW), Alemania (29,0 GW) y España (21,6 GW). Según el GWEG [5], las previsiones son que la potencia eólica mundial instalada continúe en expansión llegando hasta los 490 GW de potencia instalada en 2016. Además, el mercado eólico continuará siendo dominado por Asia y Europa, con un fuerte crecimiento de la potencia instalada en la India, aunque destacan también otros países con una gran previsión de crecimiento como Brasil, Méjico o Sudáfrica.

Debido a la creciente ocupación de los mejores emplazamientos terrestres para la instalación de parques eólicos, desde hace una década, se está desplazando gran parte de su ubicación a zonas marinas. Además de representar una alternativa a la instalación terrestre, las ubicaciones marinas ofrecen perfiles de viento más favorables, suelen presentar menor oposición social debido a su menor impacto visual y permiten la instalación de aerogeneradores de mayores dimensiones y, consecuentemente, de mayor potencia.

Se prevé que este fuerte incremento de las instalaciones de eólica marina tendrá principalmente un gran impacto en Europa. Si se observa la evolución de la potencia eólica anual instalada en los últimos diez años en Europa, se ve cómo mientras que la potencia eólica anual instalada se ha multiplicado por 200, en el caso terrestre solo se ha duplicado. En 2001, se habían instalado 4 MW offshore y 4377 MW terrestres, mientras que en 2011, se habían instalado 866 MW offshore y 8750 MW terrestres [5].

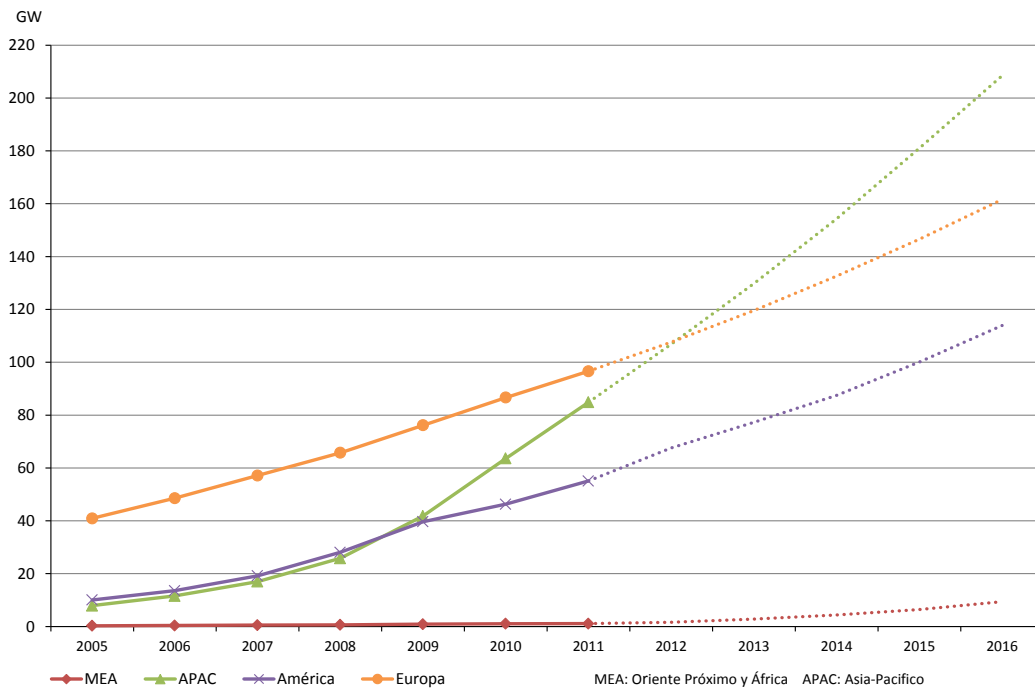


Figura 3. Evolución y previsión de desarrollo de la potencia eólica instalada [5].

Los esfuerzos para aumentar la cuota de energías renovables y generación distribuida implican un esfuerzo en su integración en la red, que exige una mayor gestión integrada de la red de distribución, así como de una mayor automatización en su control y protección. En este sentido, el uso de sistemas de almacenamiento en combinación con energías renovables también favorece la penetración de generación distribuida, mitigando su gran inconveniente que es su variabilidad y disponibilidad.

### 2.3. Redes de transporte

El incremento en la generación distribuida y la producción mediante fuentes de energía renovable también ha creado la necesidad de mejorar y adaptar la red de transmisión a la nueva situación. En este sentido, existen diferentes alternativas para regular los flujos de

potencia en la red eléctrica. Las aportaciones más destacadas en este ámbito son los limitadores de corriente de falta, los transformadores de cambio de fase (Phase Shifting Transformers, PST), las redes de alta tensión en corriente continua (High Voltage DC, HVDC) y los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (Flexible AC Transmission Systems, FACTS). De todos ellos, los que presentan mayores expectativas de crecimiento son las redes HVDC y los FACTS, aunque en países como la India o Brasil los transformadores PST tienen una perspectiva de crecimiento significativa.

El transporte mediante HVDC es especialmente indicado para el transporte de grandes cantidades de energía a largas distancias, en interconexiones de sistemas asíncronos, y en enlaces submarinos de larga distancia. Sin embargo, el importante desarrollo tecnológico en este campo, la liberalización del sector eléctrico y un incremento de la sensibilidad medioambiental de la sociedad, han provocado que la utilización de sistemas HVDC sea ahora más deseable en nuevas situaciones donde antes solamente se utilizaban sistemas alta tensión en corriente alterna (High Voltage AC, HVAC).

El número de proyectos en HVDC ha incrementado en los últimos años reflejando un renovado interés en esta tecnología debido a los nuevos diseños de convertidores y aplicaciones. Los principales factores que impulsan este crecimiento son el aumento de los parques eólicos offshore y el número cada vez mayor de interconexiones transfronterizas. Solamente teniendo en cuenta los nuevos proyectos planificados, se augura un crecimiento de casi el 300% en las nuevas instalaciones en el periodo 2012-2020 respecto al período anterior 2006-2011 [6][7]. En la Figura 4, se muestra la evolución de la potencia instalada en los proyectos HVDC existentes y los planificados. Especialmente significativos son los crecimientos previstos en Europa y la China.

En países europeos como Alemania y el Reino Unido, el crecimiento se debe al gran número de parques eólicos offshore que se están construyendo para conectar con cables HVDC la generación eólica con la red principal. En China, en cambio, hay un gran número de proyectos HVDC planificados con redes de transporte de larga distancia entre la generación de energía renovable, que se concentra en el norte del país, y el consumo se da principalmente en el sur.

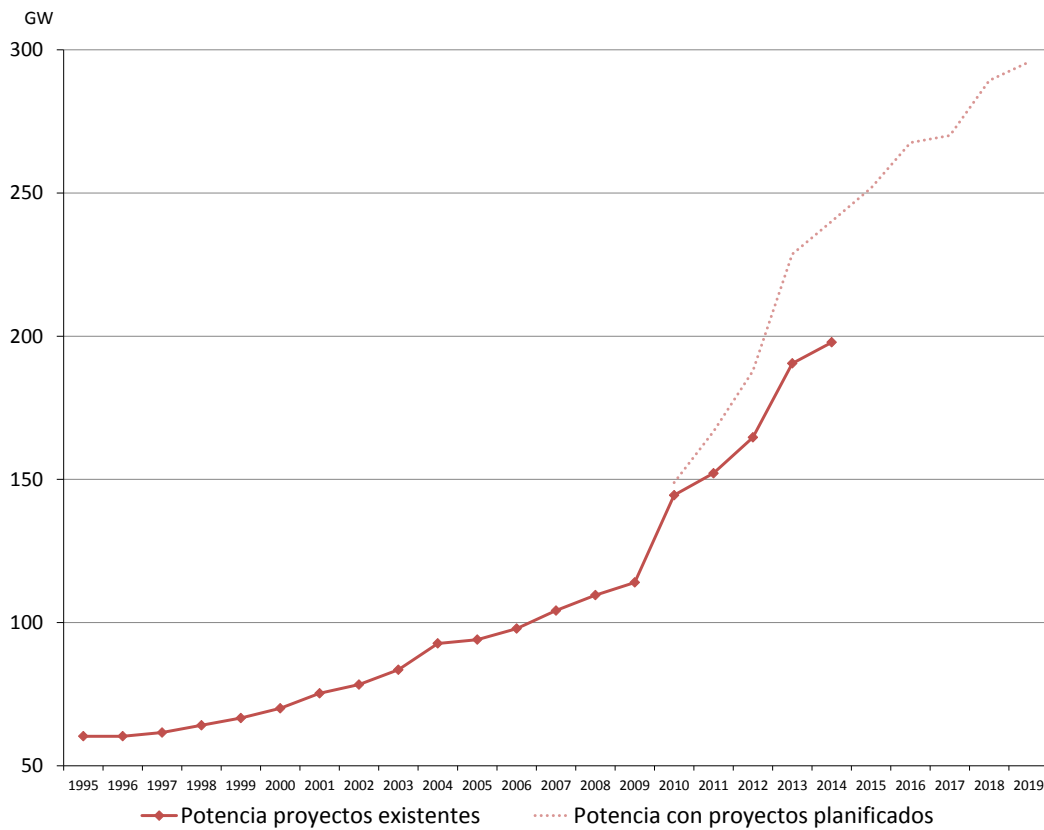


Figura 4. Evolución y previsión de la potencia instalada en proyectos HVDC [6][7].

Los FACTS son un sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos para mejorar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia. Estos dispositivos pueden controlar la impedancia de línea, el voltaje de línea y el flujo de potencia activa y reactiva, lo que abre nuevas oportunidades, ya que la posibilidad de controlar la corriente a través de una línea permite incrementar la capacidad de las líneas existentes. Existen dos modalidades básicas de FACTS, los llamados FACTS series y los paralelos, o combinaciones de ambas configuraciones. En general, los FACTS series pretenden principalmente mejorar el flujo de potencia activa, y los paralelos el flujo de potencia reactiva.

Los FACTS se están usando desde hace tiempo, pero desarrollos recientes han permitido que nuevos FACTS basados en electrónica de potencia con mejores prestaciones sustituyan a los desarrollados a finales de los 80s. Por este motivo, y debido también a la necesidad cada vez mayor de controlar los flujos de potencia en la red de transporte, la demanda de dispositivos de compensación variable está aumentando. En la Figura 5, se pueden ver el número de instalaciones de FACTS realizadas anualmente en el período 1995-2010 [8].

El mayor mercado de FACTS es el de América, donde se prevén crecimientos con una tasa anual compuesta (TCAC) del 24,7% en el período de 2009 a 2012 [9], donde ya es un mercado consolidado. Otra de las áreas con gran implantación de FACTS es la zona Asia-Pacífico, en la que se prevén crecimientos con una TCAC del 6% durante el período 2009-2012 [9]. En Europa, sin embargo, la presencia de FACTS todavía no es muy común, aunque, debido a la gran cantidad de energía renovable presente en algunos países, el potencial de crecimiento en esta zona es muy alto.

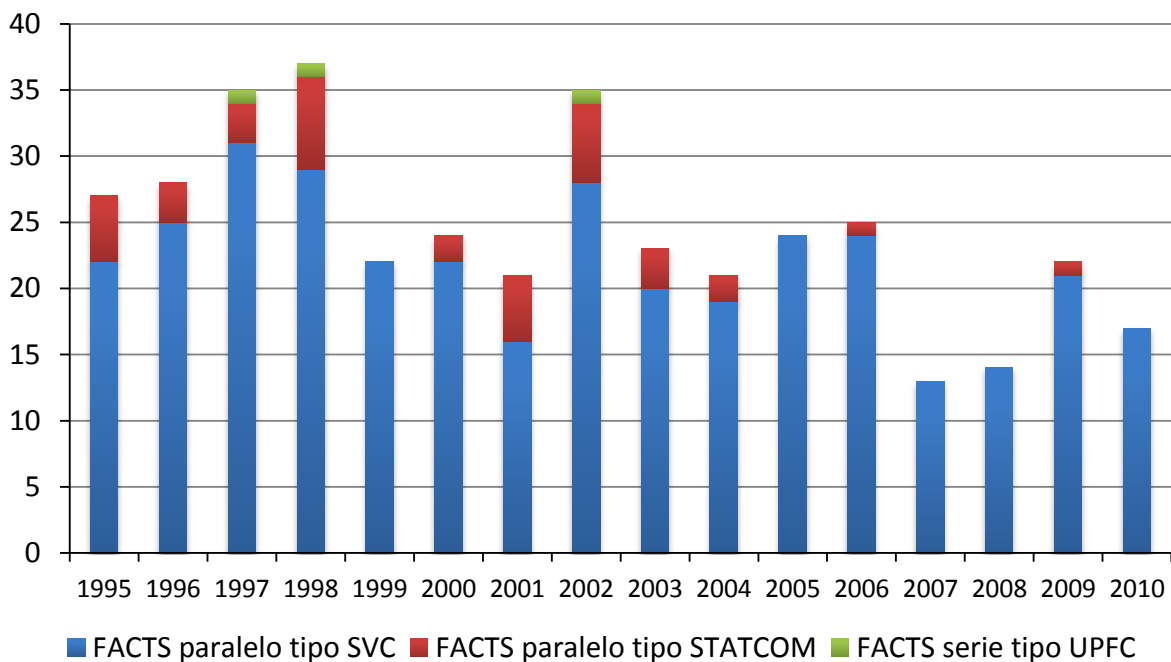


Figura 5. Evolución mundial del número de instalaciones anuales de FACTS [8].

## 2.4. Tecnologías de la información y comunicaciones

Ante el incremento de la complejidad del sistema eléctrico, que seguirá creciendo, las tecnologías de la información y la comunicación (TICs) son el sistema nervioso para garantizar la coordinación de todos los agentes que forman parte de él. Estos permiten gestionar y controlar el suministro eléctrico en un marco de sostenibilidad técnica y económica. La red eléctrica está introduciendo cada vez más estas tecnologías en sus equipos y sistemas, proporcionando así una mayor capacidad de interconexión, aportando a la red una mayor inteligencia y garantizando el suministro eléctrico a los usuarios.

El aumento de la presencia de las TICs es un hecho transversal que afectará en mayor o menor medida a todos los ámbitos del sector eléctrico. Una smart grid requiere de una

arquitectura de red y de una infraestructura que posibilite el intercambio continuo de información con los clientes, instalaciones y operaciones. Para obtener y enviar toda esta información, es necesaria una vasta red de comunicaciones que dé solución a los nuevos desafíos del sector eléctrico.

Para asegurar la interconexión efectiva de los equipos y sistemas, se requiere de estándares de comunicación que definan un lenguaje común que facilite el intercambio de datos. Actualmente, coexisten diferentes protocolos y tecnologías de comunicación con diversas fases de madurez o implantación en cada una de las actividades del sistema eléctrico. Diferentes iniciativas se han realizado con la intención de evitar esta multiplicidad de protocolos de comunicación y otro tipo de estándares. [10] y [11] muestran las recomendaciones de organismos como el NIST o la IEC respecto a los estándares utilizables en cada uno de los ámbitos de aplicación de las smart grids. La limitación de soluciones propietarias y el uso de estándares es un elemento clave para facilitar la implementación y desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, proporcionando interoperabilidad e integración de todos sus componentes.

Una vez transmitidos los datos, es necesario tratarlos para transformarlos automáticamente en información, utilizando herramientas y aplicaciones que luego la utilicen para mejorar el servicio, la fiabilidad y la eficiencia. La gestión de datos incluye todos los aspectos de recolección, análisis, almacenamiento y suministro de datos a los usuarios y aplicaciones. Aplicaciones como los contadores inteligentes, la gestión activa de la demanda, la automatización de la red de distribución o la información de los clientes pueden llegar a generar una gran cantidad de datos. Todas estas aplicaciones, mediante programas, algoritmos, cálculos y análisis de datos, son la base de todas las funcionalidades y son el nodo central de la inteligencia de las smart grids. Estas aplicaciones son cada vez más sofisticadas, resuelven problemas cada vez más complejos, exigen datos cada vez más precisos, y deben producir resultados con mayor rapidez y precisión.

La gestión de toda esta información es una tarea compleja, por lo que métodos de gestión de datos actualmente utilizados deben ajustarse a esta nueva situación. En ámbitos como este es donde aparecen fenómenos como el *big data*, en el que se dispone de conjuntos de datos tan grandes que superan la capacidad del software habitual para ser capturados, gestionados y procesados en un tiempo razonable. La introducción de los contadores inteligentes es un ejemplo de este fenómeno porque implica la gestión de una gran cantidad de datos. Por ello, algunas compañías eléctricas se han visto obligadas a replantearse sus

sistemas de gestión de datos. Esta problemática se acentuará a medida que otras aplicaciones de las smart grids se vayan introduciendo y la cantidad de datos a tratar sea aún mayor.

Uno de los aspectos que gana en importancia con el incremento de intercambio de información en las smart grids es el de la cyber-seguridad y la privacidad de los datos. Al convertirse el sistema eléctrico en más dependiente de las TICs, el sistema debe protegerse frente ataques, mal uso o acceso no autorizado al sistema de comunicaciones, asegurando la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información.

La necesidad de implementar tecnologías de la información y la comunicación en la red eléctrica es una oportunidad para empresas del sector de las TICs, que pueden encontrar en el sector eléctrico un nuevo sector estratégico donde desarrollar sus actividades. Tomando como referencia los proyectos relacionados con las smart grids realizados en Europa entre 2000 y 2010, se observa cómo la presencia de compañías del sector de las TICs en dichos proyectos ha ido aumentando con el tiempo. En concreto, han pasado de ser testimoniales antes de 2005 a estar presentes en cerca del 30% de los proyectos en 2009 y 2010 [12]. Mientras que empresas del sector eléctrico mantienen su predominio en el de equipos como los contadores inteligentes, las compañías del sector de las TICs predominan en las tareas de integrador de sistemas (IBM o Atos) o de proveedor de software y aplicaciones (SAP u Oracle). Sin embargo, en el campo de la infraestructura y la tecnología de comunicación, empresas provenientes de los dos sectores se reparten los proyectos. Las empresas del sector eléctrico tienden a ofrecer tecnologías como PLC (Power Line Communications) formando redes de comunicación propias dedicadas en exclusiva a la smart grid, mientras que compañías del sector de las TICs ofrecen el uso de sus propias redes de comunicación existentes, ya sean de telefonía móvil o por cable.

Otro fenómeno remarcable del sector son las nuevas alianzas y adquisiciones que se están realizando. En algunos casos son las compañías del sector de las TICs quienes adquieren pequeñas empresas con tecnología aplicada a las smart grids para consolidarse en el sector. En otros casos, son las compañías del sector energético las que tratan de adquirir o aliarse con pequeñas empresas del sector de las TICs para poder incorporar estos servicios a su cartera de negocio.

## 2.5. Consumidores

Como se ha comentado anteriormente, se requiere que los sistemas eléctricos sean más flexibles para equiparar la generación con la demanda. En el lado de la demanda eléctrica, los consumidores son los principales participantes.

Si bien hasta ahora los usuarios finales eran unos actores pasivos del sistema eléctrico, con la introducción de nuevos servicios que permiten una mayor involucración de los consumidores, los usuarios han empezado a ser parte importante en el uso y gestión de la energía. En este sentido, nuevas oportunidades de negocio emergerán si se involucra a los consumidores en la decisión de cómo y cuándo cooperar con el sistema. Estos nuevos servicios obligarán al consumidor a participar más activamente, con el objetivo de fomentar un uso más responsable de la energía y modificar conductas de comportamiento para reducir el consumo. Sin una actitud proactiva de los usuarios no se pueden aprovechar las oportunidades que prestan las nuevas tecnologías.

La sustitución de los contadores electromecánicos por los electrónicos es el primer paso para permitir la interacción del consumidor con el suministrador de energía eléctrica. El acceso a datos sobre el consumo en tiempo real por parte de los usuarios, ya sea a través del contador o de otras aplicaciones, abre un abanico de nuevas posibilidades que hasta ahora eran impensables de implementar por falta de información.

La principal manera de producir cambios en la curva de la demanda es planificando e implementando medidas para influir en el modo de consumir energía, mediante una gestión activa de la demanda. El uso de la energía por parte de los consumidores se basa principalmente en rutinas y hábitos difíciles de cambiar. En este sentido, será necesario profundizar en los aspectos técnicos, psicológicos, sociales y económicos que permitan participar y adaptar el comportamiento de los consumidores. Con la utilización de los contadores inteligentes con mayores funcionalidades, se podrá flexibilizar la demanda con incentivos y tarifas más eficaces, mientras que ahora solo es posible a través de tarificación por tramos horarios.

La flexibilidad que aporta el uso de programas de gestión activa de la demanda permite mejorar la integración de la generación no programable y con alta variabilidad, reducir los costes de operación del sistema y lograr una mayor concienciación sobre el coste de la generación en periodos con pico de demanda.



Para llevar a cabo todas estas aplicaciones y servicios es necesaria una infraestructura que hoy en día todavía no existe. En primer lugar, es necesaria una red de comunicaciones que transmita de forma bidireccional la información entre los contadores de los usuarios y las compañías eléctricas. Además del contador inteligente, el usuario puede consultar su consumo a través de otros dispositivos como pantallas instaladas en los hogares, un servidor web o aplicaciones en los teléfonos móviles. También será necesario un controlador de cargas que sea capaz de gestionar los consumos que se produzcan en el interior de los hogares. Este controlador forma parte de un sistema complejo de automatización de los hogares, en el que los electrodomésticos, los enchufes o el termostato están dotados de una cierta inteligencia para poderlos integrar en un solo sistema y lograr un funcionamiento energéticamente y económicamente eficiente en los edificios. Este concepto de automatización de los hogares es también conocido como *inmótica* o *Building Automation and Control System (BACS)*.

Mientras que los contadores electrónicos son ya una tecnología madura y actualmente se están implantando de forma masiva en muchos lugares del mundo, la implementación de la gestión activa de la demanda y la automatización de hogares se encuentra todavía en fase de desarrollo. Las previsiones apuntan a un crecimiento con una TCAC del 17,4% en el periodo 2010-2017 en el mercado global de la gestión activa de la demanda [2]. Mientras que en Europa se han realizado algunas instalaciones con éxito, es en EEUU donde este sector tiene una mayor actividad.

## 2.6. Análisis coste beneficio

Para poder empezar a implantar los sistemas y tecnologías que forman las smart grids, hace falta que las inversiones que se realicen tengan asegurado un cierto retorno. Sin este retorno, las empresas implicadas en el sector difícilmente tomen la decisión de hacer las inversiones necesarias para adecuar la red eléctrica sin otro tipo de incentivo. Por esta razón, se han estado realizando diferentes análisis de coste beneficio sobre la implantación de las smart grids.

En un informe realizado por EPRI en 2011 [13], los costes y beneficios de implementar las smart grids en EEUU durante 20 años (entre los años 2010 y 2030) se han estimado de la siguiente manera (distinguiendo entre un escenario conservador y uno optimista):

- Inversión neta requerida: entre 338.000 y 476.000 M\$

- Beneficios netos: entre 1.294.000 y 2.028.000 M\$
- Relación coste-beneficio de entre 2,8 y 6,0

En la parte de los costes, destaca la inversión necesaria en la red de distribución, que representa cerca del 70% de la inversión total. En referencia a los beneficios esperados, los más importantes se deben al ahorro en costes de operación y mantenimiento (entre un 40% y un 35%), los correspondientes al aumento de la fiabilidad (un 21%) y los beneficios por la reducción de emisiones (entre un 8% y un 20%).

En referencia a la Unión Europea, un estudio de Pike Research de 2011 [14] ha cuantificado la inversión necesaria en smart grids en 56.000 M€ entre 2010 y 2020. Además, desde la Comisión Europea se estima que las smart grids permitirían una reducción del 15% de las emisiones y una reducción del 9% del consumo de energía primaria, lo que supondría un ahorro de unos 7.500 M€ anuales [15].

Aunque no haya todavía un estudio que evalúe los beneficios de la implantación de las smart grids en la UE, actualmente se están realizando diferentes estudios de coste beneficio con respecto a la implantación de contadores inteligentes en más de 11 estados miembros. Un ejemplo es el estudio realizado en el Reino Unido, donde se calcula que durante los próximos 18 años, con una inversión de 12.114 M£ en instalar 53 millones de contadores inteligentes de gas y electricidad, se obtendrían unos beneficios de 18.774 M£, lo que supondrían unos beneficios netos de 6.659 M£ durante este periodo [16].

## 3. Regulación

Dejando a un lado los aspectos puramente tecnológicos, una de las mayores barreras que aparecen frecuentemente relacionadas con la implantación de las smart grids es la falta de políticas energéticas, legislaciones o normativas adecuadas al nuevo modelo de red eléctrica.

Los nuevos servicios que surgen de la aplicación de las smart grids implican la creación de nuevos modelos de negocio o la intervención de nuevos actores que necesitarán de nueva legislación que regule su actividad.

Sin embargo, a veces es la propia normativa y regulación vigente la que impone limitaciones o barreras técnicas. En otros casos, no se generan incentivos suficientes para que la inversión inicial sea rentable, aunque los beneficios indirectos sean muy significativos.

En este sentido, un aspecto clave para el impulso de las smart grids es el empuje creado con la regulación y legislación vigente acompañado con políticas de incentivos. En general, las regulaciones suelen resolver conflictos que se producen una vez que los sistemas están bastante maduros. En un inicio, se generan legislaciones que tratan de favorecer el desarrollo de las tecnologías (por ejemplo subvencionando mediante primas la generación de determinadas energías renovables). Posteriormente, se suelen reducir las ayudas y se solventan y regulan los problemas técnicos que puedan ir surgiendo debido a su implantación. Estos procesos regulatorios y reformas normativas deben estar acompañados por iniciativas provenientes, de las compañías del sector, con la finalidad de estandarizar procedimientos y tecnologías, para ganar en interoperabilidad.

Los cambios que las smart grids están provocando en el sistema eléctrico hacen necesario una revisión del modelo de retribución actual que permita realizar las inversiones necesarias para modernizar la red eléctrica. El nuevo modelo retributivo debería contemplar los siguientes aspectos

- Gestión de las fuentes de generación intermitentes
- Incentivos para la reducción de la intensidad energética

- Financiación para el desarrollo de proyectos de I+D

Estos cambios van en la misma dirección que los planteados por la Plataforma Española de Redes Eléctricas (FUTUREED), que engloba a las principales empresas, centros de investigación y administraciones públicas del sector eléctrico en España. En su visión sobre el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes [17], se identifica el rediseño del modelo retributivo de la distribución como el principal elemento impulsor para su desarrollo en España, ya que existe una asimetría entre a quien recaen los costes y quien obtiene los beneficios generados con las redes inteligentes. En este sentido, recomiendan que el nuevo esquema retributivo alinee las inversiones que se realicen con los beneficios que se generen para cada agente del sistema, incluyendo incentivos a la innovación.

Una clara demostración del rol que pueden jugar los incentivos y la legislación para favorecer una política energética determinada es el caso de la implantación de los contadores inteligentes o smart meters.

La evolución actual de las TICs, la gestión energética a nivel local, así como las tecnologías inteligentes para automatizar el hogar crean nuevas oportunidades para el surgimiento de iniciativas del lado de la demanda en el negocio eléctrico. Al mismo tiempo, existe una creciente necesidad de participación de parte del consumidor en la cadena de suministro eléctrico, de forma que la generación local y el autoconsumo tendrán un peso cada vez más importante. Todo este cambio en el sistema eléctrico requerirá nuevas políticas de regulación y normativas en todos estos ámbitos que faciliten la transformación de la red.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) ha realizado un documento donde recomienda los principales ejes de las políticas y la regulación necesarios para mejorar la implantación de las smart grids [18]. Estas acciones prioritarias tienen como ámbito de actuación la generación, transporte y distribución de energía, la promoción de la demanda activa, la protección de datos y por último la divulgación social para que los usuarios conozcan las posibilidades que ofrecen las smart grids. En cuanto a la generación, transporte y distribución de energía, los aspectos estratégicos respecto a la regulación, son la generación distribuida, la eficiencia energética y los vehículos eléctricos como demanda controlable.

A continuación, se muestran los principales procesos regulatorios llevados a cabo en Europa y en Estados Unidos.

### 3.1. Unión Europea

El principal agente que orienta o marca la regulación de las smart grids en la UE es la Comisión Europea. Además, se ha establecido un listado de objetivos de estandarización en materia de las smart grids en forma de mandatos. Las organizaciones europeas de estandarización (European Standardization Organizations, de la que forman parte CEN, CENELEC y ETSI) son las encargadas de cumplir con los mandatos de la Comisión Europea para establecer estándares que faciliten la armonización normativa a nivel europeo.

En la Unión Europea los principales factores que estimulan e impulsan el desarrollo de las smart grids son la voluntad de crear un mercado europeo de energía y la Directiva 2009/28/EC de la Comisión Europea [3]. En esta directiva, la CE se fija como objetivos para 2020 reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética y que el 20% de la producción eléctrica provenga de energía renovable.

Dentro del marco de la Comisión Europea, en los últimos años se han creado una serie de directivas y mandatos que establecen las prioridades y criterios a seguir en diferentes materias relacionadas con el desarrollo de las smart grids.

Un claro ejemplo de la importancia de estas directivas para la implantación de las smart grids es la reglamentación relacionada con los contadores inteligentes. El éxito de despliegue de los contadores inteligentes en Europa es debido principalmente al empuje reglamentario introducido por la Directiva 2009/72/CE, que requiere la implantación de contadores inteligentes en un 80% de los hogares en 2020 [19]. Además, también se ha establecido un mandato para establecer normas europeas para la interoperabilidad de los contadores inteligentes de electricidad (mandato M441 [20]). En la misma dirección, la directiva sobre la eficiencia en energía de uso final y servicios energéticos define los contadores inteligentes como uno de los aspectos más importantes para la eficiencia energética (Directiva 2012/27/UE) [21].

En relación al uso de la energía renovable, la Directiva 2009/28/CE establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables [22]. En ella también se fijan objetivos nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables. En cuanto al consumo de energía en edificios, la Directiva 2010/31/EU apoya firmemente la generación descentralizada y los contadores inteligentes, especialmente en los edificios de nueva construcción [23].

Otros mandatos creados recientemente para favorecer mediante la interoperabilidad la implantación de aspectos relacionados con las smart grids han sido los relativos a la estandarización de la recarga del VE (M468 [24]) y la estandarización de los servicios y funcionalidades de las smart grids (M490 [25]).

### 3.2. Estados Unidos

En el caso de EEUU, los organismos encargados de la regulación relacionada con las smart grids son el Department of Energy (DOE), la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), y el National Institute of Standards and Technology (NIST).

El DOE es el encargado del desarrollo de las smart grids a través de subvenciones a la inversión, la investigación y el desarrollo, y la creación de programas piloto de demostración. Además, el DOE también es responsable de supervisar el progreso de la implementación de las smart grids. En cambio, la FERC tiene la atribución de regular el transporte y distribución de electricidad. La FERC está colaborando con el NIST para desarrollar las normas y estándares necesarios para asegurar la interoperabilidad de los sistemas de las smart grids.

Mediante la Energy and Security Act de 2007 (y más concretamente el TITLE XIII) se establece una política nacional en EEUU, para la modernización de la red eléctrica y proporciona incentivos para que los interesados inviertan en iniciativas de smart grids [26]. Los pilares de la transformación energética en EE.UU. son la generación distribuida y los servicios para los consumidores con el fin de aumentar la eficiencia. Los objetivos marcados para el año 2020 en I+D son la reducción en un 20% las interrupciones en la red de distribución, reducir el tiempo de corte para la cargas críticas en un 98% y reducir la demanda punta en un 20%.

En materia de estandarización, el NIST ha publicado un documento en el que se identifican las normas y estándares aplicables a las smart grids [10] y tiene el encargo de crear un catálogo de estándares, que incluye protocolos de internet, información del uso de la energía, las estaciones de recarga de los VE, las comunicaciones entre los VE y las redes eléctricas, y los contadores inteligentes.

## 4. Conclusiones

El avance de las tecnologías, la receptividad del sector y un marco regulatorio favorable acelera una implantación de las smart grids, creando excelentes oportunidades de negocio. Los sectores y actividades claves de smart grids son las redes de transporte y distribución, la generación (especialmente la generación distribuida), las tecnologías de la información y las comunicaciones, los consumidores y la regulación.

En las redes de transporte y distribución la integración de las fuentes de energía renovables y la generación no convencional, la tecnología HVDC y FACTS, y la automatización de distribución, son los elementos destacados en este sector y con un gran potencial de crecimiento en los próximos años. Actualmente, debido a su criticidad e importancia dentro del sistema eléctrico, la red de transporte ya se encuentra en su mayor parte automatizada. Sin embargo, la red de distribución aún carece de este grado de automatización. Esta se hace también indispensable con la introducción de la generación distribuida o la gestión activa de la demanda. El incremento en la generación distribuida y la producción mediante fuentes de energía renovables también ha creado la necesidad de mejorar y adaptar la red.

El transporte mediante HVDC es muy atractivo para transportar grandes cantidades de energía a largas distancias, en interconexiones de sistemas asíncronos, y en enlaces submarinos de larga distancia. El número de proyectos en HVDC ha incrementado en los últimos años reflejando un renovado interés en esta tecnología. Los nuevos diseños de convertidores han hecho que nuevas aplicaciones se unan a las clásicas aplicaciones de los sistemas HVDC y se augura un crecimiento de casi el 300% en los siguientes años.

Los FACTS vienen empleándose desde hace tiempo, pero los desarrollos recientes han permitido que la presencia de nuevos FACTS esté aumentando. El mayor mercado de FACTS es el de América, aunque en la zona Asia-Pacífico se prevé también una gran implantación. En Europa, sin embargo, la presencia de FACTS todavía no es muy común, aunque debido a la gran cantidad de energía renovable, el potencial de crecimiento en esta zona es muy alto.

Asimismo, las Tecnologías de Información y Comunicaciones (TICs) son las que gestionan la información, la infraestructura de monitorización, la interoperabilidad, los interfaces de consumidores y la comunicación y ciberseguridad. Además, son imprescindibles en las smart grids y aunque operativas para algunas funciones, telemando de subestaciones por ejemplo, deben estar completamente disponibles para el caso de las Smart Grids.

Si bien hasta ahora los consumidores o usuarios finales son unos actores pasivos del sistema eléctrico, con la introducción de nuevos servicios estos han empezado a ser parte importante en el uso y gestión de la energía. Los nuevos servicios permitirán al consumidor participar más activamente, con el objetivo de fomentar un uso más responsable de la energía y modificar conductas de comportamiento para reducir el consumo. Sin embargo, mientras que los contadores electrónicos ya se están implantando de forma masiva en muchos lugares del mundo, la implementación de la gestión activa de la demanda y la automatización de hogares se encuentra todavía en fase de desarrollo.

Una de las mayores barreras que aparecen frecuentemente relacionadas con la implantación de las redes inteligentes es la falta de políticas energéticas, de legislaciones o normativas adecuadas al nuevo modelo de red eléctrica. Además, al existir una creciente necesidad de participación por parte del consumidor en el sistema eléctrico, también requerirá de nuevas políticas.

## 5. Referencias

[1] Communication - Smart Grids: from innovation to deployment [COM/2011/0202]. European Commission. April 2011.

[eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0202:fin:es:html](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0202:fin:es:html)

[2] Global Smart Grid Market, Frost&Sullivan, August 2011.



- [3] Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo. 23 de abril de 2009.  
[eur-lex.europa.eu/lexUriServ/lexUriServ.do?uri=oj:l:2009:140:0016:0062:es:pdf](http://eur-lex.europa.eu/lexUriServ/lexUriServ.do?uri=oj:l:2009:140:0016:0062:es:pdf)
- [4] Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016. European Photovoltaic Industry Association, EPIA. May 2012.
- [5] Global Wind Reports 2011 to 2006. Global Wind Energy Council, GWEC.
- [6] HVDC Existing Projects Listing. Prepared for the HVDC and Flexible AC Transmission Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee. March 2012.
- [7] HVDC Planned Projects Listing. Prepared for the HVDC and Flexible AC Transmission Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee. March 2012.
- [8] Users List for Installed SVC's. Prepared for the HVDC and Flexible AC Transmission Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee. April 2010.
- [9] Grids in Europe. Identification of Key Growth Opportunities. Frost & Sullivan. May 2012.
- [10] NIST framework and roadmap for Smart Grid interoperability standards, Release 2.0. National Institute of Standards and Technology (NIST). U.S. Dept. of Commerce, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability. February 2012.
- [11] IEC Smart Grid Standardization Roadmap, Edition 1.0. IEC Standardization Management Board Smart Grid Strategic Group. June 2010.
- [12] Smart grids and the transformation of the electricity sector: ICT firms as potential catalysts for sectoral change. S. Erlinghagen and J. Markard. Energy Policy (2012).
- [13] Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid - A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. EPRI (Electric Power Research Institute). April 2011.  
[www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001022519&Mode=download](http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001022519&Mode=download)
- [14] Smart Grids in Europe. Pike Research. 2011.
- [15] EU Smart Grid policy and the way forward. Manuel Sánchez. Regulation and Technology of Smart Grids, CNE. March 2012.  
[www.cne.es/cne/descarga/smartgrids2012/CNE5\\_M.SANCHEZ\\_Madrid\\_26March2012.pdf](http://www.cne.es/cne/descarga/smartgrids2012/CNE5_M.SANCHEZ_Madrid_26March2012.pdf)
- [16] Smart meter roll-out for the domestic and small and medium non-domestic sectors (GB). DEEC. 2013.  
[www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/78666/IA-Feb.pdf](http://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/78666/IA-Feb.pdf)
- [17] Desarrollo de las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids) en España. Plataforma española de redes eléctricas, FUTURED. Noviembre 2012.
- [18] Technology Roadmap - Smart Grids. International Energy Agency (IEA). 2011.
- [19] Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo. 13 de julio de 2009.  
<http://eur-lex.europa.eu/lexUriServ/lexUriServ.do?uri=oj:l:2009:211:0055:0093:es:pdf>
- [20] M441, de 12 de marzo de 2009.  
[www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf](http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf)
- [21] Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética. Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo. 25 de octubre de 2012.  
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:ES:pdf>

- [22] Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo. 23 de abril de 2009.  
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:es:pdf>
- [23] Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios. Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo. 19 de mayo de 2010.  
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:ES:pdf>
- [24] M468, de 29 de junio de 2010.  
[ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/2010\\_06\\_04\\_mandate\\_m468\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2010_06_04_mandate_m468_en.pdf)
- [25] M490, de 1 de marzo de 2011.  
[ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/2011\\_03\\_01\\_mandate\\_m490\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf)
- [26] Energy Independence and Security Act of 2007. Public law 110–140—dec. 19, 2007.  
[www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-110publ140/pdf/PLAW-110publ140.pdf](http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-110publ140/pdf/PLAW-110publ140.pdf)

## **FUNSEAM**

FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL 2013.