

Smartcity Málaga
Un modelo
de gestión energética
sostenible para las
ciudades del futuro



Índice

- 0. PRÓLOGO 4
- 1. SMARTCITY MÁLAGA 8
 - 1.1. Concepto de Smart Grid 10
 - 1.2. Proyecto Smartcity Málaga:
 - Antecedentes, objetivos y estructura 16
 - 1.2.1. Antecedentes 16
 - 1.2.2. Objetivos 16
 - 1.2.3. Estructura 18
 - 1.3. Consorcio 22
- 2. AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE MÁLAGA 24
 - 2.1. La red de distribución inicial 25
 - 2.2. Descripción de la Smart Grid de Málaga 30
 - 2.2.1. TIC 30
 - 2.2.2. Telegestión 35
 - 2.2.3. Automatización de la red (algoritmos de protección, auto-cicatrización y control) 39
 - 2.2.4. Generación distribuida 43
 - 2.2.5. Eficiencia energética y gestión de la demanda 55
 - 2.2.6. Vehículo eléctrico (V2G) 58
- 3. NUEVOS SERVICIOS APORTADOS POR EL PROYECTO 64
 - 3.1. Para la sociedad 65
 - 3.2. Para las compañías 67

**4. NUEVOS PRODUCTOS Y DESARROLLOS
DEL PROYECTO SMARTCITY MÁLAGA 72**

- 4.1. Nuevos productos en el sector de las TIC 73
- 4.2. Nuevos productos para protección y automatización de la red de distribución 81
 - 4.2.1. Red MT 81
 - 4.2.2. Red BT 85
- 4.3. iNode-iSocket 89
- 4.4. Nuevos productos para el sector de generación distribuida y almacenamiento 96
 - 4.4.1. Generación Distribuida 96
 - 4.4.2. Sistemas de almacenamiento de energía 100
- 4.5. Nuevos productos para la gestión eficiente de la demanda 113
 - 4.5.1. Aplicaciones para pymes 113
 - 4.5.2. Aplicaciones para edificios 116
 - 4.5.3. Aplicaciones para viviendas 116
- 4.6. Nuevos productos en el sector de los vehículos eléctricos 119

5. EL PROYECTO SMARTCITY MÁLAGA EN CIFRAS 126

- 6. IMPACTO DEL PROYECTO 132**
- 7. LA RED ELÉCTRICA DEL FUTURO 144**

SIGLAS Y ACRÓNIMOS 150

RELACIÓN DE FIGURAS 153

ÍNDICE DE TABLAS 165

Prólogo

Los albores del siglo XXI nos han traído nuevos desafíos en la forma de entender y gestionar nuestros recursos energéticos. Como sociedad, nos estamos volviendo más y más conscientes de la responsabilidad que tenemos hacia el medio ambiente y las generaciones futuras. Con el fin de hacer frente a estos desafíos, las *utilities* juegan un papel esencial, no sólo reduciendo emisiones y encontrando nuevas formas de optimizar los procesos de generación y distribución de electricidad, sino también influyendo en la sociedad y guiando a los consumidores hacia un uso más responsable de la electricidad.

Hoy tenemos la capacidad para alcanzar estos objetivos. Durante los últimos años hemos disfrutado de importantes logros tecnológicos. Sólo por nombrar unos pocos:

- Las Tecnologías de la Información y la Comunicación juegan ahora un papel muy importante en la gestión de la electricidad, lo que nos permite recopilar y analizar datos con el fin de optimizar la gestión de la red de distribución y comprender mejor el comportamiento del cliente;
- Los vehículos eléctricos, que no sólo representarán un gran salto en términos de eficiencia en la movilidad, sino que gracias a su capacidad de almacenamiento se convertirán en una parte importante del negocio eléctrico, añadiendo complejidad a la estructura tradicional del estático sector de la electricidad;
- Las tecnologías de iluminación eficientes, que permiten a las administraciones públicas optimizar los recursos al tiempo que ofrecen un servicio de categoría mundial a sus ciudadanos;
- Las aplicaciones y dispositivos de eficiencia energética, que permiten la reducción del consumo de electricidad y la gestión activa de la demanda en edificios y viviendas, mientras se mantienen los niveles de confort de la vida moderna.

Estos avances tecnológicos, además del desarrollo de un nuevo segmento de «prosumers» —clientes que son capaces de producir y consumir electricidad y almacenar energía, que podrían cambiar el modelo de negocio unidireccional y centralizado del sector eléctrico—, junto con la creciente conciencia hacia la responsabilidad medioambiental han hecho de las Ciudades Inteligentes un tema de importancia

creciente en la literatura y foros por igual, aunque con pocos despliegues de campo hasta el momento. Eso es lo que hace de Smartcity Málaga un proyecto tan relevante. Se ha desarrollado con éxito una Smartcity, creando un laboratorio único, real y a gran escala compuesto de:

- Miles de usuarios: 11.000 residenciales, 900 de servicios y 300 industriales;
- Instalación de 40 km de red de comunicaciones PLC sobre 72 centros de transformación;
- Instalaciones de generación de energía renovable (trigeneración, cogeneración, microeólica, fotovoltaica): 13 MW en MT y 95 kW en BT;
- Instalaciones de almacenamiento (baterías de polímero de litio): 106 kWh en MT y 24 kWh de BT;
- Iluminación eficiente: más de 200 puntos de alumbrado público con tecnología LED, gestión remota e integración de energía renovable (viento y solar);
- Tecnologías de eficiencia energética (como monitorización del consumo, y gestión activa de la demanda) desplegados en 50 hogares, 3 edificios y 8 PYMEs, proporcionando información, control y funcionalidades de gestión de la demanda;
- 2 vehículos eléctricos y 2 puntos de recarga, incluyendo un vehículo y un punto de recarga con capacidades V2G.

Mediante la unión de las tecnologías más avanzadas en un proyecto a gran escala, Smartcity Málaga representa un hito mundial en el desarrollo de un nuevo paradigma de la gestión de la electricidad, con resultados brillantes: el consumo de energía se ha reducido en aproximadamente un 20%, lo que demuestra el enorme potencial de crecimiento de las Smart Grids y del concepto de Smartcity. Este importante logro se ha alcanzado gracias al esfuerzo y el compromiso de todos los socios del consorcio, liderado por Endesa, hacia ciudades más responsables y sostenibles.

Este Libro Blanco que tengo el honor de presentar muestra los desafíos, logros y oportunidades derivados de Smartcity Málaga y el gran esfuerzo realizado por los socios y participantes en el proyecto. Todos esperamos que sea útil no sólo para otros servicios públicos y empresas de la industria, sino también para las administraciones públicas y los organismos reguladores, para que todos podamos compartir el potencial de las ciudades inteligentes y, por lo tanto, encontrar la mejor manera de apoyar y favorecer su desarrollo en un futuro próximo.



Andrea Brentan
Consejero Delegado, Endesa

Hace cinco años nos preguntábamos cómo podíamos contribuir desde la distribución eléctrica al desarrollo de un nuevo modelo energético para las ciudades del futuro.

En ese momento estaba surgiendo el concepto de «Smart Grid» como un elemento dinamizador de la mejora del sistema eléctrico en su conjunto, haciendo posibles las actuaciones de todos los agentes involucrados (productores convencionales, productores renovables, comercializadores, agregadores, clientes, mercados, etc.) y optimizando sus aportaciones.

Ya estamos viviendo la transformación del entorno energético que pronosticábamos y que exige a su vez la evolución de las redes de distribución: los nuevos retos que suponen los objetivos 20-20-20 de la Unión Europea, el aumento del número de mini-generadores conectados en media y baja tensión, la creciente complejidad en la operación de la red con grandes cantidades de energía no gestionable, la irrupción de nuevos usuarios como los vehículos eléctricos, las aplicaciones y servicios de ahorro y eficiencia energética, la aparición de contadores electrónicos que abren la puerta al control de la demanda y a la generación doméstica, o los niveles cada vez más exigentes de calidad del servicio.

Smartcity Málaga ha supuesto desde su inicio en el año 2009 el banco de pruebas para la introducción de las tecnologías Smart Grid en nuestras redes de media y baja tensión, con el objetivo de dar respuesta a estos retos y mejorar la eficiencia, la seguridad, la calidad y la sostenibilidad del sistema eléctrico. Es un laboratorio vivo construido sobre la red de distribución real que ha desarrollado e implementado funcionalidades y tecnologías muy superiores a las habituales.

Personalmente, me siento orgulloso de que Endesa haya liderado este proyecto y quiero agradecer su participación a todas las personas e instituciones que nos han acompañado en el mismo: al consorcio de empresas creado para desarrollar el proyecto y que ha sido el encargado de diseñar y fabricar los equipos instalados; al CDTI que lo ha financiado; y a los gobiernos central, autonómico y local que con su apoyo lo han hecho posible. La iniciativa ha movilizado una gran cantidad de recursos, no solamente económicos, sino también humanos, que han aportado su conocimiento y han obtenido experiencia, hasta conseguir formar en estos cuatro años el nutrido grupo de expertos que hoy en día representan la vanguardia de este país en la materia.

Entre las aportaciones que ha realizado Smartcity Málaga, queremos destacar tres aspectos. Por una parte, ha llevado la automatización de la red eléctrica a un nivel mucho más alto de lo que ofrecen los estándares actuales. La incorporación de tecnologías de la información y las telecomunicaciones permite por ejemplo la óptima gestión de la generación distribuida, los contadores inteligentes y la red de recarga de vehículos eléctricos. En segundo lugar, el proyecto ha desarrollado nuevos productos que permiten optimizar la integración de la generación renovable, la protección y operación remota la red de distribución en MT y en BT y la gestión eficiente de la demanda en viviendas, edificios, PYMES y Servicios Públicos. Por último, ha creado nuevos servicios para los clientes, aportándoles información detallada sobre sus consumos y acometiendo actuaciones de ahorro y gestión energética eficiente.

En estos momentos, Smartcity Málaga está reconocido a nivel mundial como uno de los proyectos de mayor envergadura en el campo de las Smart Grids, tanto por su extensión como por la multiplicidad de las áreas de trabajo implicadas. Así lo demuestran las numerosas visitas de autoridades y organizaciones, públicas y privadas, que han querido ver de cerca esta iniciativa pionera y líder en el sector. De la misma manera, nos está permitiendo participar activamente en los grupos de trabajo de legisladores y reguladores nacionales y europeos del negocio eléctrico, aportando datos reales.

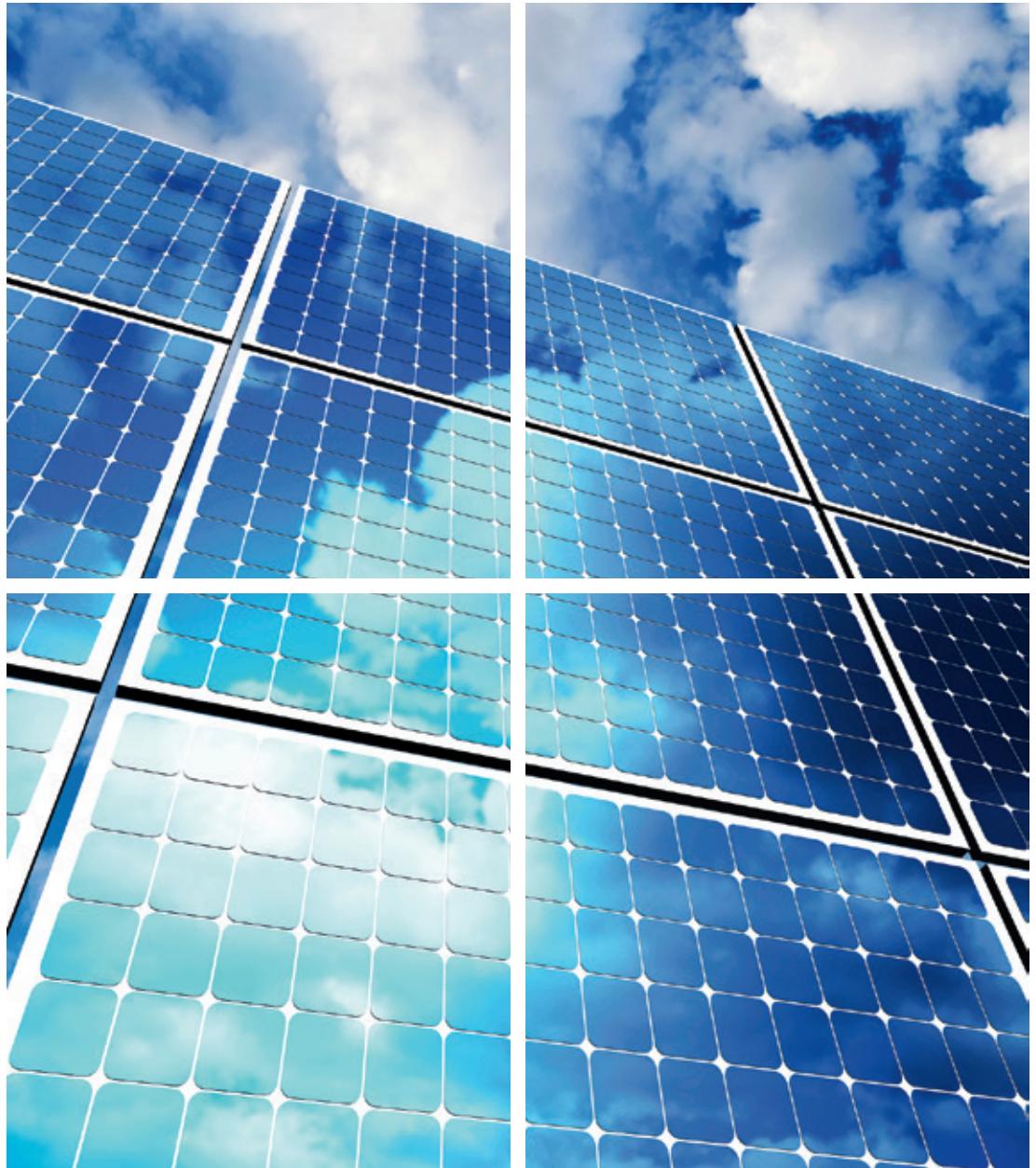
La infraestructura desplegada, la existencia de equipos de última tecnología y todo el conocimiento adquirido en el campo de las redes inteligentes, nos ofrece la oportunidad de continuar en el futuro con las actividades de I+D+i en el campo de las Smart Grids. Ya hay nuevos proyectos de escala internacional, como Zem2All y Green eMotion, que se están desarrollando sobre el camino trazado en Málaga.

Hace 5 años, soñábamos con modelos de distribución de energía apropiados para las ciudades del futuro. Hoy día, Smartcity Málaga es una realidad.



José Luis Marín
Director General de Distribución de Endesa

Smartcity Málaga



¿A qué se refiere el término Smart Grid? ¿Qué es una Smart Grid? ¿Por qué se habla de la evolución o revolución de la red eléctrica? ¿Cuáles son los retos a los que se enfrenta el negocio actual de la distribución eléctrica? ¿Por qué el modelo de red actual se está quedando obsoleto y es necesaria una mejora a través de la aplicación de nuevas tecnologías? Y lo que es más importante, ¿cuál es el futuro de la distribución de energía eléctrica y qué pasos se están dando para conseguirlo?

Resulta difícil concentrar en pocas palabras lo que la red eléctrica del futuro o Smart Grid supone, puesto que este concepto trae consigo una gran cantidad de nuevas funcionalidades y de tecnologías asociadas que pretenden dar respuesta a las necesidades que en la actualidad se presentan en la distribución de electricidad. La electricidad es la forma de energía más consumida en el primer mundo, con un ritmo de crecimiento no constante pero sí permanente, posibilita gran parte de lo que hoy concebimos como bienestar social.

Todas las facilidades que la electricidad brinda están sujetas a una red que permite distribuir esta forma de energía a todos los consumidores. Esta red ha estado en permanente evolución, pero en la actualidad se enfrenta a retos más ambiciosos, como son poder afrontar los objetivos energéticos que se han planteado desde Europea y mejorar la eficiencia de un negocio fundamental para la competitividad nacional. Smartcity Málaga ha dado los primeros pasos para dar respuesta a estos retos, a través de las Smart Grids.

El concepto de Smartcity resulta de la aplicación de las Smart Grids o redes inteligentes. Adicionalmente se vincula a una gestión más eficiente del agua, residuos, transporte sostenible... El proyecto Smartcity Málaga ha estado centrado fundamentalmente en la parte de Smart Grid.

Este libro pretende mostrar los beneficios y funcionalidades presentes y potenciales que tiene la Smart Grid para la sociedad a través de una experiencia pionera y real llevada a cabo en la ciudad de Málaga. El proyecto Smartcity Málaga ha supuesto el primer piloto a escala real de una Smart Grid, que destaca por ser, *aún a día de hoy*, uno de los de mayor dimensión. Esta iniciativa sienta la primera piedra para el desarrollo futuro de las redes inteligentes de distribución de electricidad, que son un activo fundamental para mantener la calidad de vida y el bienestar social. Para dar respuesta a las cuestiones planteadas, este libro cuenta la experiencia y resultados obtenidos del proyecto Smartcity Málaga.

Concepto de Smart Grid

La Unión Europea establece, en el año 2007, un ambicioso plan energético para la lucha contra el cambio climático y en aras de una sociedad energéticamente más eficiente y sostenible. Dicho plan está marcado por la consecución de los siguientes objetivos para el año 2020:

- Reducir un 20% los gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- Incrementar la eficiencia energética, mediante un ahorro del 20% del consumo respecto a la previsión para 2020.
- Conseguir que un 20% de la energía generada sea originada por fuentes renovables.

La Unión Europea, consciente del reto tecnológico que estos objetivos implican, lanzó el Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) en el que se marcan hojas de ruta para las distintas tecnologías que van a jugar un papel importante en la consecución de los objetivos 2020. En el ámbito de la [distribución de energía eléctrica](#), tanto en media como en baja tensión, la aparición del concepto de Smart Grid se debe a las necesidades de [ahorro energético](#) y la incorporación de [energías renovables](#), junto con la necesidad empresarial de la optimización del negocio y el aprovechamiento óptimo de las inversiones y mejora de la eficiencia del sistema. A esto hay que añadir la irrupción del vehículo eléctrico y la exigencia de nuevos productos por parte de los clientes. De esta forma, el desarrollo de las Smart Grids se enmarca como prioritario dentro del mencionado plan.

El ahorro energético o, dicho de otro modo, el aumento de la eficiencia energética en las redes de distribución implica el desarrollo de dos nuevos conceptos:

- **Telegestión:** es la medida y gestión a distancia y en tiempo real de los consumos del usuario final. Esta nueva funcionalidad en la red permite conocer los hábitos de consumo del usuario, posibilitando la discriminación horaria que dará lugar a una oferta de las Comercializadoras con un rango más amplio de tarifas y servicios adaptados a las necesidades del usuario.
- **Gestión activa de la demanda:** es la gestión por parte de la utility de parte de las cargas del usuario final según un protocolo, unas prioridades y unos beneficios

tarifarios acordados entre ambos. Esta funcionalidad permite optimizar el consumo de un cliente en base al comportamiento observado, a un rango de confort definido por el usuario y otras referencias adicionales como, por ejemplo, las condiciones meteorológicas. Este servicio avanzado de gestión permitirá conocer los consumos en tiempo real, hacer previsiones de demanda para el día posterior, adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos anómalos, anticiparse a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes (empresas *multisite*). Además, permitirá la reducción de potencia consumida y el deslastre parcial de cargas, en un momento de necesidad en la red de distribución.

Estos dos conceptos o funcionalidades van a permitir mejorar sustancialmente las inversiones realizadas en redes de distribución por parte de las compañías eléctricas. Esto es debido a que podrán evitarse o posponerse parte de los desembolsos destinados a la construcción de nuevas infraestructuras o mantenimiento de las existentes, ya que estas funcionalidades permitirán adecuar el comportamiento de los usuarios a las posibilidades de la red, ajustando de una manera mucho más precisa a la actual, la demanda y la oferta de electricidad.

La incorporación de energías renovables en la red de distribución consigue el doble objetivo de incrementar la generación renovable y la eficiencia energética al acercar la generación al consumo, reduciendo las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica. Este concepto se conoce como:

- **Generación distribuida:** aparición de pequeños generadores distribuidos en zonas cercanas a los lugares de consumo, de modo que se evitan las pérdidas asociadas al transporte y se hace un uso más eficiente tanto de la energía distribuida como de los activos instalados en las redes.

La incorporación de la generación distribuida en la red de distribución provoca flujos de energía bidireccionales y, en la mayoría de las ocasiones, no gestionables, que pueden comprometer algunos de los requisitos exigidos a las redes eléctricas, como son la **calidad del servicio, la seguridad, la sostenibilidad y la rentabilidad**. Con objeto de mantener los mencionados requisitos dentro de un rango aceptable, se hace necesaria la incorporación de una serie de tecnologías y nuevos conceptos de gestión que permitan:

- **Gestión automatizada de la red:** mediante sistemas de automatización en todos los niveles de la red —Alta Tensión (AT), Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT)— asociados a sistemas informáticos específicos, es posible una operación automática frente a incidencias en la red, de modo que el sistema sea capaz de reconfigurarse por sí mismo, recuperando el servicio en un corto espacio de tiempo, o incluso llevar a cabo labores de mantenimiento preventivo, además de permitir a la Distribuidora una optimización en la operación diaria de sus redes.

De manera paralela a la evolución tecnológica mencionada en párrafos anteriores aparece el vehículo eléctrico. El vehículo eléctrico va a ser un elemento crítico del sistema, pues va a consumir una cantidad muy importante de energía que será suministrada a través de puntos de recarga de distintas clases: lentos, rápidos, inalámbricos... La gestión adecuada de la carga del vehículo eléctrico va a ser clave para mantener la estabilidad del sistema y para la mejora tanto de la eficiencia energética como de las emisiones de CO₂ emitido si se consigue que la mayor parte de la energía requerida tenga un origen renovable. Asimismo, una gestión adecuada de la carga puede provocar beneficios importantes en el aplanamiento de la curva de demanda.

No es posible construir una infraestructura de estas características sin una visión integrada del sistema completo, por lo que sólo mediante un planteamiento integrado es posible la interrelación entre los diferentes componentes del sistema de una forma armonizada. Desde un punto de vista eléctrico, el concepto de Smart Grid se apoya en tres tecnologías fundamentales: AMI, DER y ADA, que definen la arquitectura básica de una Smart Grid:

- **AMI: Advanced Metering Infrastructure.** La eficiente utilización de los recursos eléctricos subyace, en primer lugar, por modificar los hábitos de los consumidores hacia la eficiencia y la sostenibilidad. Gracias a esto, se consigue homogeneizar la curva de consumo diaria, de manera que el consumo de energía se distribuye más uniformemente y se evita la creación de fuertes puntas de demanda, maximizando el aprovechamiento de las infraestructuras actuales y la utilización de las energías renovables. El sistema AMI permite la telemedida o medida remota y la caracterización de los hábitos de consumo. Asimismo, posibilita una comunicación online con

el usuario que le permita la adopción de hábitos más eficientes y, en un grado de desarrollo más avanzado, una gestión activa de la demanda que implique la intervención directa de la Distribuidora en cargas no prioritarias, con objeto de la mejora de la eficiencia energética y la estabilidad de la red.

- **DER: Distributed Energy Resources.** La generación y el almacenamiento distribuidos aportan las siguientes ventajas:
 1. Reducir al máximo las pérdidas técnicas debidas al transporte y a la distribución, gracias al acercamiento de los puntos de generación a los consumidores.
 2. Reducir la criticidad de los grandes generadores individuales por medio del aumento del número de instalaciones y la diversificación de tecnologías, lo que maximiza la redundancia en la generación. El hecho de diversificar, ayuda a paliar el efecto de la intermitencia de las fuentes de generación renovables al combinar de forma equilibrada multitud de fuentes heterogéneas.
 3. Administrar la producción de energía procedente de fuentes no gestionables, ya que el incremento de fuentes de generación renovables hace indispensable almacenar la energía generada en instantes en los que no es demandada para su posterior consumo. El previsible aumento del parque automovilístico de vehículos eléctricos constituye una extraordinaria capacidad de almacenamiento potencial.
 4. Optimización de las inversiones futuras a realizar en las redes eléctricas, puesto que en vez de invertir en grandes centrales y líneas de transporte se puede optar por un despliegue masivo de tecnologías en media y baja tensión.
- **ADA: Advanced Distribution Automation.** La creciente complejidad y criticidad de la red eléctrica requiere de métodos avanzados de control de las infraestructuras con el fin de optimizar su operación y eficiencia. Es necesario automatizar, además del telecontrol de la red, el mantenimiento y la capacidad de predicción. Ampliar los esquemas de protección e implementar mecanismos adaptativos de autoajuste de los dispositivos de la red en tiempo real son otras acciones que la automatización de la red hace posible.

Para habilitar todo lo descrito previamente habrá que dar respuesta al aumento de la necesidad de control, supervisión, coordinación, y en consecuencia, **integración**. Todo esto será posible en la medida en que se disponga de unos sistemas de información y unas telecomunicaciones que faciliten, con seguridad y eficiencia, esta necesaria integración entre los muchos elementos que forman parte de la red inteligente.

Los sistemas AMI, DER y ADA no pueden considerarse separadamente en la Smart Grid, puesto que comparten infraestructuras y están íntimamente relacionados entre sí. De esta forma, la innovación y las nuevas tecnologías llegan a todas las áreas del sistema eléctrico, desde las propias redes, pasando por la generación y entrado de lleno incluso en el nivel del usuario final de la energía: vehículo eléctrico, eficiencia energética en el hogar, etc.

Por lo tanto, la estrategia para el desarrollo de una Smart Grid puede resumirse en la armonización del mundo eléctrico y el de las comunicaciones y los sistemas de información.

A modo de resumen, las principales características de una red inteligente o Smart Grid son las siguientes:

- Automatizada, comunicada y monitorizada.
- Auto-cicatrizable y adaptativa: Fiable y robusta.
- Uso de contadores inteligentes, telemedida y telegestión.
- Interactiva con consumidores activos e informados.
- Permite las tarifas dinámicas.
- Operada de forma óptima para el mejor uso de recursos y equipos.
- Predictiva antes que reactiva.
- Gestionada de forma descentralizada y en tiempo real.
- Integrada en sistemas y servicios.
- Segura contra ataques físicos y cibernéticos.
- Integración y gestión de generación centralizada y distribuida.
- Flujos energéticos multidireccionales y bajo control.

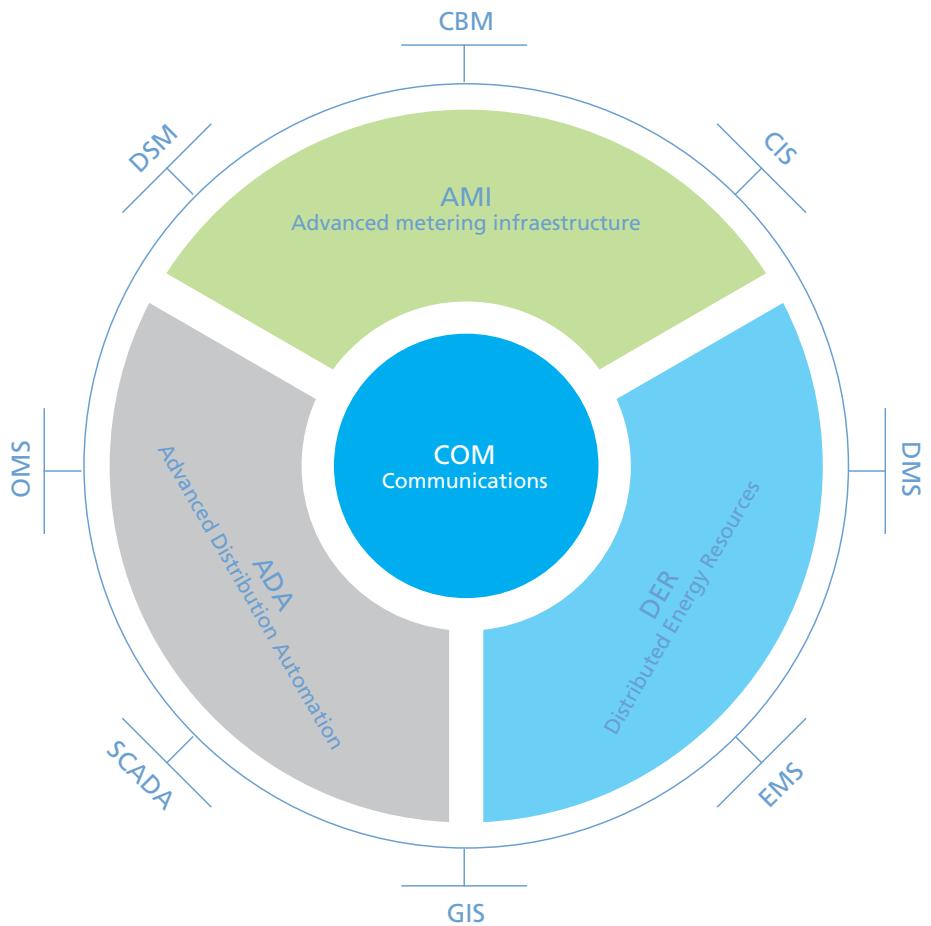


Fig. 1. Arquitectura Smart Grid.

Proyecto Smartcity Málaga: Antecedentes, objetivos y estructura

Antecedentes

El proyecto Smartcity Málaga fue lanzado en 2008 por Endesa, empresa que había demostrado con anterioridad su preocupación por los conceptos de:

- La mejora de la operación de red.
- La creación de nuevos servicios y sistemas de tarifa para el usuario.
- La mejora de la eficiencia.
- La incorporación de las energías renovables a través de la generación distribuida.

Además, Endesa había participado en proyectos de I+D, como DENISE o STORE, obteniendo resultados teóricos muy interesantes que Smartcity Málaga ha recogido y demostrado a escala real en la ciudad de Málaga, movilizando una cantidad muy importante de recursos. Además, ha resultado fundamental para la atracción de nuevos proyectos de I+D de Smart Grids y vehículo eléctrico, como Zem2All o Green eMotion.

Dada esta situación y las inquietudes medioambientales de la ciudad de Málaga, el proyecto surge con la ambición de ser uno de los mayores demostradores a escala real de nuevas tecnologías y buenas prácticas en el ámbito de las Smart Grids, como una de las respuestas a los requisitos energéticos que se habían marcado desde la Unión Europea en la política 2020.

Objetivos

Smartcity Málaga es un proyecto demostrador de las tecnologías de Smart Grids que parte de las siguientes premisas iniciales:

1. Implementar una red de distribución ejemplar que incluya una mezcla heterogénea de generación y consumo.
2. Conectar de forma inteligente: «*Plug It Smart*». Integrar, y no simplemente conectar, es el auténtico valor añadido del proyecto.

- 3.** Aprovechar la mejor experiencia y los equipos ya existentes, y emplearlos como punto de partida para desarrollar e implementar aquellos aspectos y funcionalidades no existentes en el mercado.

Estas premisas dan lugar al planteamiento de los siguientes objetivos principales del proyecto:

- 1.** Desarrollo e implantación práctica, en un entorno real, de todas las tecnologías de Smart Grids que afectan al negocio eléctrico.
- 2.** Testado y análisis de tecnologías de Telegestión a gran escala.
- 3.** Automatización de la red y despliegue de infraestructura de comunicaciones para monitorización y control en tiempo real.
- 4.** Validación e implementación práctica de las conclusiones del proyecto DENISE¹.
- 5.** Integrar generación renovable y almacenamiento a nivel de media y baja tensión, aplicando técnicas de supervisión y control para el óptimo aprovechamiento de los recursos naturales.
- 6.** Gestión activa de la demanda, mediante actuaciones en los consumos, en la generación y en el almacenamiento de energía.
- 7.** Desarrollo de sistemas de gestión eficiente de la energía a nivel doméstico y pymes, además de en alumbrado público de la ciudad.
- 8.** Desarrollo y validación de tecnologías de carga del vehículo eléctrico, V2G.

1. El proyecto DENISE, liderado por Endesa, se desarrolló entre 2007 y 2010 bajo el programa INGENIO 2010 del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, constituyendo la principal iniciativa de investigación española en redes inteligentes al analizar los retos que estas presentan y definir las soluciones tecnológicas adecuadas a los nuevos requerimientos.



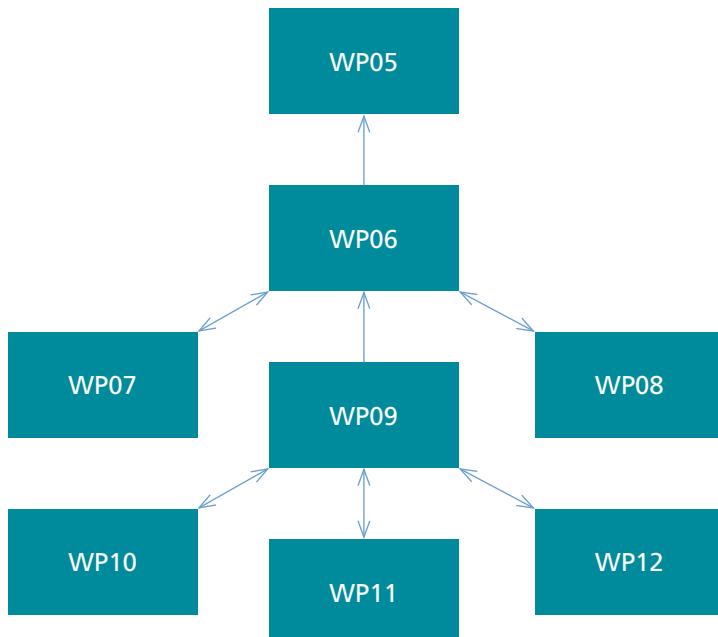
Fig. 2. Generación distribuida

Estructura

El proyecto Smartcity Málaga se ha organizado en doce grupos de trabajo (*Work Packages*). Los cuatro primeros son transversales a todo el proyecto y el resto se interrelaciona con otros grupos de trabajo tal como indica la estructura de la Fig. 3.

A continuación se describen los doce grupos de trabajo del proyecto, y las principales tareas desarrolladas por cada uno:

- **WP01: Gestión y Seguimiento del Proyecto.** Actividades relacionadas con la Oficina de Proyecto, entre las que destacan la coordinación y control del plan de trabajo, gestión de recursos, elaboración de planes de riesgos, control económico, justificaciones al Ministerio, etc.
- **WP02: Despliegue Operativo y Plan de Comunicación.** Análisis de cobertura del despliegue, identificación y comunicación con clientes finales, ciudadanos en general y otros actores involucrados, iniciativas de marketing y diseño del modelo de negocio.



WP01: Proyecto de gestión y seguimiento

Fig. 3. Estructura del proyecto Smartcity Málaga (grupos de trabajo)

- **WP03: Armonización con DENISE.** Supervisar y ajustar el alcance y el desarrollo del proyecto para armonizarlo con las conclusiones teóricas del proyecto DENISE, evitando así cualquier tipo de contradicción, aprovechando el conocimiento ya adquirido. Realimentar ambos proyectos y extraer conclusiones.
- **WP04: Telecomunicaciones.** Definición de las tecnologías de la información y la comunicación necesarias para integrar todos los servicios requeridos en el proyecto, lo que incluye la definición de requisitos, protocolos, modelos de datos y semánticas de los ficheros de comunicación necesarios para conseguir así la interoperabilidad entre sistemas, elementos y servicios, así como el despliegue de una red de comunicaciones en tiempo real.
- **WP05: Sistemas.** Desarrollo de los Sistemas de Información que dan soporte a las necesidades del proyecto Smartcity. Las actividades realizadas se centran en el

Nota: Como se ha indicado, uno de los objetivos fundamentales de Smartcity Málaga es la validación en la operación real de las conclusiones teóricas obtenidas en el proyecto de investigación DENISE, desarrollado en España entre 2007 y 2010, y liderado por Endesa.

desarrollo de nuevos sistemas, como el Sistema de Gestión Activa de la Demanda o el Portal del Cliente, y en la ampliación de sistemas ya existentes, como el Sistema Técnico de Distribución, integrando toda la información generada en los IEDs, poniéndola a disposición del gestor de la red para apoyar los procesos de Operación y Mantenimiento de la red de distribución principalmente.

- **WP06: Automatización de la red de Media Tensión.** Implementación de la inteligencia de red en el segmento de media tensión. Desarrollo de un sistema distribuido formado por multitud de dispositivos conectados en la red de MT y en coordinación con otros sistemas y equipos de BT. Desarrollo del dispositivo de control *iNodeSE*, que se sitúa en la cabecera de las líneas de MT en las subestaciones y coordina las funciones de monitorización, protección, control y regulación de todos los dispositivos situados en la red de MT.
- **WP07: mini Generación y almacenamiento (mDER).** Integración de un conjunto heterogéneo de generadores existentes en la zona y de un sistema de almacenamiento a nivel de MT, con los correspondientes sistemas de potencia, medida, regulación, control y protección.
- **WP08: Eficiencia Energética y Gestión activa de la demanda.** Monitorización y control activo del consumo de clientes domésticos y singulares de la zona,

Nota: DENISE está directamente orientado a dar respuesta a nuevos diseños y retos tecnológicos relacionados con el despliegue de una infraestructura inteligente en la actual red de distribución de energía. Este proyecto se considera complementario con otras iniciativas mundiales en redes inteligentes. Comparte con ellas una visión común, pero adopta un acercamiento más práctico y de medio plazo. Durante su duración, ha contado con una gran actividad en investigación y desarrollo en tecnología e infraestructuras aplicables en esta área, que será seguida de una serie de pilotos en campo. El consorcio DENISE estima que los resultados podrían convertirse en productos comerciales y alcanzar un despliegue de redes real en un plazo de 5-7 años.

Existe una clara confluencia entre los objetivos de DENISE y de Smartcity Málaga, ya que Smartcity plantea la implantación de soluciones en redes inteligentes.

Frente al enfoque teórico de ámbito general del proyecto DENISE, el proyecto Smartcity Málaga, que ha tenido un enfoque eminentemente práctico, ha implicado el desarrollo e implementación de soluciones a una red de distribución concreta, como ha sido la red eléctrica seleccionada de la ciudad de Málaga.

desarrollando herramientas específicas para el usuario y que además hacen posible la interacción con el gestor de la red. Implementación de sistemas de control y monitorización de alumbrado público y sustitución de luminarias por tecnologías de menor consumo.

- **WP09: Automatización de la red de Baja Tensión.** Implementación de la inteligencia de red en el segmento de baja tensión, esto es, desarrollo de un sistema distribuido formado por multitud de dispositivos conectados en la red de BT, gestionados por el controlador *iNode*, situado a nivel de centro de transformación de MT/BT y que coordina las funciones de monitorización, protección, control y regulación de todos los dispositivos situados en la red de BT.
- **WP10: micro Generación y almacenamiento (μ DER).** Instalación de un conjunto de elementos de generación y almacenamiento en la red de BT, incluidos los sistemas de potencia, medida, regulación, control y protección.
- **WP11: Advanced Metering Infrastructure (AMI).** Definición de las tecnologías de comunicaciones: requisitos técnicos, protocolos, modelos de datos, etc. Mejora del procedimiento de instalación de contadores y concentradores, asegurando el cumplimiento de requisitos de medida y comunicaciones y la interoperabilidad del sistema global. Integración del Sistema de Telegestión de Contadores con el resto de los sistemas desarrollados en Smartcity Málaga.
- **WP12: Vehículos eléctricos (V2G).** Implantación de una infraestructura de recarga con capacidad V2G compuesta por un punto de recarga, específicamente diseñado y construido para Smartcity Málaga, y un vehículo eléctrico adaptado para dotarlo de esta capacidad V2G, así como la integración de ambos elementos en los sistemas de monitorización y control; diseño de las tomas de corriente para conectar el vehículo de forma segura evitando posibles accidentes y fraudes; aplicación real de la tecnología V2G e integración de las cargas en la red BT de Smartcity Málaga; estudio de viabilidad tanto técnica como económica.

Consorcio

El consorcio creado para desarrollar el proyecto Smartcity Málaga está formado por 11 Empresas y 14 Organismos de Investigación. Con el fin de conseguir los objetivos científicos, técnicos y económicos propuestos, los participantes en el proyecto han aportado los recursos materiales y humanos más adecuados en cada una de las fases del proyecto. Las entidades seleccionadas para llevar a cabo el proyecto Smartcity Málaga destacan por su capacidad en cuanto a las áreas temáticas de especialización, reparto de tareas y ponderación de la participación pública y privada en la estructura, así como su capacidad técnica y de gestión.

El conocimiento y habilidades presentes en este Consorcio son complementarios y muy difíciles de encontrar en una única empresa u organización. La cooperación entre las empresas que conforman el Consorcio (grandes organizaciones como Enel Energy Europe, Endesa, Sadiel, Telvent, Acciona Instalaciones, Ormazabal e IBM), pymes (Isotrol, Ingeteam T&D, GPtech, Neo Metrics) y Organismos de Investigación (AICIA, CIRCE, Fundación Universidad de Oviedo, Labein-Tecnalia, Universidad Politécnica de Madrid, Universidad Pontificia Comillas a través del Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad de Mondragón, CIEMAT, IREC, Fidetia, Centro de Transferencia Tecnológica La Salle, Universidad de Córdoba, Universidad de Málaga y Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial) tiene importantes ventajas:

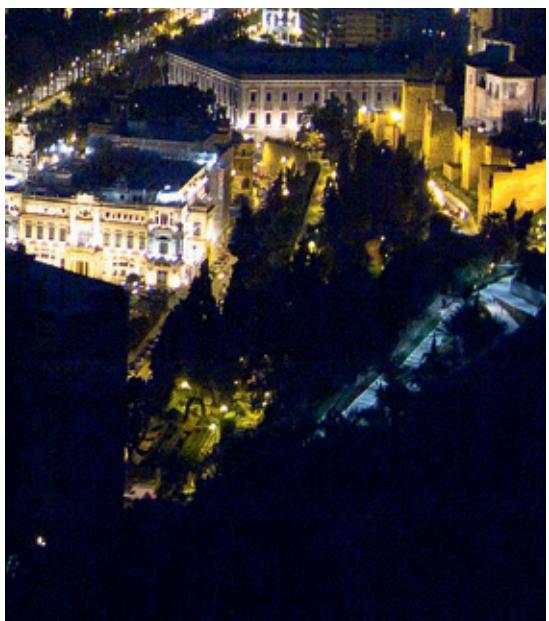
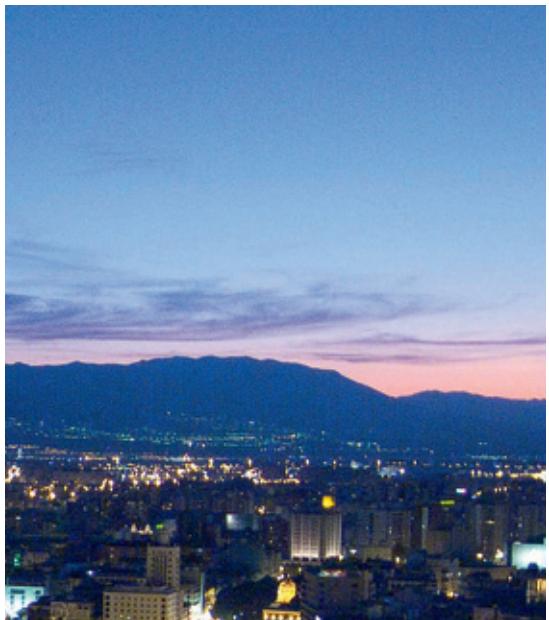
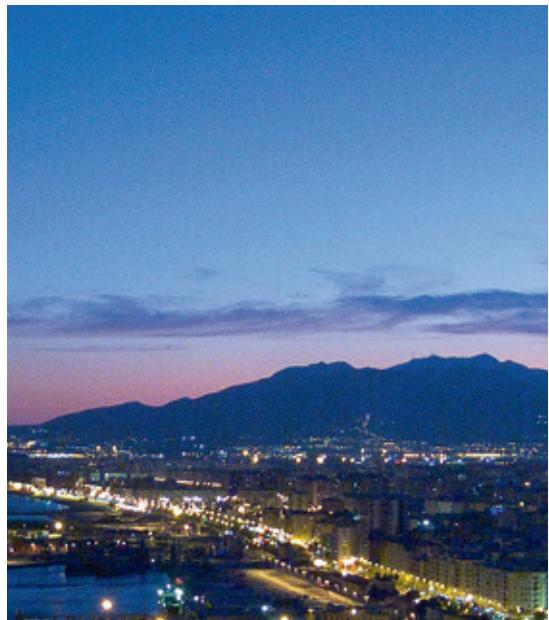
- Las grandes empresas, como usuarios y como proveedores tecnológicos de todo tipo, para facilitar la definición y la consecución de los objetivos.
- Los centros de I+D, como fuentes de conocimiento especializado.
- Las pymes, como especialistas en métodos y herramientas.
- Los proveedores de servicios, por su experiencia práctica con las necesidades del mundo real.

Existe un claro equilibrio entre empresas y centros de investigación, y también desde el punto de vista de pymes y grandes empresas, y además un fuerte componente de I+D, combinado con experimentación práctica en la red real, en una zona con miles de clientes conectados, y diseminación de los resultados obtenidos. Cada uno de los

partners, liderados siempre por Endesa, tiene asignado un papel específico y unas tareas asociadas, cuya consecución ha permitido alcanzar los objetivos del proyecto.

La cooperación facilitada por este proyecto entre los distintos socios ha permitido concentrar *know-how* y experiencias, hecho que debe contribuir a potenciar la industria nacional con la misma coherencia y equilibrio con la que está constituido este Consorcio.

Automatización de la red de distribución de Málaga



La red de distribución inicial

Smartcity Málaga es un proyecto desarrollado sobre la red eléctrica de Endesa, en la ciudad de Málaga. Se trata de un proyecto basado en la modernización y la optimización de la red de distribución eléctrica actual.

Esta es una experiencia en la que no se construyen nuevas redes, sino que se añaden e integran elementos y sistemas para mejorar la gestión de la infraestructura eléctrica y optimizar su uso, acercándonos al concepto de Smart Grid, con los beneficios que ello implica.

La zona donde se desarrolla el proyecto tiene una población de alrededor de 50.000 habitantes, o, dicho de otra forma, cuenta con 11.000 clientes domésticos, 900 de servicios y 300 industriales. Por lo tanto, se trata de un proyecto realizado en unas condiciones completamente reales.

La estructura de la red implicada en el proyecto consta de dos Subestaciones Eléctricas ATMT (66/20 kV), Polígono y San Sebastián. Por una parte, en la primera de ellas se encuentra conectado un grupo de cogeneración emplazado en la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) del Guadalhorce, el principal nodo generador de energía eléctrica de la zona. Por otra parte, de la segunda de ellas parten más de una decena de líneas de MT que distribuyen la energía eléctrica en la mayor parte de la zona del Proyecto. Sobre cinco de estas líneas, Pacífico, Tabacalera, Industrial, Panificadora y Pato-2, se centran los trabajos de automatización y comunicación de la red, sumando un total de 72 Centros de Distribución MTBT (20 kV/400 V) y 40 km de líneas de MT.

Tabla 1. Número de CDs/CTs por línea de MT

Línea de MT	Nº de Centros de Distribución
Pacífico	19
Tabacalera	15
Panificadora	12
Industrial	10
Pato-2	16
TOTAL	72



Fig. 4. Red de distribución de Smartcity Málaga

A estos 72 Centros de Distribución hemos de sumar cerca de una decena de ellos que, si bien no se encuentran conectados a las cinco líneas mencionadas, dan servicio a elementos, instalaciones o agentes integrados en Smartcity Málaga, como es el caso de los emplazados en el Palacio de Ferias o la EDAR, por lo que también forman parte del alcance del proyecto.

A continuación se muestra una serie de curvas de carga (Fig. 5 y Fig. 6), esto es, la intensidad horaria promedio, de estas cinco líneas de MT, obtenidas a partir de los datos recogidos en el año 2010, justo antes de comenzar el despliegue en campo de las iniciativas comprendidas en el proyecto. El objeto es componer una visión lo más exacta posible de la situación inicial de la red eléctrica en esta zona.

En las anteriores gráficas podemos ver cómo en las 5 líneas de MT de Smartcity Málaga, el carácter predominante en el consumo es el residencial. En invierno se observa la presencia de un profundo valle nocturno y dos puntas diurnas, mayor a primera hora de la noche que a mediodía, mientras que en verano puede verse cómo la punta del mediodía crece y llega incluso a superar a la nocturna, que varía mínimamente.

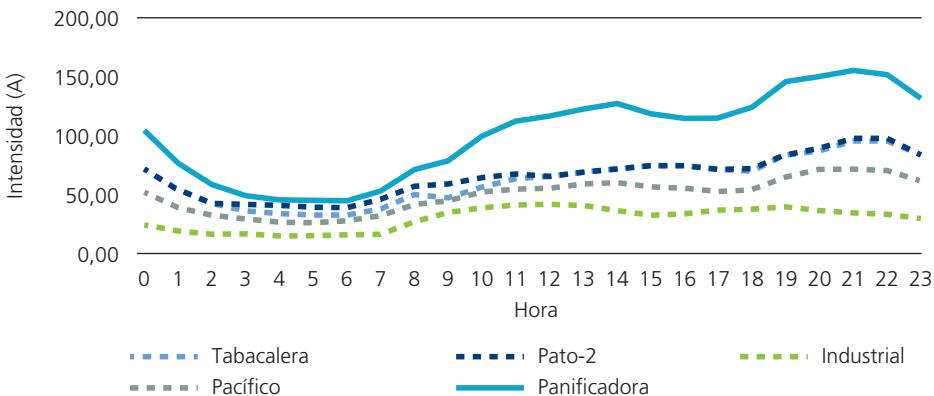


Fig. 5. Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de enero del año 2010

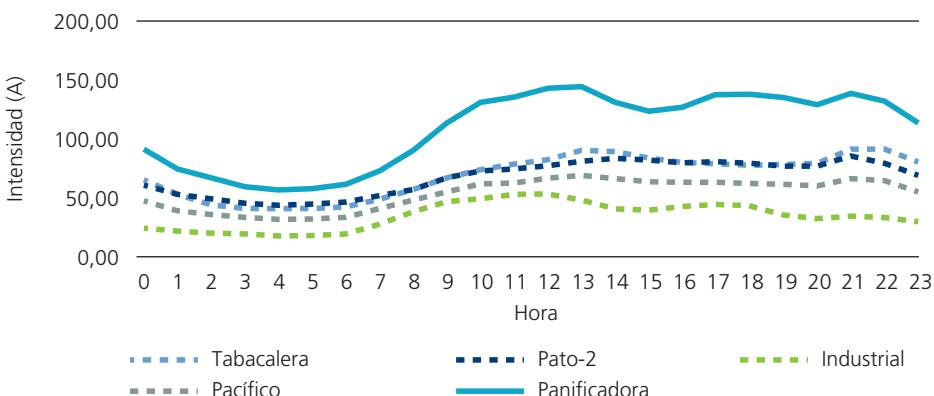


Fig. 6. Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de julio del año 2010

En lo que a generación de energía se refiere, la zona de Smartcity Málaga contaba originalmente con los siguientes DER, sumando un total de algo más de 13 MW de potencia instalada:

- una central de cogeneración de gas natural, situada en la EDAR del Guadalhorce, de 10 MW de potencia;
- una unidad de trigeneración, de 2.74 MW, en las dependencias de la Diputación de Málaga;
- diversas instalaciones solares fotovoltaicas, repartidas por el Palacio de Ferias y Congresos y otros edificios públicos como colegios, complejos de oficinas, o un hotel, con una potencia que asciende a entorno 300 kW.

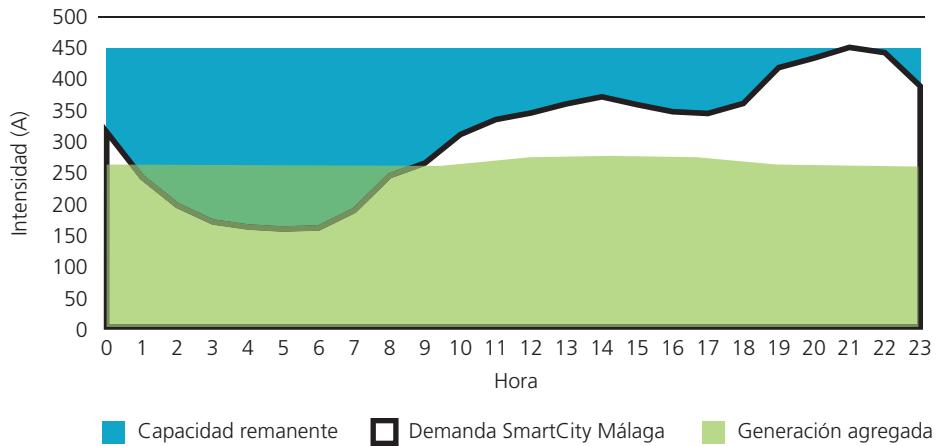


Fig. 7. Análisis de las diferentes tecnologías disponibles en la zona Smartcity Málaga, para la demanda media diaria en invierno

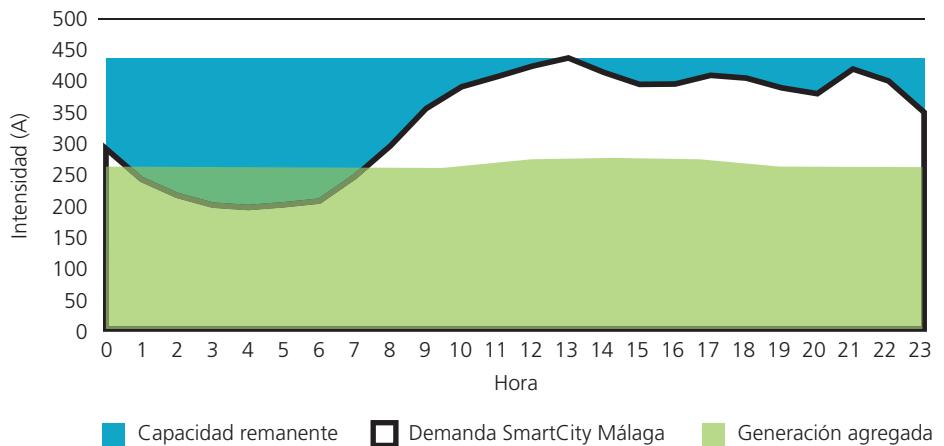


Fig. 8. Análisis de las diferentes tecnologías disponibles en la zona Smartcity Málaga, para la demanda media diaria en verano

A la vista de las cifras anteriores, y teniendo en cuenta su homogénea distribución geográfica en la zona, podemos ver cómo Smartcity Málaga cuenta de partida con una cuota de generación renovable muy acorde a la demanda de la zona, y con variedad en su tecnología y disponibilidad.

En las figuras 7 y 8 podemos ver cómo la generación instalada originalmente en Smartcity Málaga cubre, de media, y en verano o invierno, hasta el 60% de la demanda de energía de la zona, superando ampliamente la pauta europea del 20%. Asimismo, destaca la necesidad de aplanar la curva de demanda, sobre todo en invierno, atendiendo a la gran diferencia entre las intensidades de los momentos pico y valle.

También es importante el hecho de que las líneas poseen una amplia capacidad remanente, esto es, una capacidad de la red infrautilizada durante la mayor parte del día. Esta es muy útil, ya que permite:

- Afrontar con seguridad el crecimiento vegetativo de la demanda de la zona, sin necesidad de acometer grandes inversiones.
- Apoyar en caso de avería, saturación, etc. a otras líneas que lo necesitaran.
- Afrontar la demanda correspondiente a servicios y requerimientos futuros como la carga de vehículos eléctricos.

Por lo tanto, en resumen, esta combinación equilibrada de generación renovable y demanda de la zona, unida al buen estado original de la red eléctrica de Smartcity Málaga, hacen de esta zona de Málaga un perfecto campo de experimentación real para las tecnologías de gestión energética del futuro, basadas en el uso racional y eficiente de la energía y en la maximización del aprovechamiento de la capacidad de la infraestructura actual.

Descripción de la Smart Grid de Málaga

TIC

El concepto de red inteligente del proyecto Smartcity Málaga se apoya básicamente en un marco de comunicaciones altamente fiable que sirve de soporte a todas las funcionalidades implementadas que dotan de inteligencia a la red a cualquiera de sus niveles, ya que todas ellas hacen uso de comunicaciones entre distintos sistemas y con la propia red de distribución. Esto implica, por lo tanto, utilizar una nueva infraestructura de comunicaciones con ancho de banda suficiente, baja latencia y alta fiabilidad para todos los servicios implementados.

La infraestructura de telecomunicaciones desplegada en Smartcity Málaga cuenta con cerca de 40 km de líneas de MT comunicadas por PLC de banda ancha, una red que intercomunica 72 Centros de Distribución, así como a los servicios a ellos conectados en el nivel de BT. Esta tecnología, asimismo, se complementa con WiMAX y 3G, componiendo en una arquitectura redundante en anillos. Asimismo, se encuentra interconectada con el resto de redes de comunicaciones corporativas de Endesa.

Una vez se ha dispuesto de este marco, ha sido posible implementar los conjuntos de aplicaciones avanzadas de redes inteligentes descritos en este documento. Además, todos los servicios requeridos comparten una única infraestructura física de comunicaciones. Una característica destacable de la solución propuesta es que se basa en estándares de mercado, por lo que no se limita a determinados dispositivos o fabricantes.

Como se muestra en la Fig. 10, la red de comunicaciones desplegada se compone de tres áreas diferentes dependiendo de los usuarios conectados. En el nivel superior se encuentra la red troncal corporativa de tipo *Multiprotocol Label Switching (MPLS)*, que interconecta todos los centros de decisión y las oficinas centrales de Endesa en España, así como todas las redes regionales.

Cada una de las regiones se compone de la red de distribución, que interconecta cada uno de los centros de control regionales con todas las subestaciones de AT de esa área correspondiente.

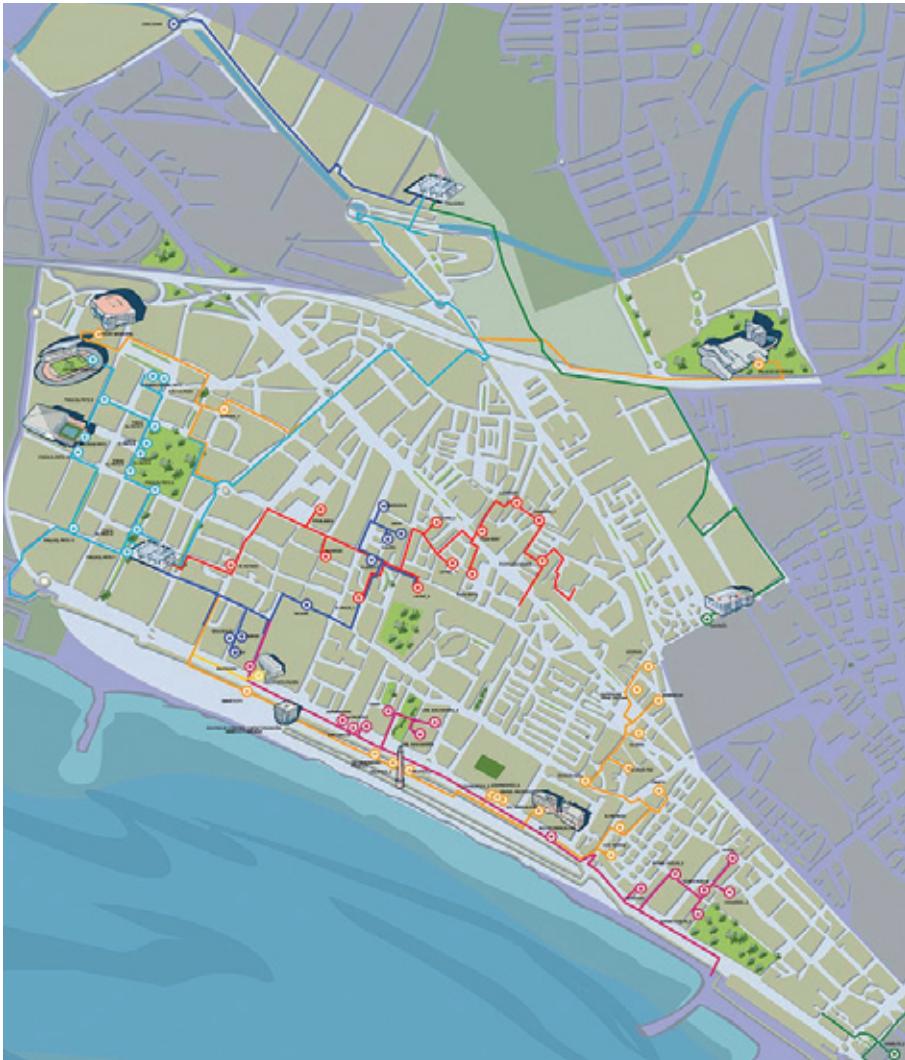


Fig. 9. Vista general de la zona Smartcity Málaga, con los CDs/CTs integrados en la red de comunicaciones

Para la comunicación de la parte de distribución de la red, se utilizan diferentes anillos de fibra óptica (FO). Asimismo, la red de distribución se comunica con los centros de transformación a través de la denominada red de acceso. Para esta red de acceso típicamente se han implementado topologías de redes malladas (*mesh*, en inglés), interconectando los diferentes centros de transformación desde una o varias subestaciones, si bien es posible encontrar otras arquitecturas como las de anillo (*ring*) o de segmento (*segment*).

En un nivel inferior, los clientes de baja tensión están conectados con su centro de transformación asociado en una configuración de topología en estrella, utilizando PLC de banda estrecha o ancha en función de la categoría del cliente o la aplicación.

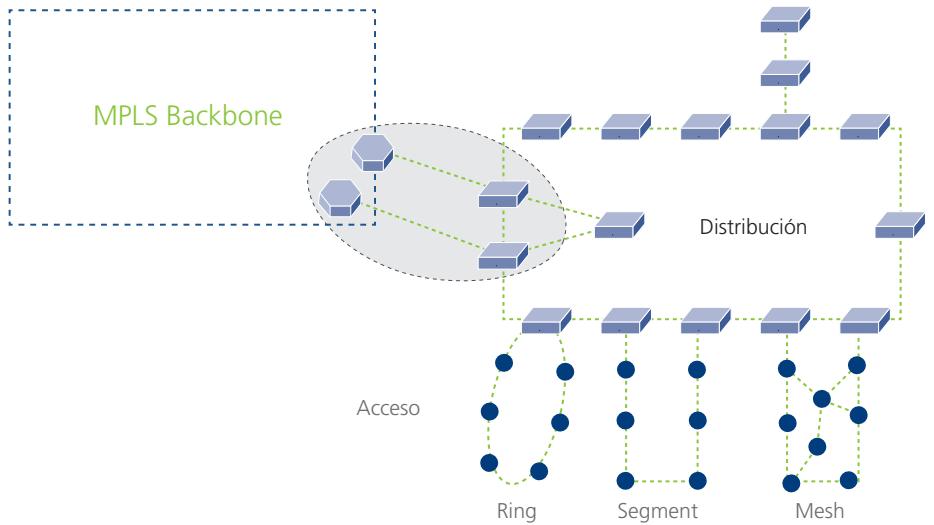


Fig. 10. Topología de la red de comunicaciones

La red de comunicaciones implementada en Smartcity Málaga está diseñada buscando el equilibrio de las siguientes propiedades o requisitos (metodología SQRA, por sus siglas en inglés):

- **Seguridad.** Comprende los estándares y requerimientos relacionados con la seguridad informática y la protección de datos. A tal efecto se ha segmentado la red de comunicaciones utilizando VLAN a nivel 2 y VRF a nivel 3 con el fin de aislar completamente servicios entre sí que no deben tener visibilidad entre ellos.
- **Calidad.** Es el conjunto de atributos de rendimiento típicos de cualquier sistema de comunicaciones. Esto implica gran ancho de banda, calidad de servicio y baja latencia. Con el fin de adaptarse a las exigencias de calidad, se han utilizado enlaces Gigabit Ethernet en la capa de distribución, mientras que para la capa de acceso, se ha seleccionado una solución híbrida compuesta por PLC de banda ancha, WiMAX, tanto propio como de operador, y 3G. El PLC de banda ancha es tecnología mayoritaria en el despliegue, y WiMAX y 3G se han utilizado para lugares distantes o para tener caminos alternativos dentro de la capa de acceso. Las conexiones de operador se aseguran y protegen mediante el uso de túneles privados.
- **Fiabilidad.** El sistema y los dispositivos relacionados debe ser suficientemente resistentes. Para ello, todos los dispositivos en el sistema están *rugerizados* para alcanzar los niveles requeridos de fiabilidad, especialmente en entornos tan duros como pueden ser subestaciones y centros de transformación. Se utilizan fuentes de alimentación redundantes para los dispositivos de distribución en la red. Todas las fuentes de alimentación están respaldadas por sistemas de alimentación

ininterrumpida con baterías. Adicionalmente, todos los dispositivos deben garantizar los niveles de aislamiento eléctrico necesario.

- **Disponibilidad.** Con el fin de adaptarse a los niveles requeridos de disponibilidad, se ha implementado redundancia en todas las partes de la red. En la red de distribución, se ha utilizado el protocolo de «routing» OSPF (*Open Shortest Path First*) que puede proporcionar los tiempos de recuperación requeridos, y en la red de acceso, la redundancia se logra mediante la construcción de anillos PLC.

Como se apunta anteriormente, la arquitectura de comunicaciones propuesta se compone básicamente de una red de distribución que interconecta los centros de control con las subestaciones AT-MT, y una red de acceso que interconecta una o varias subestaciones con los centros de transformación y al final con los clientes finales.

La red de distribución se basa principalmente en una topología de anillo, en donde los enlaces están conectados por enlaces Gigabit Ethernet de fibra óptica. Se han utilizado diferentes VLAN en cada segmento; alternando los números de VLAN dentro de segmentos adyacentes con el fin de aislar los diferentes servicios. La red de distribución está basada en capa 3, y se utiliza OSPF para el enrutamiento y redundancia.

La red de acceso es una red de nivel 2. Los diferentes servicios se aíslan utilizando diferentes redes privadas virtuales (VLAN), como se muestra en la Fig. 11.

En las subestaciones los routers aíslan el nivel 2 de la red de acceso de los diferentes dominios de nivel 2 en la red de distribución. Existe una traslación uno a uno entre las VLAN en la red de acceso y las VRFs en la red de distribución.

Junto con el desarrollo de las comunicaciones, es necesario desarrollar y adaptar los sistemas de información para dar soporte a las necesidades de Smartcity. Para ello, en este campo se han desarrollado nuevos sistemas, se ha procedido a la ampliación de los ya existentes y finalmente a la integración y puesta en marcha de todos ellos. Las características del proyecto implican la necesidad de llevar a cabo una implementación real, donde entra en juego la operación y explotación de la red eléctrica con usuarios finales involucrados (siendo concebido el suministro eléctrico como servicio universal).

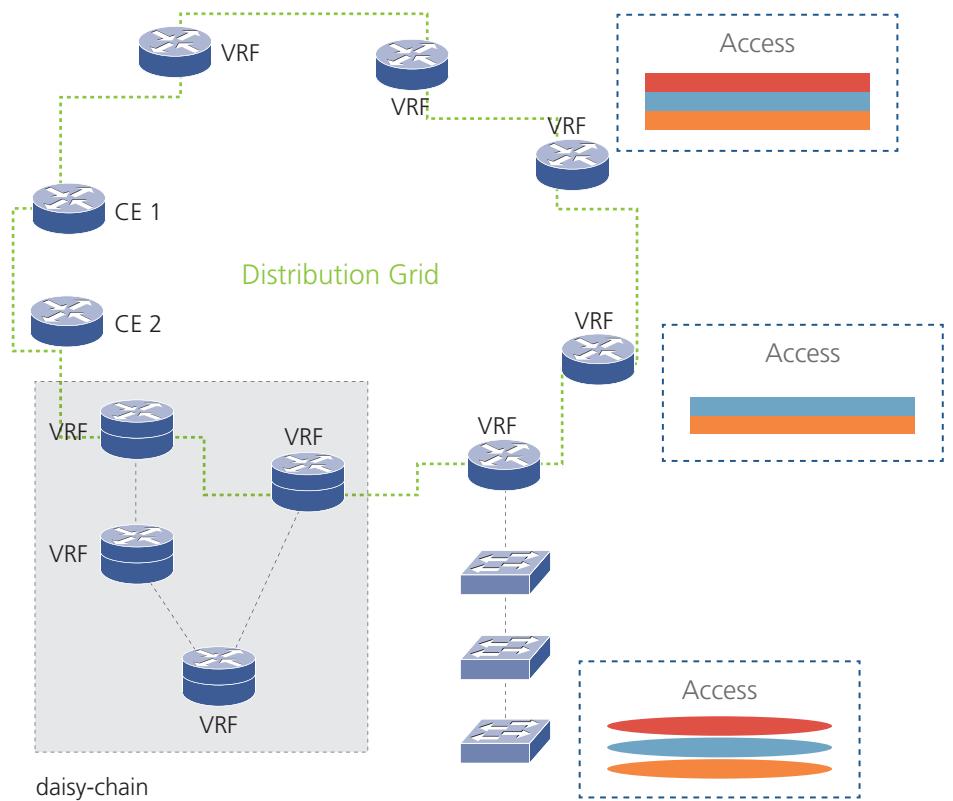


Fig. 11. Red de Acceso

Por ello, es importante que la aplicación de las nuevas tecnologías que forman parte de las redes inteligentes de distribución —y en este caso concreto del proyecto Smartcity Málaga— tengan las garantías suficientes de robustez, operación, explotación, soporte y escalabilidad.

Una gran parte de los nuevos desarrollos en el campo de los sistemas se ha centrado en las herramientas para la Gestión Activa de la Demanda y Portal de Consumidor, así como apoyar en los algoritmos asociados a la Gestión de la Generación Distribuida. Estos subsistemas, GAD (descrito en el capítulo 2.2.5) y Portal del Consumidor son claves en el comportamiento energético del Proyecto Smartcity Málaga puesto que modulan de forma directa o indirecta el vector de la Demanda, con mayor capacidad práctica que la generación distribuida (mayoritariamente eólica o fotovoltaica) o la topología de Red, más o menos fija por cuestiones estructurales (topología, protecciones, etc.). En este ámbito, y relacionado con las aplicaciones implementadas para la gestión de la demanda y eficiencia energética, se ha desarrollado el sistema de monitorización de KPIs (*Key Performance Indicators*) que permiten evaluar la eficiencia de las herramientas desarrolladas.

Telegestión

La Telegestión es un sistema integrado de gestión remota y automática de contadores de electricidad, basada en nuevas tecnologías de información, electrónica y comunicaciones. Se basa en un nuevo contador inteligente (smart meter) que sustituye al antiguo equipo de medida.

El «smart meter» es parte de un sistema integrado, que requiere para su funcionalidad remota también de una infraestructura de comunicaciones y sistemas informáticos, incluyendo los concentradores que son equipos que se instalan en los centros de transformación, además de las comunicaciones y el enlace con los sistemas de la empresa distribuidora.

El despliegue de contadores inteligentes en España viene impulsado por la legislación española y europea que reglamenta las funcionalidades mínimas de estos equipos y requiere el despliegue masivo progresivo de la medida inteligente en España hasta finales de 2018. Las empresas distribuidoras son las encargadas de poner en marcha dicha sustitución masiva.

Concretamente, el sistema de Telegestión de Endesa, que forma la base para el Proyecto Smartcity Málaga, supone una nueva generación proveniente de la solución tecnológica desarrollada anteriormente por Enel, ya en operación en más de 34 millones de clientes. Conjuntamente desarrollada por ambas compañías para el ámbito ibérico, el Sistema de Telegestión de Endesa incorpora mejoras a la ya fiable anterior versión italiana, en términos de robustez, velocidad y seguridad, e incluye múltiples funciones avanzadas. Los contadores y concentradores inteligentes de Endesa se comunican entre ellos a través de la propia red eléctrica mediante comunicaciones PLC, basadas en el protocolo abierto y en fase de estandarización europea, llamado Meters and More. La infraestructura de comunicaciones entre concentradores y sistemas informáticos de Endesa también se basa en este mismo protocolo seguro y fiable, asegurando la privacidad y seguridad de los flujos de información.

La implantación del Sistema de Telegestión proporciona importantes mejoras en la relación del usuario con la distribuidora eléctrica. Entre las principales destaca la



Fig. 13. Detalle de la colocación de contadores por un operario de Endesa en el Proyecto Smartcity Málaga

realización remota de las operaciones de alta, baja, cortes, reconexiones, control de potencia y cambios de tarifa de forma prácticamente inmediata y sin intervención ni del usuario ni del operario de la empresa. Además, la Telegestión facilita una lectura exacta y en plazo, y posibilita la programación a distancia de esquemas avanzados de tarifas que permitan una facturación más flexible. En cuanto a la red eléctrica, la Telegestión proporciona información fiable sobre el comportamiento de la red, mejorando de esta forma la toma de decisiones de explotación y la información para avanzar en la eficiencia global del sistema eléctrico.

Se puede afirmar que la implantación de la Telegestión supone un gran cambio en la relación con el cliente que podrá adquirir un papel más activo en la gestión de su consumo energético al poseer más información sobre dicho consumo.

La Telegestión como pilar fundamental para el desarrollo de Smart Grids y Smart Cities

La Telegestión de los contadores electrónicos es base tecnológica para el desarrollo de las redes inteligentes de distribución eléctrica (Smart Grids), facilitando la integración de los sistemas eléctricos de generación distribuida, la incorporación de energía renovable a la red, la integración de la recarga de vehículos eléctricos o la gestión del alumbrado público. Conceptos básicos de toda ciudad inteligente como son la automatización del control de la red, se ven potenciados gracias a la gestión remota de las funcionalidades avanzadas de los equipos de medida. El sistema eléctrico se ve favorecido debido a que se facilita información fiable y constante sobre el comportamiento de la red, lo que permite una mejor toma de decisiones de explotación y la gestión inteligente de las puntas de

Fig. 14. Colocación de contadores por un operario de Endesa en el Proyecto Smartcity Málaga



demandas. La Telegestión permitirá el desarrollo de una gama más amplia de tarifas con diferentes precios por tramos horarios y posibilitará al cliente conocer mejor los datos de su consumo eléctrico, elegir las mejores tarifas para sus necesidades energéticas y planificar su consumo. Así, favorecerá la eficiencia energética, y tendrá un papel más activo en el sistema eléctrico. La Telegestión impulsa un nuevo modelo de gestión energética en las ciudades para obtener mejoras en eficiencia energética, reducciones en las emisiones de CO₂ y un incremento en el uso de las energías renovables.

Los servicios que ofrece la Telegestión al usuario y a la red eléctrica favorecen a multitud de futuras aplicaciones de las redes inteligentes, tales como la infraestructura necesaria para los vehículos eléctricos y los servicios de valor añadido.

Smartcity Málaga como punto de partida de la implantación masiva de la Telegestión

El plan de despliegue de Telegestión comenzó en la ciudad de Málaga, instalándose los primeros equipos en el proyecto Smartcity andaluz, en junio de 2010. Desde ese mismo año, los contadores se gestionan de forma totalmente automática y remota y el sistema está completamente integrado con los sistemas comerciales y técnicos de Endesa.

Los equipos de Telegestión de Endesa instalados y operados en el Proyecto Smartcity Málaga arrojan unas cifras de 17.751 contadores monofásicos y 181 contadores trifásicos, desplegados en los puntos de suministro y, 103 concentradores, en centros de transformación.



Fig. 16. Proyecto de Telegestión de Endesa: Curva horaria de consumo de energía activa y reactiva



Fig. 17. Proyecto de Telegestión de Endesa: Curva diaria de consumo de energía activa y reactiva



Fig. 18. Proyecto de Telegestión de Endesa: Potencia máxima

En el proyecto Smartcity Málaga se han probado con éxito las funcionalidades básicas y avanzadas de Telegestión, incluyendo información a los clientes, integración con el vehículo eléctrico, micro-generación, almacenamiento de energía y alumbrado público inteligente, entre otras.

Además, Endesa ha conseguido poner a disposición de los usuarios del proyecto Smartcity andaluz, información básica sobre el consumo energético gracias a la extracción de los datos que la Telegestión puede facilitar. La implementación de una aplicación ha permitido obtener y visualizar valiosos datos, incluyendo curvas de energía activa, energía reactiva y potencias que han posibilitado estudiar en detalle los hábitos de consumo de los usuarios, con el objetivo de identificar posibilidades de aumentar la eficiencia energética a nivel de cliente y de la red. Esta aplicación está operativa en el centro de control del proyecto.

Estos primeros equipos instalados en el ámbito de la ciudad inteligente malagueña, han constituido un estímulo para que la ciudad costera consiguiera los buenos resultados en términos de eficiencia energética que ha venido mostrando desde sus inicios.

Actualmente está en curso la implantación masiva de este mismo sistema de Telegestión de Endesa que implica un ambicioso plan que consiste en la instalación de 13 millones de contadores en todas las áreas en España en las que Endesa es responsable de la distribución eléctrica, así como de 140.000 concentradores en los centros de transformación.

Con este plan, Endesa es actualmente la distribuidora líder en Telegestión tanto a nivel español como a nivel europeo por despliegue masivo en curso.

Automatización de la red (algoritmos de protección, auto-cicatrización y control)

Uno de los objetivos que persigue la automatización de la red de distribución es la optimización de la operación del sistema, minimizando las pérdidas de la red y solucionando eventuales situaciones de sobrecarga. El sentido de esta actuación es mayor conforme aumenta la penetración de vehículos eléctricos y de generación distribuida en la red.

Asimismo, es indudable que la respuesta de la red de distribución ante situaciones de falta es un factor clave en la calidad de la red. Los índices *TIEPI* y *NIEPI* cuantifican de forma objetiva la calidad de suministro, y ambos están fuertemente influenciados por los procesos de despeje y localización de faltas y posterior reposición del servicio.

El concepto de red auto-cicatrizable, buscado en una red inteligente como la implementada en el proyecto Smartcity Málaga, implica la automatización del proceso de reposición y reconfiguración de la red, con el objetivo de reducir el tiempo de las interrupciones y minimizar el número de maniobras necesarias para aislar el tramo en falta y reponer el servicio a los CTs afectados.

En el proyecto Smartcity Málaga se acomete la automatización de los CTs que desempeñan la función de primera maniobra (PM), segunda maniobra (2A y 2B) y punto frontera (PF). En estos CTs se automatiza la operación de los seccionadores en carga que participan en el proceso de reposición de servicio, gestionado y ordenado por los *iNodes*, que incorporan los algoritmos de reconfiguración de la red.

Así, la solución de Automatización de Smartcity Málaga se desarrolla sobre 5 líneas de media tensión, esto es, 20 kV, sobre un total de 22 CTs, y con tecnologías tanto para media como para baja tensión:

- Actuación automática en dispositivos de primera maniobra y segunda maniobra. La actuación automática se realiza sobre los seccionadores actuales incluyendo una motorización rápida con capacidad de actuación antes de 100 ms.
- Telemando en puntos frontera con medidas de tensión en ambos extremos de la frontera. Para los PF se considera una motorización convencional dado que no actúan automáticamente.
- La función de actuación automática de los dispositivos puede ser bloqueada desde el Centro de Control, que dispone de información del estado de los dispositivos en tiempo real.
- En todos los puntos de actuación, incluidos aquellos sin capacidad de actuación automática, se instalarán detectores de paso de falta direccionales.



Fig. 19. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF

- Telemetría en todos los puntos de actuación: P, Q, V, I, etc. Una diferencia fundamental frente a las soluciones convencionales, que además permite no sólo una operación más avanzada de la red, sino también aplicar otras metodologías y procedimientos como el mantenimiento preventivo, la ejecución de modelos de red más precisos, etc.

Los seccionadores de los CTs automatizados son dispositivos diseñados para trabajar en carga, es decir, son capaces de interrumpir intensidades de valores menores de 1.000 A. Por lo tanto, en caso de falta en una línea MT cuya intensidad no supere dicho valor, la secuencia de actuación será la siguiente:

1. Se produce una falta monofásica en la línea de MT, entre el CT 2B y el PF (que se encuentra abierto en operación normal). La Fig. 19 representa esta situación.
2. Los automatismos implementados en los dispositivos de maniobras (2A, PM y 2B) son selectivos entre ellos y cabecera, por lo tanto se produce la apertura del seccionador, 2B abre antes que cabecera o cualquiera de los otros dispositivos de maniobra aislando la falta entre la 2B y PF.

En la red de MT de Málaga los valores de intensidad ante faltas polifásicas son superiores a 1.000 A, por lo que la solución descrita no aplica a este tipo de defectos. El automatismo de despeje de faltas y reposición del servicio diseñado e implementado en Smartcity Málaga contempla dos escenarios, en función de si se dispone de comunicación entre CTs o no. Para ambas situaciones, y para el caso de faltas monofásicas, se han desarrollado algoritmos de detección de incidencias y autocicatrización de la red. Estos algoritmos y su implementación en los equipos de control desarrollados en el proyecto se describen en el capítulo 4.2 como productos aportados por el proyecto al sector de la automatización de la red de MT.

El hecho de disponer de comunicación entre los distintos CTs permite el intercambio de información entre los *iNodes* de los CTs automatizados, proporcionando al proceso de reposición de la red la mayor eficiencia posible. Como ya se ha descrito en el capítulo 1.1, las comunicaciones constituyen una de las bases sobre las que se sustentan las aplicaciones que dotan de inteligencia a la red de distribución, siendo sin duda una de ellas el carácter auto-cicatrizante de la misma.

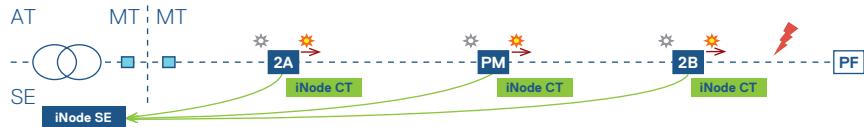


Fig. 20. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs

Una funcionalidad esencial, sin la cual no es posible el funcionamiento de los algoritmos de auto-cicatrización desarrollados, es la correcta detección y localización de faltas.

Por tanto, se convierte en una necesidad de las Smart Grids, la implementación de un sistema adecuado de detección que permita la identificación inequívoca del tramo de la línea de MT en el que se produce un defecto.

El sistema de localización de faltas implementado en el proyecto Smartcity Málaga se basa en la instalación de detectores de paso de falta (direccionales y no direccionales) en los CTs automatizados. Las principales utilidades de estos sensores son la detección de la presencia de tensión MT en la línea, comprobación de apertura en vacío del seccionador automático, detección de líneas de MT cortadas, polarización de defectos direccionales, etc. Para la obtención de medidas que permitan obtener la situación de la falta se han instalado en los CTs transformadores de tensión e intensidad. Por un lado, los transformadores de tensión son principalmente capacitivos, conectados directamente a la parte activa de cada fase, mientras que por otro lado, los transformadores de intensidad se instalan alrededor del cable de MT (el número de sensores instalados por cada celda es 3 o 4, y se sitúan en el compartimento de cables de MT).

Los detectores de paso de falta detectan si ha circulado por ellos una intensidad igual o superior a la corriente de falta ajustada. En redes no automatizadas, estos equipos indican visualmente y de modo local si han «visto» corriente de falta, con el objetivo de guiar, en la localización de los CTs en los que deben maniobrar, a los operarios desplazados a los distintos CTs de la línea en falta para aislar y reparar el tramo afectado. En una red automatizada como la desarrollada en el proyecto Smartcity Málaga, los detectores de paso de falta informan de manera remota al *iNode* para que este inicie, de modo automático, el proceso de aislamiento del tramo en falta y reposición del servicio de manera más eficiente, rápida y precisa, como se describe en la Fig. 20.

Una indicación errónea de paso de falta puede inducir a errores en el automatismo de reposición, con el consiguiente retraso en la restauración del suministro, poniendo de manifiesto la importancia de la correcta localización de faltas. Esta presenta importantes retos en redes de distribución, entre las que destacan la presencia de intensidades capacitivas en tramos sin falta, intensidades de energización de transformadores de distribución y la aportación de intensidad por parte de las fuentes de generación distribuida.

La implementación de los localizadores de falta y algoritmos de reposición y control se ha realizado gracias a la automatización de los CTs correspondientes a puntos de maniobra. Los equipos y soluciones desarrollados en el proyecto Smartcity Málaga para alcanzar estos objetivos se describen el capítulo 4.2.

Baja Tensión

La automatización del lado de baja tensión de los CTs automatizados integra en el cuadro de BT la funcionalidad de supervisión avanzada. La Fig. 21 (ver *Relación de figuras*, pág. 155) muestra uno de estos cuadros.

La supervisión avanzada es posible gracias a la instalación de sensores toroidales autoalimentados sobre los fusibles que protegen las líneas de BT. Dichos sensores permiten obtener la medida de corriente de cada uno de los circuitos de BT, así como el estado de los fusibles (fundido/no fundido). Los datos registrados por los sensores son enviados a un equipo receptor integrado en el armario de comunicaciones del CT, que a su vez está comunicado con el nivel superior, de modo que los dispositivos de control de la red disponen de toda la información recogida por los sensores del cuadro de BT.

Disponer de esta información en tiempo real significa poder monitorizar en todo momento la red eléctrica de baja tensión, por lo que es posible disponer de datos para la operación a este nivel de tensión, gestionar incidencias con mayor eficiencia y, aún más importante, implementar algoritmos y procedimientos que permitan la previsión y prevención de incidencias u otras situaciones críticas.

Generación distribuida

La integración de recursos energéticos embebidos en la red de distribución es, sin duda, una de las piezas clave de las Smart Grids, y sólo tiene sentido si se enmarca en un concepto de red de distribución automatizada. Como se describe en el capítulo 1.1, la conexión de múltiples generadores pequeños distribuidos geográficamente permite equilibrar el consumo allí donde se produce, entre otras ventajas. Asimismo, los sistemas

de almacenamiento y el vehículo eléctrico (V2G) se consideran recursos energéticos distribuidos.

La conexión de generación distribuida en la red de distribución, concebida en su origen para ser explotada de forma radial y con flujos unidireccionales de energía, supone un importante desafío para la operación de la red. Los principales retos a los que se enfrenta el sistema de distribución en este nuevo escenario son:

- **Impacto en la regulación de tensión de la red.** La regulación de tensión en la red de distribución actual se basa en una red radial, llevándose a cabo principalmente en el punto de suministro mediante, por ejemplo, regulación de tomas de transformadores de distribución o compensación de reactiva. La conexión de fuentes de generación distribuidas en el sistema de distribución, además de reducir la demanda de potencia desde el punto de suministro, puede provocar un aumento en la tensión bajo ciertas circunstancias. Asimismo, el comportamiento de los generadores distribuidos respecto a la potencia reactiva, según el generador suministre o absorba, puede causar elevación o caída en la tensión de la red.
- **Impacto en el equilibrio de tensiones.** En caso de conexión de pequeños generadores monofásicos es posible que se introduzcan pequeños desequilibrios en la tensión trifásica de la red.
- **Sincronización.** Es necesario que la conexión de fuentes de generación a la red se haga bajo unas condiciones de sincronismo, que exigen que la diferencia de módulo, fase y frecuencia de la tensión entre el generador y la red no exceda unos límites. En caso de conexión fuera de sincronismo, pueden producirse efectos perniciosos como daños en el generador o la afección a la tensión de la red.
- **Contenido de armónicos.** Los equipos electrónicos utilizados en los sistemas de generación, especialmente los de origen renovable, pueden introducir armónicos indeseados en la red. Los sistemas fotovoltaicos, debido a su inversor DC/AC, presentan principalmente contribuciones de armónicos de tercer, quinto y séptimo orden. Se observa experimentalmente que la presencia de armónicos es mayor para

potencias menores a la potencia nominal del convertidor y relativamente baja si la potencia generada está cercana a la nominal.

- **Variabilidad.** Gran parte de las unidades de generación distribuida plantean la utilización de fuentes de energía renovable, siendo esta una de las ventajas de este escenario. Este planteamiento implica inevitablemente el problema de la intermitencia en la disponibilidad del recurso primario (viento, sol).
- **Impacto de la generación distribuida en el sistema de protección de la red.** La incorporación de la generación distribuida en la red de distribución implica variaciones en la magnitud y dirección de las corrientes de falta, dependiendo de la ubicación de la falta y los generadores conectados a dicha red en el momento de la misma. Ante una falta en una línea de MT, además de la aportación desde la red de AT, también puede existir aportación desde los generadores distribuidos en la línea de MT, según la tecnología empleada, con lo que, desde este punto de vista, la red de distribución pierde el comportamiento radial con el que fue diseñada. Por lo tanto, la aportación de los generadores conectados en la línea de MT en falta puede causar errores en los detectores de paso de falta. Además, en escenarios de alta penetración de unidades de generación distribuida, especialmente aquellas basadas en energías renovables, se plantea el grave problema de la detección de faltas. La tecnología utilizada por este tipo de generadores conlleva el uso de convertidores de potencia. Los convertidores de potencia tienen corrientes de operación limitada, por lo que condicionan la magnitud de la corriente de contribución ante faltas por parte de la GD. El efecto inmediato que trae consigo esta operación controlada de los convertidores de potencia, es que las magnitudes de las corrientes de falta sean próximas a la corriente nominal, por lo que las protecciones que basan su funcionamiento en la magnitud de la corriente, pueden tener problemas para detectar dicha falta. Tal es el caso de las protecciones convencionales de sobreintensidad, cuyo uso predomina en las redes de distribución eléctrica.

Estos problemas brevemente descritos representan algunos de los desafíos que la generación distribuida puede representar para la red de distribución. No obstante, una red de distribución automatizada bajo el paradigma de las Smart Grids es capaz de integrar estos recursos, dando solución a los retos planteados, superando eventuales

inconvenientes y maximizando las ventajas que sin duda la generación distribuida debe aportar a la calidad y eficiencia del suministro eléctrico. Las principales ventajas de la generación distribuida son:

- Reducción de pérdidas debidas al transporte y a la distribución de la electricidad gracias a la mayor proximidad entre generación y consumo, con lo que se aumenta la eficiencia del sistema.
- Diversificación de tipo y número de generadores, gracias a lo cual se consigue reducir la criticidad de cada uno de los generadores individuales. Asimismo, es importante utilizar distintas fuentes de energía primaria para mitigar el efecto de su intermitencia (en el caso de fuentes renovables).
- Control de tensión y gestión de potencia reactiva. Con el adecuado control de la generación distribuida, el posible efecto en la regulación de tensión comentado anteriormente, debe contribuir a mejorar el perfil de tensiones de la red de distribución.
- Uso de energías renovables. Aunque las unidades de generación distribuida no son necesariamente de origen renovable, una Smart Grid debe plantear la utilización de la inteligencia con que se dota a la red de distribución para maximizar la integración de recursos renovables en la misma. Este escenario conlleva claras ventajas medioambientales y de independencia energética. El almacenamiento de energía se presenta como uno de los elementos fundamentales para poder aprovechar al máximo las energías renovables reduciendo el efecto de su variabilidad, tal como se apunta anteriormente. De hecho, los sistemas de almacenamiento se incluyen en el concepto *DER*, siendo el vehículo eléctrico un ejemplo particular.

El almacenamiento de energía distribuido (por ejemplo, en centros de transformación en MT o conectados en BT) también se considera un recurso distribuido (*DER*). La capacidad de almacenar energía permite mejorar la calidad de red y reducir los desequilibrios en la curva de demanda. Asimismo el almacenamiento de energía permite satisfacer la demanda cuando existe un desfase temporal entre la punta de consumo y la punta de generación.

Además de las propias baterías, instaladas por Acciona Instalaciones, el sistema de almacenamiento cuenta con dispositivos de control y acoplamiento a la red. A continuación se recogen los principales elementos que componen estos sistemas:

- Sistema de almacenamiento: Conjunto de baterías (*packs*) que asociados en serie y paralelo conforman la capacidad total de almacenamiento.
- Battery Management System (BMS): Elemento que proporciona el estado de carga de los packs.
- Elemento de conexionado de las baterías: Los módulos en paralelo se van a conectar individualmente con seccionamiento-fusibles.
- Convertidor DC-DC: Eleva la tensión de las baterías al nivel de bus.
- Active Front End Converter (AFE): convierte la tensión continua del bus en tensión alterna.
- Autómata de instalación: Se comunica con el BMS y los convertidores, proporcionando las consignas.

El diagrama de bloques del sistema típico completo se representa en la Fig. 23, en un ejemplo de conexión en BT.

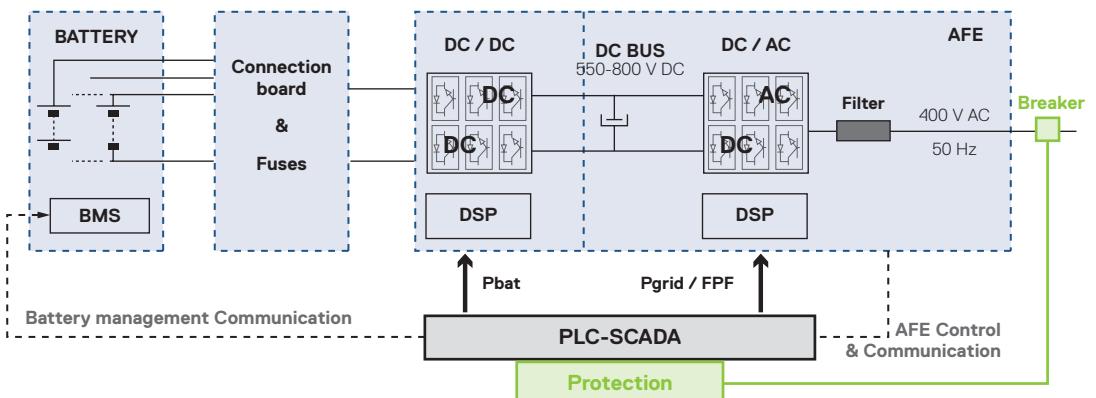


Fig. 23. Diagrama de bloques del sistema de almacenamiento

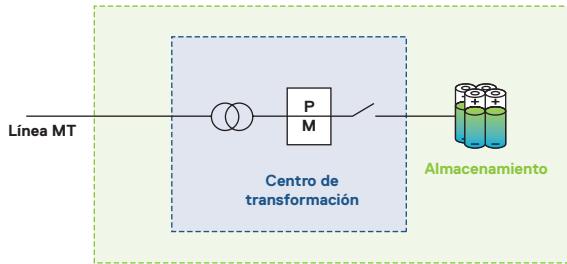


Fig. 24. CT con almacenamiento conectado a un nodo de MT de la red de distribución

La Fig. 24 muestra de forma simplificada la conexión de un sistema de almacenamiento en MT, en un centro de transformación.

Asimismo, la Fig. 25 muestra la conexión de almacenamiento en el lado de baja tensión de un centro de transformación, en el que además se conectan distintos sistemas de generación distribuida.

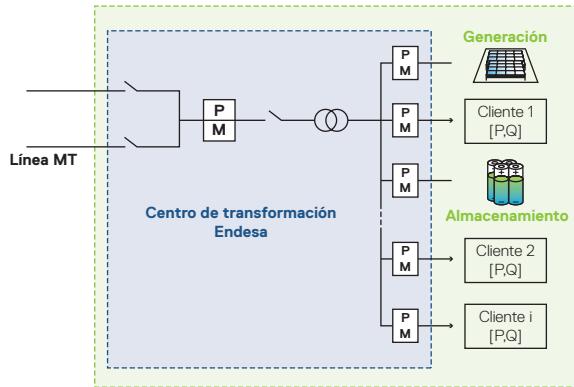
Las funcionalidades que aporta la capacidad de disponer sistemas de almacenamiento de energía son:

- Gestión de la potencia activa:
 - Descargar tramos de línea que se encuentran sobrecargados en determinadas franjas horarias.
 - Hacer las veces de SAI a un Cliente determinado del CT.
 - Realizar un recorte de picos de consumo-generación.
 - Reducción de las pérdidas de la línea.
- Gestión de la potencia reactiva: Permite hacer una compensación de reactiva en el nodo donde se conecta el almacenamiento.
- Control de tensión: Permite de algún modo controlar el nivel de tensión MT del nodo de conexión, aunque este valor se verá muy influenciado por la potencia de almacenamiento instalada y la potencia de cortocircuito.

Las ventajas de disponer de recursos distribuidos únicamente son posibles en una red automatizada, con un sistema de control descentralizado que gobierne los flujos de energía para mejorar la calidad, mantenimiento y seguridad del suministro. Estos algoritmos de control se implementan en controladores de red (en Smartcity Málaga, dispositivos *iNodes* e *iSockets*), desarrollos que son posibles gracias a las tecnologías de la información y comunicación.

El proyecto Smartcity Málaga ha integrado en la red de distribución de la ciudad de Málaga diversos sistemas de generación y almacenamiento distribuidos, conectados en

Fig. 25. CT con consumo, generación y almacenamiento



el nivel de media tensión (mini-almacenamiento) y de baja tensión (micro-generación y micro-almacenamiento). Asimismo, se han desarrollado los dispositivos *iNodes* e *iSockets* y sus correspondientes algoritmos de control.

De esta forma, han sido integrados 10 instalaciones de generación renovable y 2 de almacenamiento en baterías, como ya se ha expuesto en el capítulo 2.1. La Fig. 26 muestra, sobre un plano de la zona Smartcity de la ciudad de Málaga, la ubicación de los distintos elementos de generación y almacenamiento distribuido integrados en la red de distribución.

Existen diferentes modos de almacenamiento que han sido implementados y probados en Smartcity Málaga. Podemos clasificarlos principalmente en tres:

- Almacenamiento discrecional, como el llevado a cabo por el vehículo eléctrico en su funcionalidad V2G, y como por el sistema de baterías de la microgrid del Paseo Marítimo. No tienen un modo de funcionamiento exclusivo, sino que pueden ser usados bien para alimentar al alumbrado o al vehículo en su recarga, o bien para inyectar energía a la microgrid.
- Almacenamiento instantáneo, para la adaptación de la conexión a red de las farolas con aerogenerador, diseñadas en origen para funcionar en isla.
- Almacenamiento estacionario, como el del Palacio de Ferias, un gran punto de almacenamiento destinado a un uso muy estable, concebido para ser operado bien por el cliente directamente o bien bajo consignas o recomendaciones del sistema de control y monitorización de la Smart Grid.

En las instalaciones de almacenamiento del Palacio de Ferias y Congresos de Málaga y de la microgrid del Paseo Marítimo, de 106 y 24 kWh de capacidad total respectivamente, se ha utilizado una tecnología de baterías de litio-ion, formadas por ánodos de carbón y cátodos de polvo de fosfato de magnesio, hierro y litio.



Fig. 26. Generación y almacenamiento distribuido en la red de Smartcity Málaga

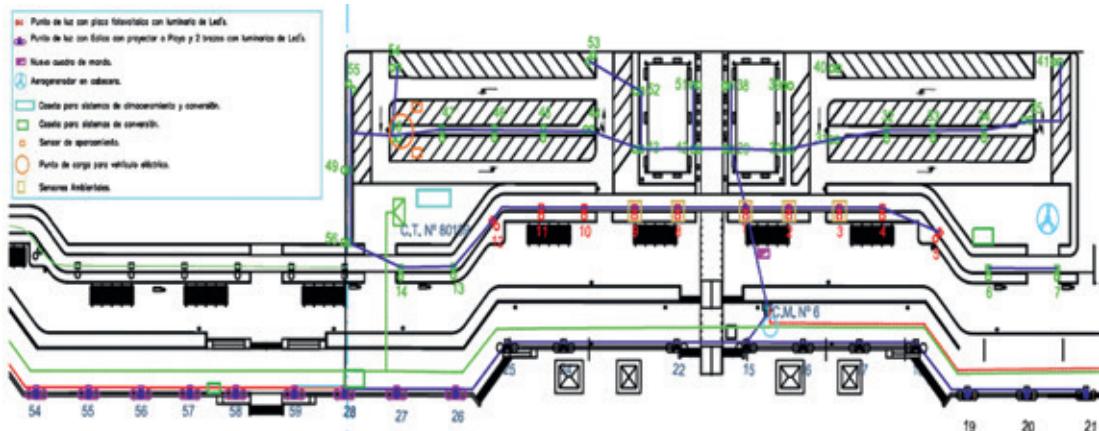


Fig. 27. Esquema de la microrred del Paseo Marítimo «Antonio Banderas» de Málaga

Respecto a la red de baja tensión, cabe destacar la microrred, conectada al CT 80159, en la zona del Paseo Marítimo de Málaga, que integra generación distribuida, sistemas de almacenamiento y cargas gestionables, como se puede ver con detalle en la Fig. 27:

- Instalación fotovoltaica sobre 10 farolas, con 95 W por cada una de ellas. La situación de estas está marcada en la Fig. 27 con los números 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11 y 12 en rojo.
- Instalación eólica sobre 9 farolas, con 680 W por cada una de ellas. La situación de estas farolas está marcada en la Fig. 27 con los números 54, 55, 56, 57, 58, 59, 28, 27 y 26 en rosa.
- Aerogenerador aislado de 4 kW, marcado en el mapa por el símbolo .
- Un sistema de almacenamiento de 24 kWh, situado junto al centro de transformación 80159.
- Un punto de recarga para vehículos eléctricos con funcionalidad V2G.

A continuación, se describen con mayor detalle los distintos sistemas de generación y almacenamiento integrados en esta microrred.

Aerogenerador de 4 kW

El equipo aerogenerador instalado en el paseo marítimo, Urban Green Energy UGE-4K, posee una potencia máxima de generación de 4 kW. Se encuentra clasificado dentro de los aerogeneradores de eje de rotación vertical, lo que permite una integración estética en entornos urbanos, con limitaciones de espacio y necesidades de mantener una línea estética con el entorno del emplazamiento. La Fig. 28 (ver *Relación de figuras*, pág. 156) muestra este equipo.

Conectado al aerogenerador de 4kW y con salida hacia el circuito nº 7 de la red de BT del CT 80159, se ha instalado un equipo regulador AURORA Power One PVI-7200 Wind Interface Box, un sistema de frenado resistivo, y un equipo inversor AURORA Power One PVI-6000 Inverter.

Equipos farolas fotovoltaicas y farolas mini-aerogeneración

La instalación de alumbrado público se ha llevado a cabo en el Paseo Marítimo Antonio Banderas, a la altura del nuevo edificio de la Diputación de Málaga.

Para la conexión de las nuevas farolas se ha empleado la instalación eléctrica existente, salvo pequeñas modificaciones de adecuación.

El cuadro de alumbrado se alimenta desde la red subterránea de BT que parte del CD nº 80159, mediante conductor RV 06/1 kV 3,5x150 mm² conectado al cuadro de baja tensión general del centro, en la salida nº 6. La conexión entre el circuito de BT y el cuadro se ha efectuado mediante conductor RV 06/1 kV 4x50 mm² y conectores a compresión.

La Fig. 29 y Fig. 30 muestran imágenes de estos sistemas, donde se observan las unidades de generación distribuida integrada: aerogeneradores y paneles fotovoltaicos.

Los aerogeneradores integrados en las farolas se tratan de aerogeneradores del modelo Urban Green Energy UGE-600, con una potencia nominal de 680 W. Su velocidad de

Fig. 29. Sistemas de micro-generación integrados en farolas



viento nominal es muy baja, de 12 m/s, por lo que es capaz de suministrar energía inclusive en áreas que no tienen fuertes vientos.

Las 9 farolas con generación eólica se conectan al circuito nº 6 de la red de BT del paseo marítimo a través de un inversor GPTech PV-5. Este inversor conecta con un *iSocket* para las comunicaciones con el *iNode* situado en el CT 80159 del Paseo Marítimo.

Respecto a la fotovoltaica integrada en las farolas, se trata de paneles fotovoltaicos del fabricante ATERSA, modelo A-95P, de 95W. Los módulos, como muestra la Fig. 31, constan de 36 células policristalinas. Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con etil-vinilo acetato modificado (EVA) como encapsulante. La conexión del conjunto de 10 farolas con generación fotovoltaica y con salida hacia el circuito nº 6 de la red de BT del paseo se realiza mediante un inversor GPTech PV-1. Dentro del inversor se encuentra instalado un *iSock et* para las comunicaciones con el *iNode* situado en el CT del paseo marítimo. La Fig. 32 (ver *Relación de figuras*, pág. 156) muestra la instalación de este inversor y el GPTech PV-5.

Respecto al almacenamiento distribuido, los sistemas de almacenamiento de energía instalados en el proyecto Smartcity Málaga se basan en la utilización de baterías.



Fig. 30. Farolas con paneles solares fotovoltaicos incorporados

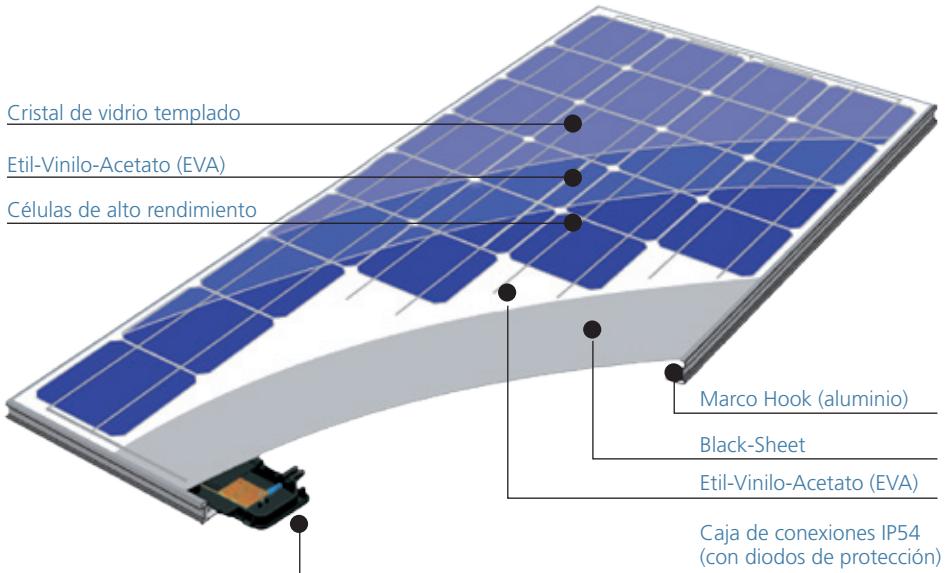


Fig. 31. Módulo fotovoltaico modelo A-95P de ATERSA

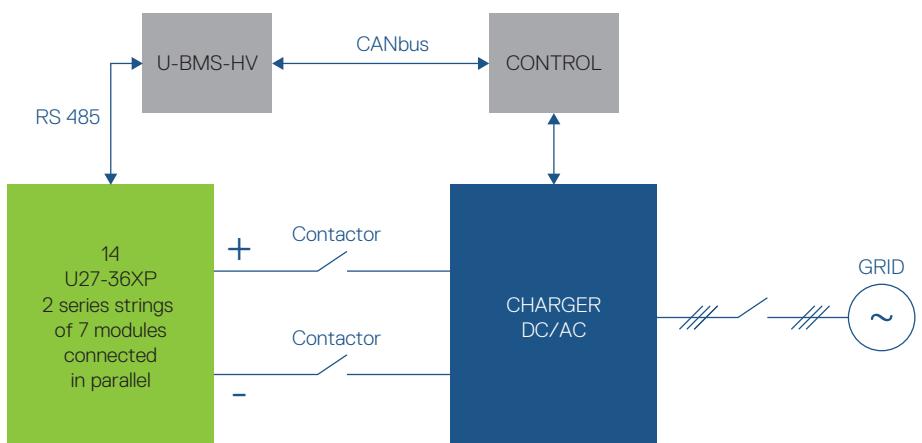


Fig. 33. Esquema de instalación de los equipos del sistema de almacenamiento

En concreto, baterías Valence de LiFeMgPO₄ con capacidad unitaria de almacenamiento de 138 Ah a 12,8 V. El sistema completo de almacenamiento consta de 1 rack, conteniendo 14 baterías conectadas en serie.

Asimismo, el sistema de control de carga y descarga de las baterías se realiza mediante el sistema U-BMS-HV.

Al igual que los sistemas de generación, el almacenamiento distribuido opera en corriente continua, por lo que son necesarios sistemas inversores para convertir dicha potencia en corriente alterna e integrarla en la red de distribución. El sistema de almacenamiento VALENCE tiene como equipo de regulación el inversor modelo GPTech PV-15. Al igual que en los inversores anteriormente mencionados, dentro del inversor se encuentra instalado un *iSocket* para las comunicaciones con el *iNode* situado en el CT del paseo marítimo.

Los sistemas de almacenamiento se han instalado en armarios como los mostrados en la Fig. 34 (ver *Relación de figuras*, pág. 156).

Eficiencia energética y gestión de la demanda

La eficiente utilización de los recursos eléctricos pasa en primer lugar por modificar los hábitos de los consumidores. Gracias a esto, se puede conseguir aplanar la curva de consumo diaria, lo cual significaría optimizar el aprovechamiento de las redes actuales y aumentar la eficiencia general del sistema eléctrico.

Un sistema avanzado de gestión de la demanda permite conocer los consumos en tiempo real, hacer una previsión de demanda para el día posterior, adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos inapropiados, anticiparse a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes (empresas *multisite*).

Para ello se ha implementado el smart-metering. Un Smart Meter es un dispositivo electrónico que reemplaza a los contadores electromecánicos tradicionales. Este

dispositivo, participa en las funciones de DER, AMI, y ADA. Las funciones principales de estos contadores domésticos inteligentes son:

- Tarificación según franjas horarias (AMI).
- Limitación de potencia según contrato (AMI).
- Desconexión por falta de pago (y restablecimiento) (AMI).
- Cuantificación de energía inversa si hay un balance negativo (DER).
- Envío de información hacia la distribuidora (ADA y AMI).
- Medida de calidad de onda (huecos de tensión) (ADA y AMI).

La función principal de estos dispositivos en una Smart Grid es poner a disposición del usuario la información de sus hábitos de consumo, y provocar un cambio en los mismos de cara a una gestión eficiente de la demanda. Al discriminar horariamente los precios de la electricidad, estadísticamente, se consigue suavizar la diferencia actual entre la cresta y el valle. Como se ha apuntado, esta medida equivale a tener una capacidad de almacenamiento, pues se incrementa el consumo durante el valle y se reduce en el periodo de cresta.

Además del despliegue de estos Smart Meters, se han instalado en los centros de transformación concentradores de telemedida, se han implementado comunicaciones PLC por la red de BT entre consumidores y concentradores, así como comunicaciones entre concentrador y los sistemas centrales.

Este marco de la eficiencia energética ha tenido varios ámbitos de actuación en el proyecto Smartcity Málaga, que se extienden desde el alumbrado público a la eficiencia en consumos de pymes, edificios emblemáticos y usuarios residenciales.

En primer lugar, se han sustituido las luminarias de algunas zonas de la ciudad por otras de bajo consumo, combinando tecnologías LED y halogenuro con un control individualizado de cada una de ellas. De este modo, aplicando programas de funcionamiento individuales o por grupos, y calibrando la intensidad de las luces adaptándola a las necesidades de la zona, se reduce el consumo hasta en cinco veces. En resumen, estas han sido las iniciativas llevadas a cabo:

- 139 puntos de luz telecontrolados por segmento.
- 60 luminarias con tecnología LED y halógeno, todos ellos controlados punto a punto.
- 19 luminarias con tecnología LED y micro-generación eólica y fotovoltaica incorporada.

Además, se han instalado diversas soluciones de eficiencia energética en 8 pymes y 3 edificios emblemáticos, de forma que estas empresas reciben información en tiempo real acerca de la energía que están consumiendo, gestionándola de manera inteligente, e interactuando sobre las distintas cargas mediante un sistema de control. Estos establecimientos son un hospital, un hotel y oficinas del Ayuntamiento de Málaga.

En cuanto a usuarios residenciales, además de los Smart Meters comentados que se han instalado para todos los consumidores residenciales, 50 de ellos cuentan con un kit de eficiencia energética mediante el cual pueden conocer el consumo total de su hogar y gestionar parte de esa energía. Esta gestión es posible gracias a los dispositivos inteligentes instalados, capaces de diferenciar distintos consumos y de ser controlados y programados a distancia, vía Web o mediante aplicación para Smartphone.

El sistema de gestión activa de la demanda (SGAD) implementado en Smartcity Málaga se articula en torno a dos nuevos sistemas, SGAD-Energía y SGAD-Potencia, que permiten la implicación activa de clientes, distribuidora y comercializadora. Estos sistemas presentan procesos automáticos y no intrusivos, respetando los parámetros mínimos de utilidad y confort fijados por el cliente. La implementación de estos sistemas requiere la intervención de cuatro agentes principales:

- Agregador/Empresa de Servicios Energéticos (ESE): Es la Empresa de Servicios Energéticos, si bien puede actuar como agente de compra de clientes con múltiples sedes. Transmite las ofertas de tarifas a clientes, la comercializadora y solicitudes de limitación de potencia temporales.
- Distribuidora: Es el gestor de la red, que en determinadas ocasiones necesita una reducción de los consumos en una determinada área. Envía solicitudes de reducción por zona y recibe propuestas.

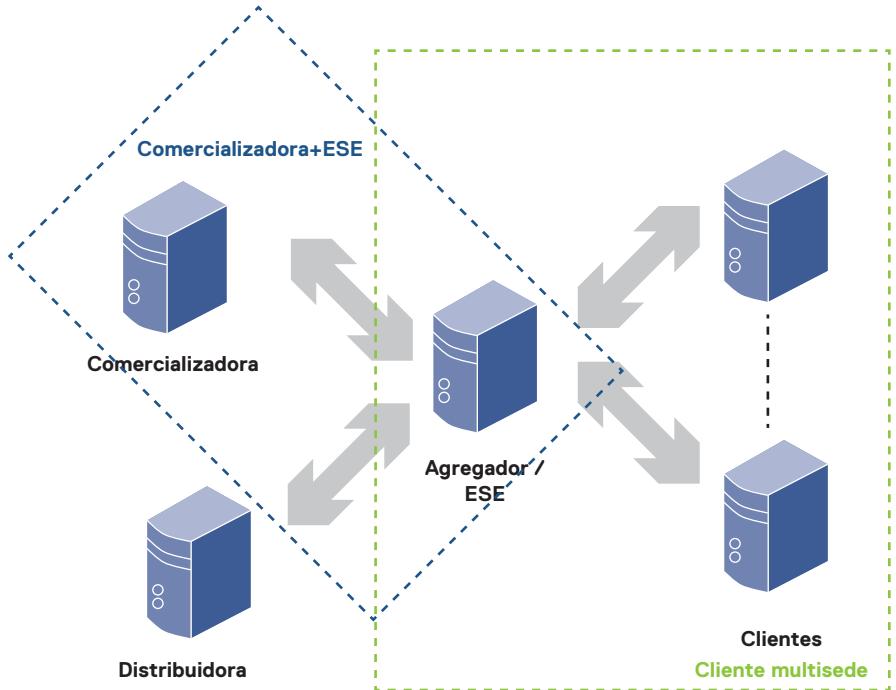


Fig. 35. Agentes implicados en la gestión activa de la demanda

- **Comercializadora**: Es la compañía que realiza las ofertas de energía para cada período.
- **Clientes**: En cada cliente o sede se gestiona la planificación energética en base a la información proporcionada por los demás agentes. Valida o rechaza las propuestas de limitación de potencia.

La Fig. 35 muestra una representación esquemática de la interacción de estos agentes. En el capítulo 3 (servicios) se describen los servicios proporcionados por los sistemas SGAD desarrollados. Asimismo, en el capítulo 4 se detallan los productos desarrollados en el marco del proyecto Smartcity Málaga que permiten disponer de dichos servicios.

Vehículo eléctrico (V2G)

Una microrred, como la desplegada en Smartcity Málaga, puede definirse como una pequeña red en baja tensión capaz de integrar fuentes de generación, almacenamiento de energía y cargas gestionables que potencialmente pueden funcionar como pequeñas islas de energía, esto es, unidades energéticamente autosuficientes aunque conectadas a la red. Puede entenderse entonces la

red eléctrica como un conjunto de microrredes, en mayor o menor medida, interconectadas todas ellas y gestionadas de un modo inteligente, para así lograr un sistema eléctrico más eficaz, eficiente y robusto.

Por otro lado, los actuales sistemas en desarrollo de generadores virtuales se basan en la gestión de cargas eléctricas que pueden funcionar como pequeños generadores autónomos, vertiendo energía a la red, permitiendo de este modo optimizar el funcionamiento de esta al configurar un sistema de generación distribuida. Estas pequeñas generaciones pueden ser formadas por microgeneraciones eólicas, aplicaciones fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento de energía y, naturalmente, por vehículos eléctricos que, dependiendo de la demanda de la red, pueden cargar sus baterías o descargarlas, pasando de ser consumidores a contribuyentes netos al sistema eléctrico. Esto supone un verdadero punto de inflexión tecnológico.

De hecho, un vehículo eléctrico puede considerarse en sí mismo una microrred, dado que puede funcionar de modo autónomo o conectado a la red eléctrica, dispone de consumos provenientes de su motor, de potenciales generaciones eléctricas provenientes de su sistema regenerativo de frenado y retención, de un sistema de almacenamiento de energía en sus baterías y/o supercondensadores, cargas diversas (sistemas de control, frenos, sistemas activos de seguridad, ventilador, aire acondicionado, bombas, sistemas hidráulicos, etc.) y, además, todos estos sistemas y equipos están gestionados por diferentes estrategias de control que dependen tanto del tipo de conducción como de su conexión o no a la red eléctrica.

Los vehículos capaces no solo de cargar sus baterías cuando son conectados a la red eléctrica sino de descargar energía a la misma emplean la denominada tecnología «vehículo a red», V2G (*vehicle to grid*). Un caso particular de la anterior tecnología V2G es el vertido de energía del vehículo para su aprovechamiento directamente en el hogar, alimentando pequeños consumos. En este caso, la denominación correcta es «vehículo a casa», V2H (*vehicle to home*).

Los vehículos eléctricos V2G suponen una oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico ya que la recarga de sus baterías o su descarga puede realizarse en el

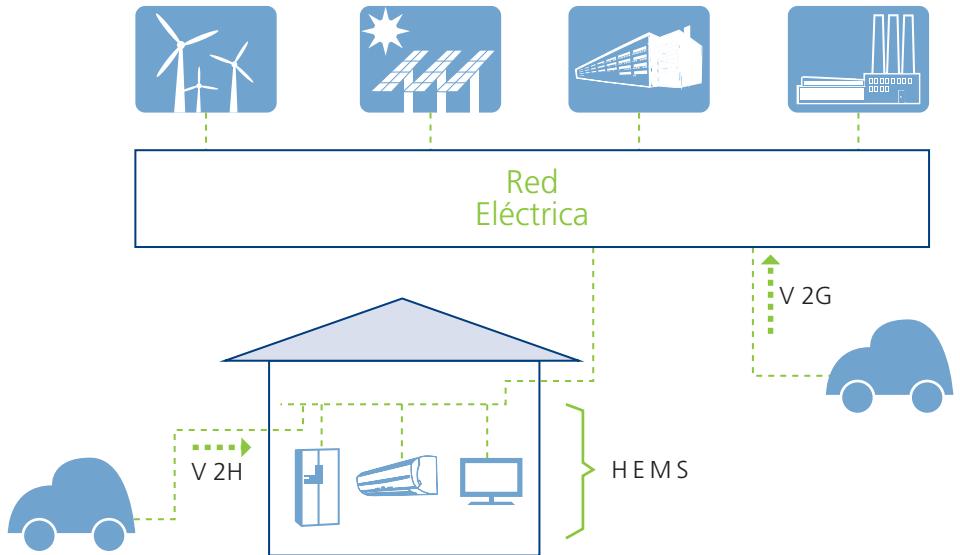


Fig. 36. Integración de vehículos eléctricos con capacidad de almacenamiento y descarga de energía (Fuente: <http://www.itrco.jp/>)

momento elegido por los usuarios y por el sistema de gestión de la red, lo que no ocurre con la mayoría de los consumos eléctricos. Esta capacidad de gestionar la demanda presenta importantes ventajas ya que ofrece al sistema eléctrico la posibilidad de mejorar su eficiencia global, aplanando la curva de demanda, aumentando el ratio de cobertura de demanda, mejorando la seguridad en el suministro de energía y facilitando la integración de la energía procedente de recursos renovables.

De forma equivalente a lo comentado en relación al almacenamiento de energía, recargar las baterías de estos vehículos durante los períodos de menor demanda (durante las noches), permite aplanar la curva de demanda al disminuir las grandes diferencias que se producen entre los períodos de mayor y de menor consumo eléctrico. Además, en caso de diferentes tarifas horarias, el precio de la electricidad es menor durante las horas nocturnas (cuando hay menor demanda). En sentido inverso, la descarga parcial de la energía contenida en los vehículos

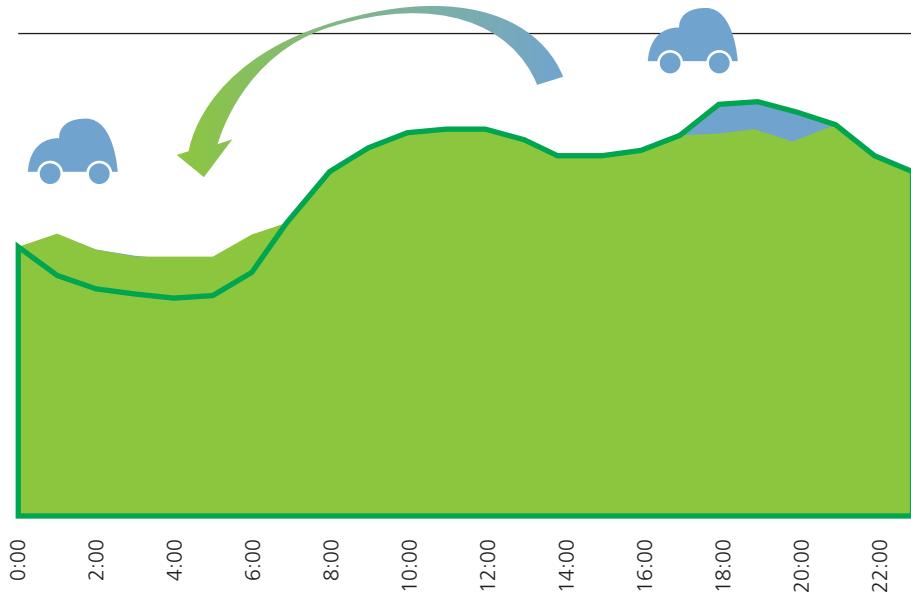


Fig. 37. Aplanamiento de la curva de demanda mediante vehículos eléctricos y puntos de recarga V2G (Fuente: Red Eléctrica de España)

eléctricos en los períodos de mayor demanda de energía a la red permite disminuir la exigencia de generación de energía de las centrales, lo que favorece la eficiencia del sistema eléctrico.

El coche eléctrico con tecnología V2G puede jugar un papel de gran importancia para integrar las energías renovables en el sistema eléctrico. Así por ejemplo, la producción eólica, generada mayoritariamente durante la noche, presenta una gran variabilidad. Además, dado que no es posible su almacenamiento, cuando la oferta de energía eólica es mayor que la demanda, existe la posibilidad de que no se pueda dar entrada en el sistema a toda la energía eólica que se produce. Por ello, recargar los vehículos eléctricos durante las horas nocturnas ayudará a aprovechar esta energía. Por otro lado, esa energía de origen renovable almacenada en los vehículos podrá ser devuelta a la red en el momento adecuado durante los períodos de mayor demanda eléctrica.



Fig. 38. Punto de recarga V2G desarrollado en Smartcity Málaga

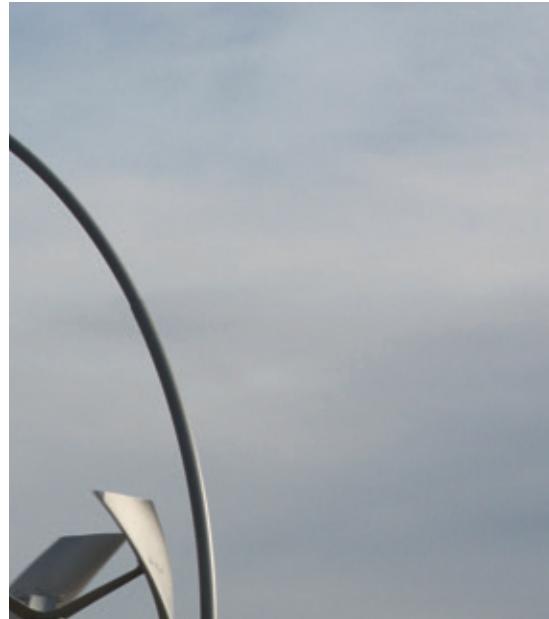
Contar con vehículos eléctricos V2G conectados a la red permite además disponer de un recurso energético que, en determinadas condiciones, puede proporcionar un suministro eléctrico para asegurar el ratio de cobertura de demanda e, incluso, la propia seguridad en el suministro en situaciones puntuales.

La instalación de contadores inteligentes permitirá el desarrollo de estas opciones, elemento fundamental en la operación del sistema eléctrico del futuro.

En paralelo a los vehículos eléctricos V2G, se hace totalmente necesario el desarrollo de los correspondientes puntos de recarga V2G capaces no únicamente de proporcionar energía a las baterías para su carga, sino también de inyectar a la red energía procedente de las mismas. Estos puntos de recarga han de poder ser gestionados por el operador del sistema bajo un sistema específico de consignas que permita su funcionamiento eficiente e integrado en la red eléctrica.

Dentro del alcance del proyecto Smartcity Málaga, se ha realizado el despliegue de una infraestructura de recarga de vehículos eléctricos con capacidad V2G, formada por un punto de recarga instalado en la vía pública, diseñado específicamente con los requerimientos de dicha tecnología, que da soporte a un vehículo eléctrico convencional que ha sido modificado para dotarlo de la mencionada capacidad V2G. La infraestructura de recarga, así como el vehículo, han sido plenamente integrados en la microrred del proyecto y en su sistema de gestión y captación de datos, convirtiéndose así en un elemento que forma parte activa de Smartcity Málaga y facilitando el desarrollo de un completo protocolo de pruebas y ensayos de uso de este tipo de puntos de recarga y vehículos que ha permitido obtener conclusiones relevantes sobre el uso real de estas tecnologías, sus posibilidades y acerca de los próximos pasos y recomendaciones a seguir para su implantación progresiva dentro del sistema eléctrico.

Nuevos servicios aportados por el proyecto



Para la sociedad

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, Smartcity Málaga aporta importantes servicios a la sociedad, enfocados al ahorro de energía, lo cual redonda directamente en la reducción de emisiones. Estos servicios pueden resumirse conceptualmente en dos principios: disponibilidad de información del consumo y capacidad de gestión energética.

Gracias a los productos desarrollados en Smartcity Málaga, detallados en el capítulo 4, los clientes disponen de información avanzada sobre el consumo eléctrico de sus hogares, incluyendo su evolución temporal, así como comparación de sus consumos con los de usuarios similares y consejos personalizados para reducirlos. Estos servicios dan paso a la posibilidad de actuar, planificando y gestionando el consumo, interactuando sobre cargas gestionables de manera automática y autónoma o manual.

Otros sectores de la sociedad como pymes y edificios públicos también son importantes receptores de estos servicios de información de consumos y gestión energética. En el capítulo 3.2. se detallan servicios para las compañías que, al mismo tiempo, también aportan ventajas para los consumidores y la sociedad.

Las tecnologías y procedimientos desarrollados en este proyecto que permiten la integración en la red de distribución de sistemas de generación de origen renovable, y además suponen una base para la red de distribución del futuro, es un servicio innegable que el proyecto Smartcity Málaga ofrece a la sociedad, dadas las ventajas medioambientales de este tipo de fuentes energéticas. Asimismo, el concepto de micro-generación y micro-almacenamiento, así como los algoritmos de control que lo hacen posible, permiten plantear la posibilidad de autoabastecimiento o incluso la posibilidad de exportar a la red de distribución de la compañía parte de la energía generada en una microrred doméstica. Bien es cierto que para que esto sea posible antes son necesarios cambios regulatorios en el sector eléctrico.

Estrechamente relacionado con los conceptos de carga gestionable y generación, almacenamiento distribuido, se encuentra el sector del vehículo eléctrico enchufable. En este sentido, el desarrollo del punto de recarga V2G implementado en el proyecto Smartcity Málaga permite el acceso a las ventajas de este servicio.

Finalmente, la automatización de la red de distribución acometida en el proyecto, los algoritmos de auto-cicatrización de la red desarrollados y la supervisión avanzada implementada en la red de BT, da como resultado una red de distribución más fiable, es decir, una mayor calidad/continuidad de suministro eléctrico, lo cual representa un servicio fundamental para la sociedad.

Para las compañías

Como se ha indicado anteriormente, el proyecto Smartcity Málaga aporta nuevos servicios de eficiencia energética a la sociedad. Las compañías distribuidoras y comercializadoras también cuentan con nuevos servicios proporcionados por Smartcity Málaga relativos a eficiencia energética. Un servicio claro para la distribuidora es la gestión activa de la demanda, planteado como servicio conjunto *utility-agregador-cliente*. Este servicio permite, por ejemplo, gestionar, es decir, encender, apagar o modular cargas no críticas del cliente por parte del agregador (el cliente recibe una compensación económica por el servicio contemplado mediante acuerdo).

Los criterios de gestión de la demanda son dos principalmente: situaciones de congestión de la red o de precios altos de la energía.

El objetivo es parecido al servicio de interrumpibilidad pero a menor escala de potencias y tratando de realizar reducciones suaves de la demanda, por ejemplo, reduciendo la temperatura de climatización en invierno.

Como se avanza en al capítulo 2.2.5., estos servicios se articulan bajo dos conceptos, que se detallan a continuación:

SGAD Energía. Este sistema se plantea como una nueva forma de relación entre clientes y comercializadora, aportando servicios para ambas partes. La comercializadora podrá ofrecer tarifas más ajustadas ya que:

- Le permite trasladar los costes reales de la energía y, por tanto, reducir riesgos. Cada periodo de tiempo, por ejemplo un día, puede haber una curva tarifaria diferente en función del coste en el mercado.
- Dispone de una previsión de consumos del conjunto de clientes. Esta previsión la puede utilizar en su proceso de compra de energía.

Por su parte, los clientes tienen capacidad de gestionar de forma activa sus consumos, lo cual les permite reducir los costes energéticos totales sin que suponga una pérdida de utilidad o confort.

El esquema de operación de SGAD Energía es el siguiente (Fig. 39):

- 1.** La Comercializadora envía tarifas de Clientes al Agregador. Diariamente o cualquier período pactado.
- 2.** El Agregador envía tarifas a cada Cliente que gestiona.
- 3.** El Cliente recibe tarifas para el día siguiente y planifica cargas, por ejemplo, a través de las consignas de climatización.
- 4.** El Cliente envía su previsión de carga para el día siguiente al Agregador.
- 5.** El Agregador envía su previsión de carga para el día siguiente a la Comercializadora.
- 6.** La Comercializadora utiliza la información para la compra de energía en el mercado y prepara oferta para día posterior.

SGAD Potencia. Este servicio permite la gestión eficiente y automática de las solicitudes de reducción de potencia, en casos de sobrecarga de la red. Por lo tanto, proporciona un sistema para actuar frente a situaciones de incidencias en las redes de distribución a través de la reducción del consumo de los clientes que participasen en un programa SGAD. Este servicio proporciona ventajas frente a otros sistemas de gestión de la demanda. Desde el punto de vista del cliente, cuenta con mayor capacidad de decisión, manteniendo los parámetros de utilidad y confort. Por parte de la distribuidora, obtiene inmediatamente información de la reducción de consumo que realmente puede obtener.

El esquema de operación de SGAD Potencia es el siguiente (Fig. 40):

- 1.** El Gestor de Red envía una solicitud de reducción de potencia al Agregador, indicando la zona de la red, duración e inicio.
- 2.** El Agregador transmite la petición a Clientes.

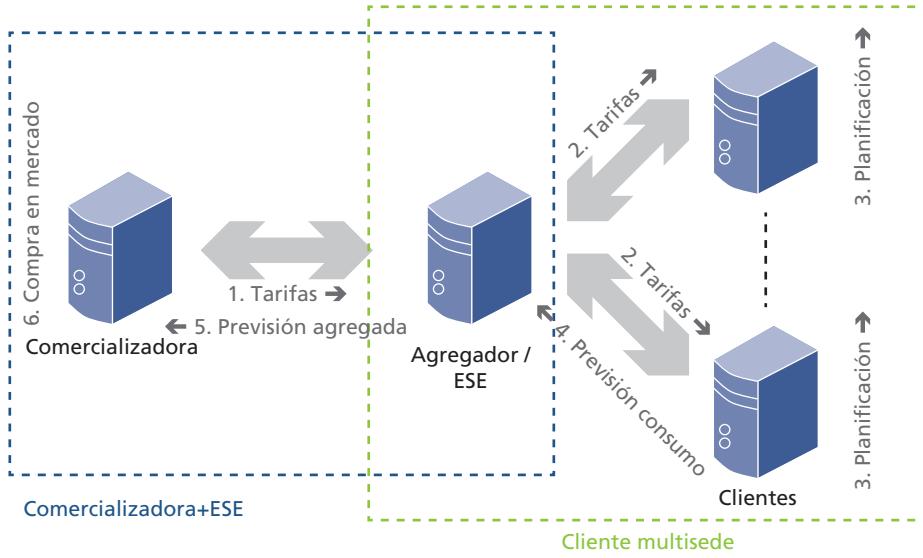


Fig. 39. Esquema SGAD Energía

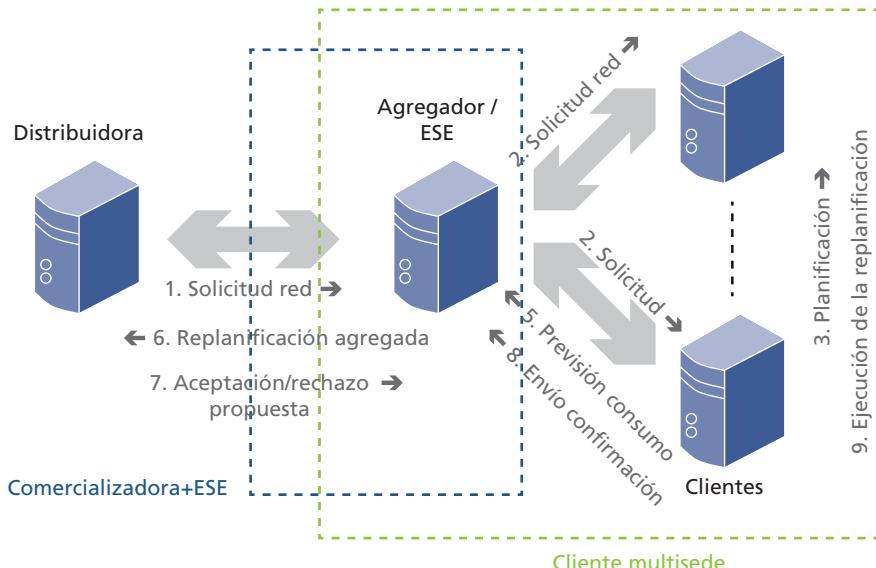


Fig. 40. Esquema SGAD Potencia

- 3.** El Cliente recibe la solicitud de reducción y realiza una simulación automática de planificación de cargas, teniendo en cuenta los parámetros de confort mínimo definidos.
- 4.** El Cliente valida su participación (opcional).
- 5.** El Cliente envía la replanificación de consumos al Agregador.
- 6.** El Agregador envía al Gestor de Red la replanificación agregada como propuesta de reducción.
- 7.** El Gestor de Red confirma (o no) la aceptación de la propuesta de reducción al Agregador.
- 8.** El Agregador envía la confirmación al Cliente.
- 9.** El Cliente ejecuta la replanificación.

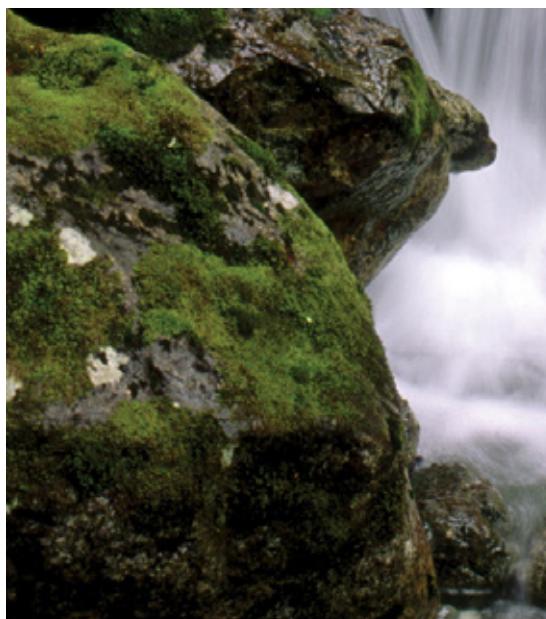
En resumen, los Sistemas de Gestión Activa de la Demanda constituyen módulos de administración de la energía en tiempo real de manera que confluyan los intereses de todos los agentes participantes: por un lado, el cliente puede conocer su consumo de energía y dispone de herramientas para controlarlo y optimizarlo; por otro lado, las comercializadoras cuentan con canales para una comunicación más directa y avanzada con sus clientes, de manera que pueden diseñar y ofrecer productos y servicios más ajustados a la demanda y a los requerimientos de este; por su parte, se consolida una figura intermedia, capaz de canalizar la información entre agentes, asegurando la transparencia, la independencia y la interoperabilidad de todos ellos; y por último, las compañías distribuidoras disfrutan ahora de las funcionalidades de esta herramienta, que le permiten optimizar la operación de la red y el máximo aprovechamiento de los recursos tanto materiales como energéticos.

En el capítulo 3.1. se comenta brevemente el servicio que para la sociedad supone la generación y almacenamiento distribuidos; para la compañía eléctrica, disponer de recursos energéticos distribuidos supone asimismo un importante servicio. Las ventajas

de los recursos distribuidos se describen en el capítulo 2.2.1., entre las que destacan la reducción de pérdidas, posibilidad de control de tensión y potencia reactiva a nivel local, aplanamiento de la curva de la demanda, con el consiguiente aumento de la eficiencia de las instalaciones, etc. El servicio que el proyecto supone en este aspecto, no es únicamente la instalación de estos recursos energéticos, sino también el desarrollo de las tecnologías, equipos y algoritmos que hacen posible aprovechar sus ventajas.

El mayor servicio que proporciona el proyecto Smartcity Málaga para la compañía eléctrica es la posibilidad de gestionar su red de un modo optimizado, gracias al despliegue de tecnologías de automatización, supervisión, control, comunicación, etc. Productos como el *iNode*, *iSocket* o los sistemas de información desarrollados, como se explica en el capítulo 4, dotan a la compañía distribuidora de las herramientas necesarias para alcanzar los objetivos de una red inteligente, planteados en el capítulo 1.1.

Nuevos productos y desarrollos del proyecto Smartcity Málaga



Nuevos productos en el sector de las TIC

En el sector de las TIC, el producto desarrollado en este proyecto es el sistema de comunicaciones desplegado, que constituye el nexo de unión para todas las aplicaciones de Smartcity Málaga, lo que permite el intercambio de información entre todas ellas y la gestión de la red de manera rápida y eficiente.

Como se explica en el capítulo 2.2.1. (ver Fig. 10. *Topología de la red de comunicaciones*, pág. 32), la red consta de tres áreas diferenciadas. En el nivel superior está la red MPLS. La arquitectura de red permite la interconexión con el backbone MPLS, aunque la conexión está prevista para cuando esta esté totalmente operativa.

En un segundo nivel, se encuentra la denominada red de distribución (desde el punto de vista de comunicaciones) que conecta los centros de control (ubicados en Sevilla) y el CGO con las subestaciones de AT principales. Consta de un anillo principal que se divide en dos segmentos, según la tecnología de transmisión utilizada, a saber:

- 1.** Recorrido en el interior de la provincia de Málaga. Conexión directa con fibra óptica utilizando tecnología IP nativa (Gigabit Ethernet). Ancho de banda disponible 1 Gbit/s.
- 2.** Conexiones con Sevilla, que se realizan transportando el IP sobre tecnología SDH. Ancho de banda disponible 50 Mbit/s.

Los enlaces utilizados para redundancia del anillo y dar capilaridad a la red, son conexiones a 2 Mbit/s y a 64 kbit/s, dependiendo de las tecnologías de transmisión existentes.

Para esta red de fibra óptica se ha construido un anillo Gigabit Ethernet que permite la integración de todos los servicios de manera segura, flexible y eficiente. La Fig. 41 muestra un esquema de la red de comunicaciones desplegada en este nivel.

Por último, se encuentra la red de acceso, compuesta por los centros de transformación que comunican con una o varias subestaciones de AT. En Smartcity Málaga, todos los Centros de Transformación conectados a la red cuelgan de la Subestación de San Sebastián, centro neurálgico de la red de acceso, siguiendo el esquema de topología

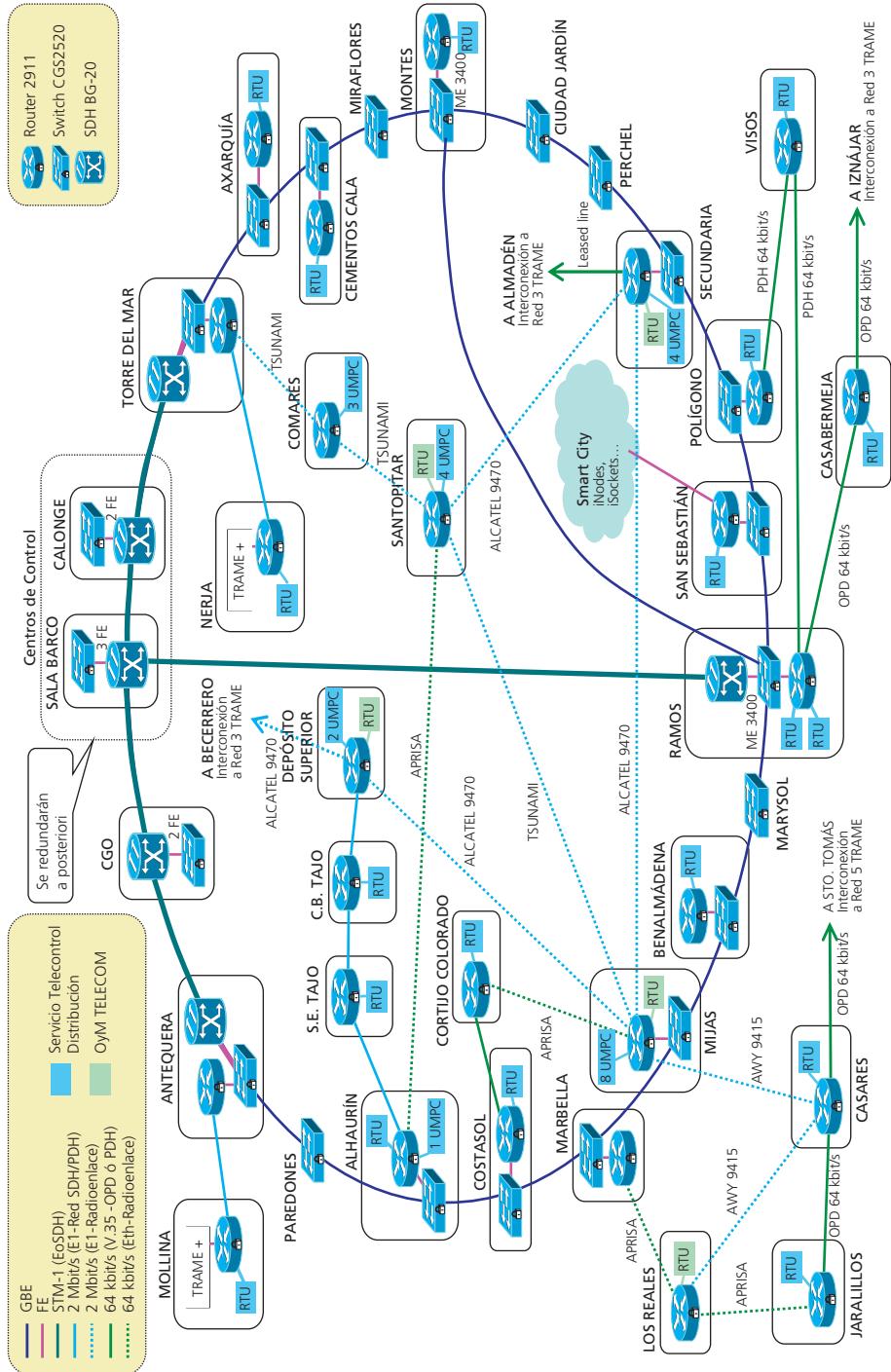


Fig. 41. Esquema físico de la red de fibra óptica desplegada

en anillo de la Fig. 10. *Topología de la red de comunicaciones*, pág. 32. Las tecnologías empleadas en la red de acceso son BPL (PLC de Banda Ancha), WiMAX propio y WiMAX de operador (Clearwire). Con el objetivo de mantener la privacidad de la red y su estructura jerárquica, ha sido necesario tunelizar este último a Nivel 2. La red PLC consta de 82 puntos, divididos en 10 estructuras Maestro-Esclavo.

La Red de WiMAX propio consta de 1 estación base instalada en San Sebastián, 1 repetidor instalado en el CT 106 (fuera de los límites de la Zona Smartcity que permite visibilidad directa desde/hacia la zona de despliegue) y 3 CPEs. La Red WiMAX de operador consta de 7 puntos.

Para el despliegue de la red PLC, se han utilizado sistemas de acople a las redes existentes de MT, que permiten la transmisión de los datos usando como canal físico la propia red eléctrica de distribución, adaptándose a las características de cada escenario. Estos sistemas de acople son componentes que, físicamente, adaptan e inyectan la señal PLC en los conductores de MT. De naturaleza inductiva o capacitiva, según emplean la inducción o el contacto directo, se han instalado tanto en cabinas de SF₆, como en elementos de corte al aire. La Fig. 42 muestra ejemplos de instalación de distintos sistemas de acople en la red desplegada (ver *Relación de figuras*, pág. 157).

Asimismo, se han instalado estaciones emisoras-receptoras de WiMAX, tanto de operador como de propietario, para dotar al sistema de comunicaciones de enlaces alternativos al canal físico anteriormente descrito. Estos routers PLC/WiMAX proporcionan conectividad a nivel de red. Su función principal consiste en enviar, recibir o encaminar paquetes de datos. De este modo, interconecta subredes, tanto físicas como virtuales, dando servicio a los equipos, sistemas, usuarios, etc., en ella definidos, de acuerdo a las necesidades de cada uno.

La Fig. 44 muestra el esquema de la red de acceso desplegada. En la Fig. 45 se muestran esquemas de la red WiMAX propio y operador (ver *Relación de figuras*, pág. 157).

Finalmente, se han fijado los requerimientos del sistema de monitorización de las comunicaciones de acuerdo a los Casos de Uso y el Modelo de Datos de cada uno de los diferentes grupos de trabajo.

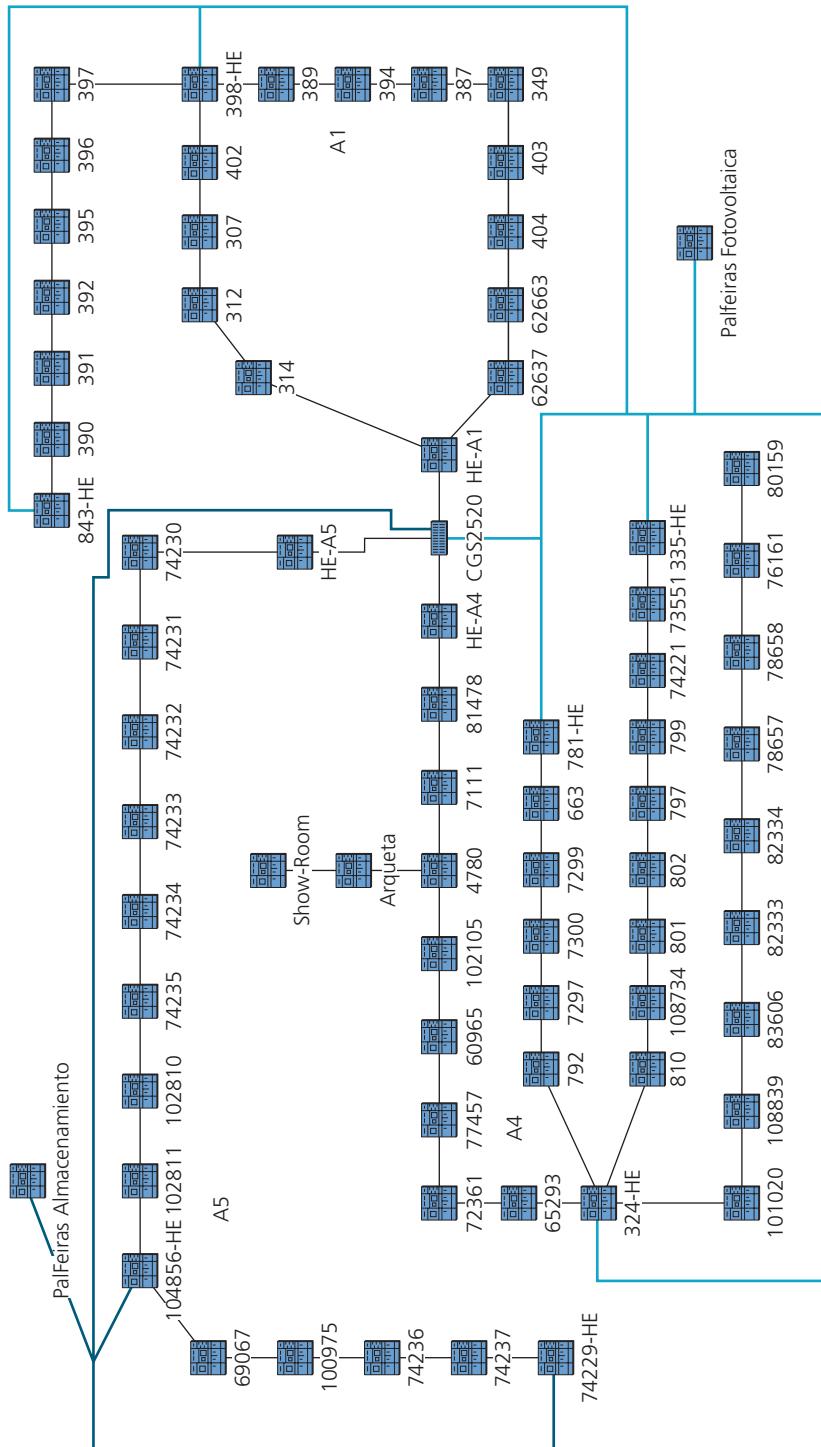


Fig. 44. Esquema físico de la red de acceso desplegado

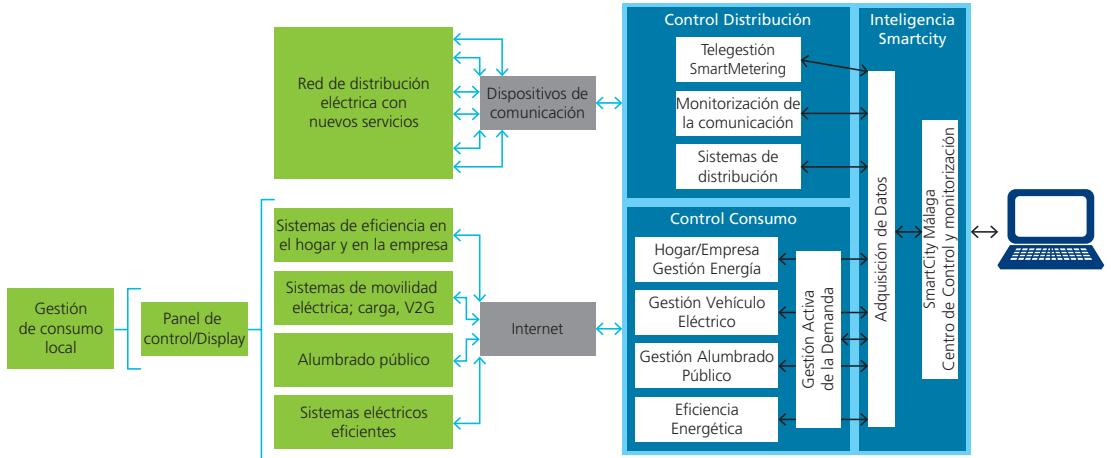


Fig. 46. Esquema de los diferentes sistemas implementados

En lo que respecta a sistemas, los productos desarrollados se resumen a continuación:

- Sistema de Telegestión que permite la gestión activa de la demanda, permitiendo a los clientes y a las empresas de distribución, gestionar eficientemente su consumo energético.
- Funcionalidades y herramientas para integrar elementos de Generación Distribuida dentro del Sistema de Distribución, así como para gestionar nuevos elementos de automatización avanzada en la red de Distribución. Sistema de monitorización de estos elementos.
- Construcción de un puesto central desde donde se monitoriza y gestiona la red de Distribución, permitiendo identificar y evaluar arquitecturas y dimensionamientos, así como las operativas necesarias para explotar los sistemas centrales de una red avanzada de Distribución.
- Portal del consumidor. Se trata de un elemento crítico en la visión de Smartcity Málaga. Permite a los consumidores tener realimentación activa y en «tiempo real» de sus consumos, perfiles, impacto en el sistema, emisiones e interactuar con funciones predefinidas orientadas a inyectar señales de consumo responsable. Estos sistemas se encuentran integrados en los productos para la gestión activa de la demanda y eficiencia energética descritos en el capítulo 4.5.
- Sistema de monitorización KPI. La monitorización KPI consiste en el análisis de la red inteligente mediante un conjunto de indicadores que permitan evaluar el grado de consecución de los objetivos perseguidos en el proyecto Smartcity Málaga.

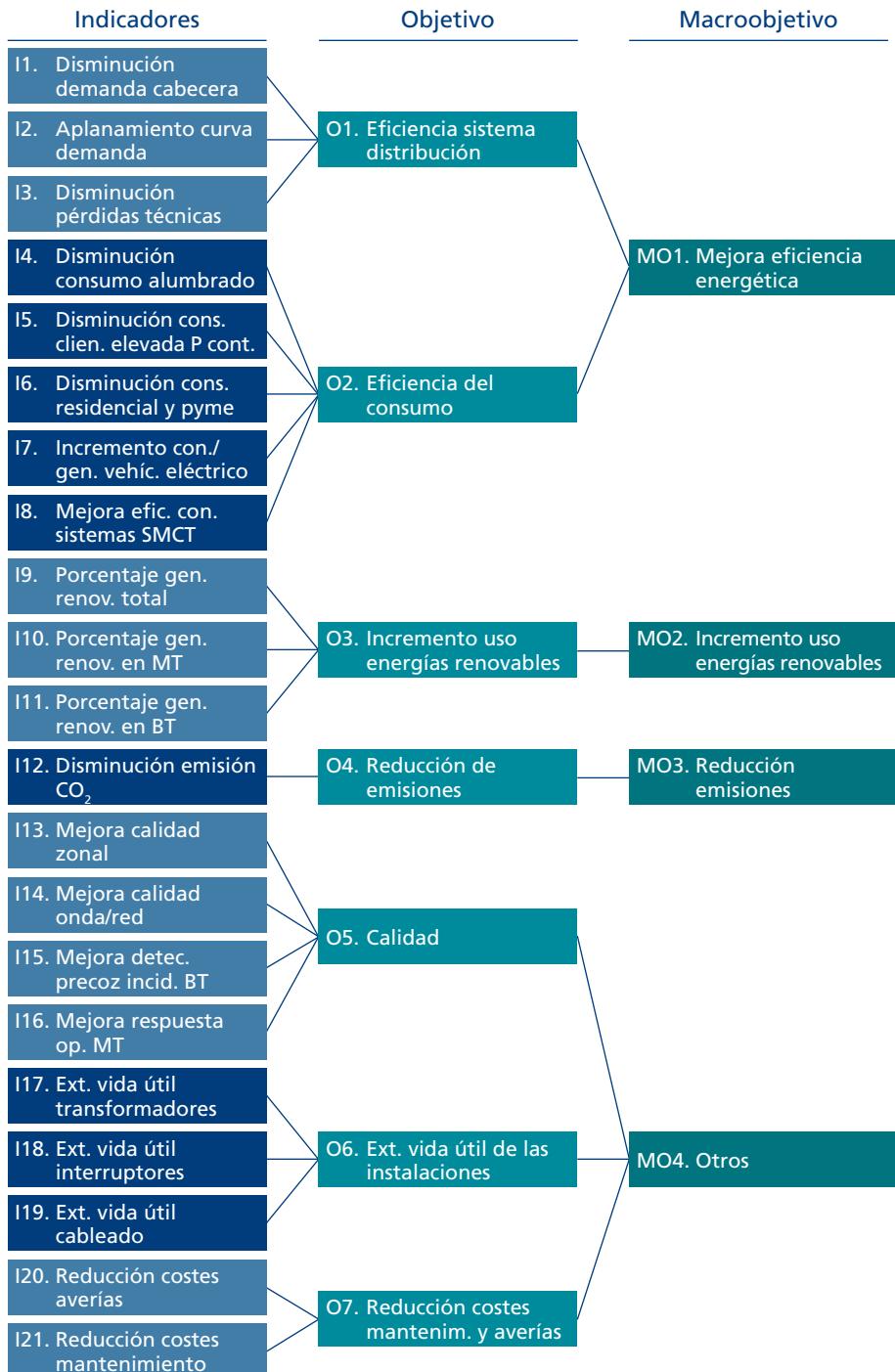


Fig. 47. Árbol de relaciones entre indicadores, objetivos y macroobjetivos



Fig. 48. Interfaz detallado de los macroobjetivos

En Smartcity Málaga se han definido una serie de macroobjetivos y objetivos, y los indicadores adecuados para monitorizar el grado de cumplimiento de los mismos. La Fig. 47 muestra la relación entre KPIs, objetivos y macroobjetivos.

Asimismo, se ha desarrollado una interfaz que permite la monitorización de estos KPIs y objetivos. La interfaz permite visualizar toda la información sobre objetivos, indicadores y medidas, ofreciendo un cuadro de control para la comprensión de la información, así como para la gestión y difusión de la misma. A modo de ejemplo, la Fig. 48 muestra la interfaz (cuadro de mandos) correspondiente a los valores de todos los macroobjetivos del proyecto Smartcity Málaga.

- Interfaz para la monitorización de la red. Se ha desarrollado una interfaz, mediante sinópticos, que permite la monitorización del estado de la red de forma fácil y simplificada, así como visualizar el detalle de los casos que se considere necesario.

La Fig. 49 muestra el sinóptico de la red Smartcity Málaga incluido en la interfaz desarrollada (ver *Relación de figuras*, pág. 158).

El entorno de visualización desarrollado para cada centro de transformación permite monitorizar distintas variables, como muestra la Fig. 50 (ver *Relación de figuras*, pág. 158), donde se observan diferentes zonas de visualización:

1. Zona de selección de las tecnologías. Se muestran las distintas tecnologías disponibles en el CT, permitiendo seleccionar una de ellas para filtrar información.
2. Zona de selección de la línea. Define la zona en la que se encuentra el CT a monitorizar, permitiendo navegar entre los distintos CTs de Smartcity Málaga.
3. Zona de selección del CT. Define el centro de transformación que se desea monitorizar (dentro de la línea definida en 2).
4. Zona de selección del dispositivo. Define el dispositivo y las variables que se desean monitorizar.
5. Zona de monitorización. En esta zona se muestra la información de variables, bien en valores instantáneos o datos históricos.

Nuevos productos para protección y automatización de la red de distribución

Red MT

Como se comenta en el capítulo 2.2.3., uno de los más importantes productos aportados por el proyecto relacionados con la automatización de la red de distribución en MT es el algoritmo de auto-cicatrización, que permite mejorar la calidad del servicio, reduciendo de forma importante los tiempos de interrupción en caso de incidencia en la red.

Este algoritmo cuenta con dos modos de funcionamiento, en función de si la implementación del mismo reside en el equipo *iNode*, o en el centro de control. Las secuencias de eventos y órdenes ejecutadas por el algoritmo en cada escenario son las siguientes:

Implementación en *iNode*:

1. Se produce un defecto en la línea de MT, entre el CT 2B y el PF.
2. El interruptor de cabecera de línea, en subestación, dispara mientras el resto de los dispositivos de maniobra permanecen cerrados (no pueden abrir sobre esta falta).
3. Los diferentes puntos de maniobra (2A, PM y 2B) envían información de sus detectores de paso de falta al *iNode* de subestación (Fig. 51).

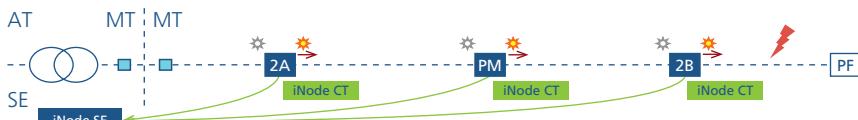


Fig. 51. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs e iNodes

4. El interruptor ejecuta el primer ciclo de reenganche. En el caso de que la falta sea permanente se producirá un nuevo disparo del interruptor de cabecera.

5. El *iNode* de subestación (una vez ha actuado el primer ciclo de reenganche, pero antes del segundo) evalúa todos los pasos de falta recibidos desde los *iNodes* de CTs y ejecuta una orden de abrir, al último CT que ha detectado defecto, en este caso el 2B, y dentro del CT, al que tenga signo saliente.
6. Al cerrar el segundo ciclo de reenganche (60 s) se re establece el segmento de la línea hasta el 2B dejando aislado el tramo en falta (entre 2B y PF).

Implementación en Centro de Control:

1. Se produce un defecto en la línea de MT, entre el CT 2B y el PF.
2. El interruptor de cabecera de línea, en subestación, dispara mientras el resto de los dispositivos de maniobra permanecen cerrados (no pueden abrir sobre esta falta).
3. Los diferentes puntos de maniobra (2A, PM y 2B) envían información de sus detectores de paso de falta al centro de control (Fig. 52).

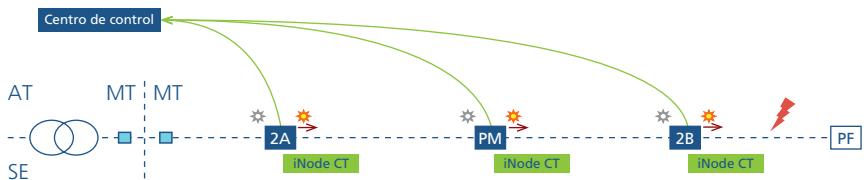


Fig. 52. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs y centro de control

4. El interruptor ejecuta el primer ciclo de reenganche. En el caso de que la falta sea permanente se producirá un nuevo disparo del interruptor de cabecera.
5. El centro de control (una vez ha actuado el primer ciclo de reenganche, pero antes del segundo) evalúa todos los pasos de falta recibidos desde los CTs automatizados y

envía la orden de abrir, al último CT que ha detectado defecto, en este caso el 2B, y dentro del CT, al que tenga signo saliente.

6. Al cerrar el segundo ciclo de reenganche (60 s) se reestablece el segmento de la línea hasta el 2B dejando aislado el tramo en falta (entre 2B y PF).

Las nuevas funcionalidades de la red de distribución de Málaga no son posibles sin la automatización de los CTs llevada a cabo en el proyecto Smartcity Málaga. Esta automatización de los CTs puede considerarse asimismo un importante producto

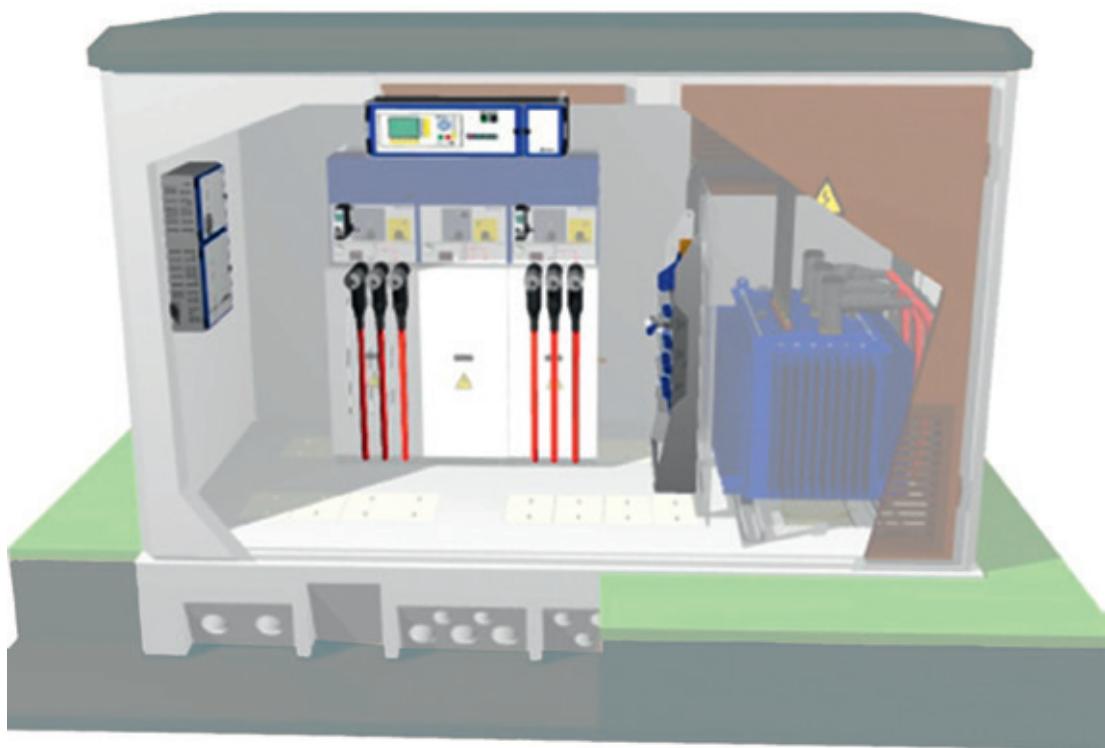


Fig. 53. Esquema de centro de transformación automatizado

en el sector de la automatización de la red de distribución. La Fig. 53 muestra esquemáticamente uno de estos centros de transformación automatizados, indicando sus principales componentes.

Uno de los componentes principales del CT automatizado es el llamado *Gestor Inteligente de Distribución (GID)*, indicado en la Fig. 53 como ekorGID. La Fig. 54 muestra el equipo ekorGID instalado en el CT nº 307 (Guindos) (ver *Relación de figuras*, pág. 158).

La Fig. 55 muestra un esquema detallado del producto desarrollado por Ormazabal. Se observa que el armario está dividido en dos zonas diferenciadas. Una primera zona aloja los elementos de comunicación, automatización/supervisión de MT y baterías. La segunda aloja los elementos de Baja Tensión como la fuente de alimentación, concentrador, *iNode*, supervisiones de BT y diferentes elementos de conexión/protección de cada uno de ellos.

Como se observa en la Fig. 55, en el equipo GID confluye la información de los distintos integrantes del centro de control automatizado representados en el esquema de la Fig. 53. En primer lugar, el equipo ekorRCI (unidad de control integrado) desarrollado por Ormazabal y encargado de la supervisión y control del interruptor de celdas de línea de distribución secundaria, indicando detecciones de paso de falta, presencia y ausencia de tensión, medidas de intensidad, etc. La Fig. 56 muestra este dispositivo y su ubicación en la celda de MT (ver *Relación de figuras*, pág. 159).

El siguiente dispositivo, clave para la automatización de los CTs es la Unidad Compacta de Telemando (UCT) ekorUCT, que permite realizar el Telemundo y Automatización de los Centros de Transformación del proyecto Smartcity Málaga. Incluye principalmente las funciones de terminal remoto y comunicaciones, y permite gobernar las celdas equipadas con control integrado que se encuentran en los centros automatizados del proyecto. La Fig. 57 muestra una de las unidades ekorUCT instaladas (ver *Relación de figuras*, pág. 159).

Red BT

La automatización de los centros de transformación que se ha acometido también ha implicado a la red de baja tensión. Como se observa en la Fig. 53 y en la Fig. 55, en el CT y el GID se integra la supervisión avanzada de BT.

Como se apunta en al capítulo 2.2.3., la supervisión de BT recibe información de sensores toroidales instalados en las líneas de BT, lo cual permite obtener y gestionar medidas de potencia y energía total por cada cuadro de BT, intensidad y perfil de carga por cada línea de salida de BT, potencia y energía por cada línea de BT, así como detección de fusible fundido de cada línea de BT.

Los datos registrados por los sensores son enviados, mediante señal de radio (frecuencia libre 433 MHz), a un equipo receptor integrado en el armario de comunicaciones del CT.

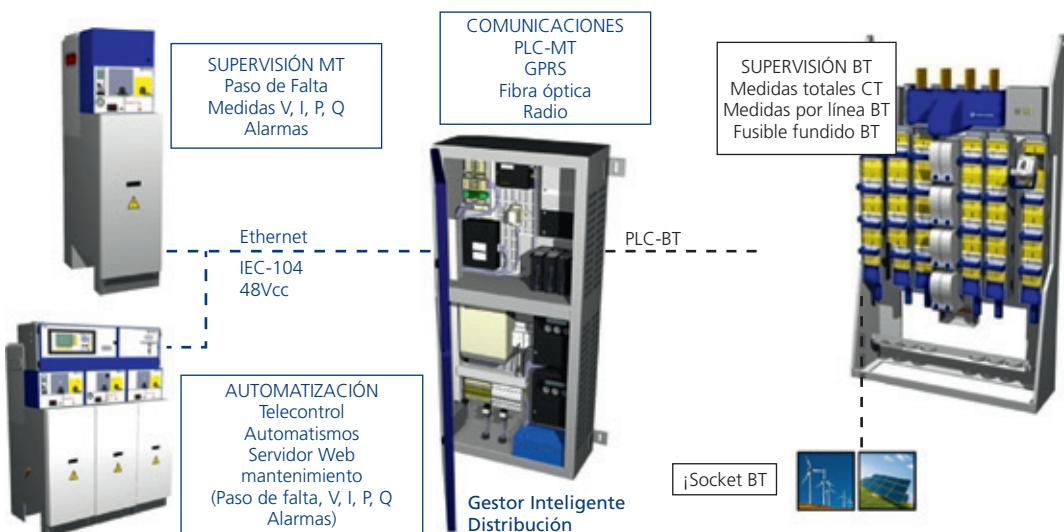


Fig. 55. Gestor Inteligente de Distribución ekorGID

En la Fig. 59 se muestra la unidad central de recepción de datos (ver *Relación de figuras*, pág. 159). A su vez, este equipo receptor está comunicado con el nivel superior, el *iNode* CT, de modo que los dispositivos de control de la red disponen de toda la información recogida por los sensores del cuadro de BT.

Cada sensor que se instala en una salida de BT envía al receptor los datos que lo identifican, como su versión de firmware y modelo y su nº de serie.

Los datos de todos los sensores instalados se almacenan en la base de datos del equipo receptor, que va creciendo a medida que se aumenta el número de sensores instalados, hasta un máximo de 64. Este equipo receptor cuenta con sus propios parámetros de configuración, necesarios para la comunicación con el nivel superior, como son: número de identificación, velocidad de comunicación, versión y modelo, y número de fusibles reconocidos y aceptados.

Con el objeto de aprovechar el despliegue de elementos de medida en la red de BT, se han desarrollado herramientas que permiten la monitorización de la red de BT para la supervisión de microgeneración a partir de energías renovables y microalmacenamiento, que permite la visualización de las cargas, así como el cálculo de diversas variables asociadas a la operación del sistema. De manera específica se ha implementado esta herramienta en la microgrid en BT conectada al CT 80159 Smartcity, descrita en el capítulo 2.

El hardware que conforma el sistema de supervisión y monitorización está compuesto por un servidor destinado a visualizar y procesar las variables adquiridas por el conjunto de *iNodes* e *iSockets*. Por su parte, el software está formado por las siguientes aplicaciones:

Adquisición de datos, a nivel de *iSockets* e *iNodes*. Las variables a recopilar son las siguientes:

- Intensidad de las salidas de BT del cuadro de BT
- Estado de los fusibles (en funcionamiento/fundido) del cuadro de BT
- Potencia Activa (Monofásica y Trifásica)

- Potencia reactiva (Monofásica y Trifásica)
- Tensión de línea y fase
- Intensidad
- Frecuencia
- THD de tensión e intensidad
- Factor de potencia

Monitorización de la red. Los datos adquiridos mediante el sistema son utilizados para representar el estado de la red en tiempo real; bien directamente, mostrando las variables adquiridas, o bien mediante algoritmos que permitan la caracterización y/o seguimiento de la red.

Procesamiento de datos a través de algoritmos de estado de red. Para poder ejecutar los algoritmos, se partirá a nivel de *iSocket* e *iNode* de la potencia activa, reactiva y la tensión. Los algoritmos que permiten el seguimiento y caracterización de la red, y que son realizados por el sistema de supervisión son los siguientes:

- Reparto de cargas. El reparto de cargas permite, dados los consumos y generación en cada nudo, encontrar las tensiones en dichos nudos y los flujos de potencia por las líneas y transformadores.
- Saturación de líneas. A partir de los parámetros constructivos y los datos obtenidos en el análisis de reparto de cargas, en concreto de los flujos de intensidad que circulan por las líneas, se calcula la saturación de estas, lo cual permite tomar las medidas oportunas.
- Trading de medidas. Seguimiento de medidas, en base a lo cual es posible estudiar la evolución de las curvas de carga y el seguimiento de las puntas de generación/consumo.

Las siguientes figuras (Fig. 60 y Fig. 61) muestran capturas de la herramienta de monitorización desarrollada.

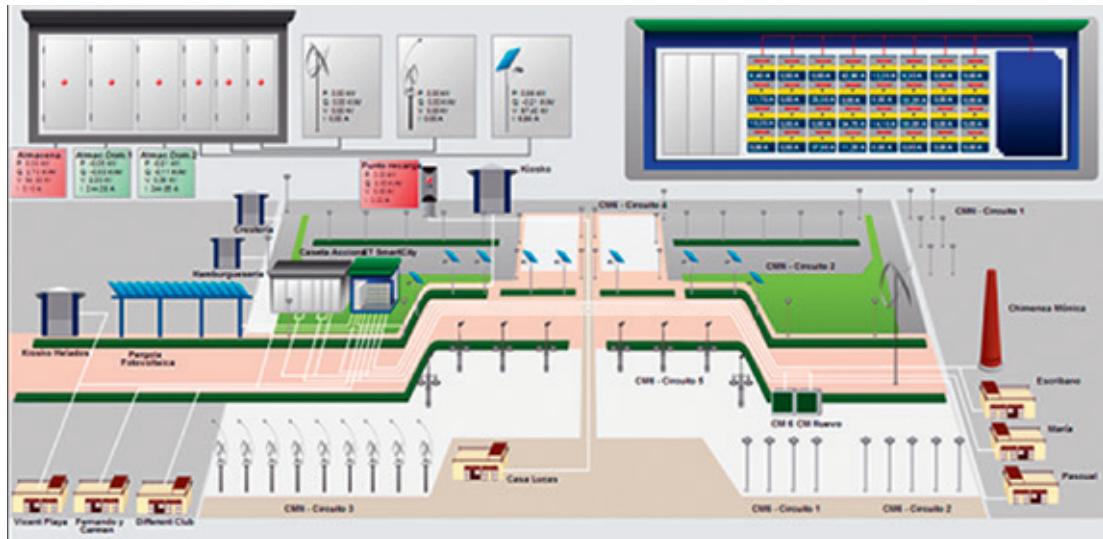


Fig. 60. Monitorización de la red de BT

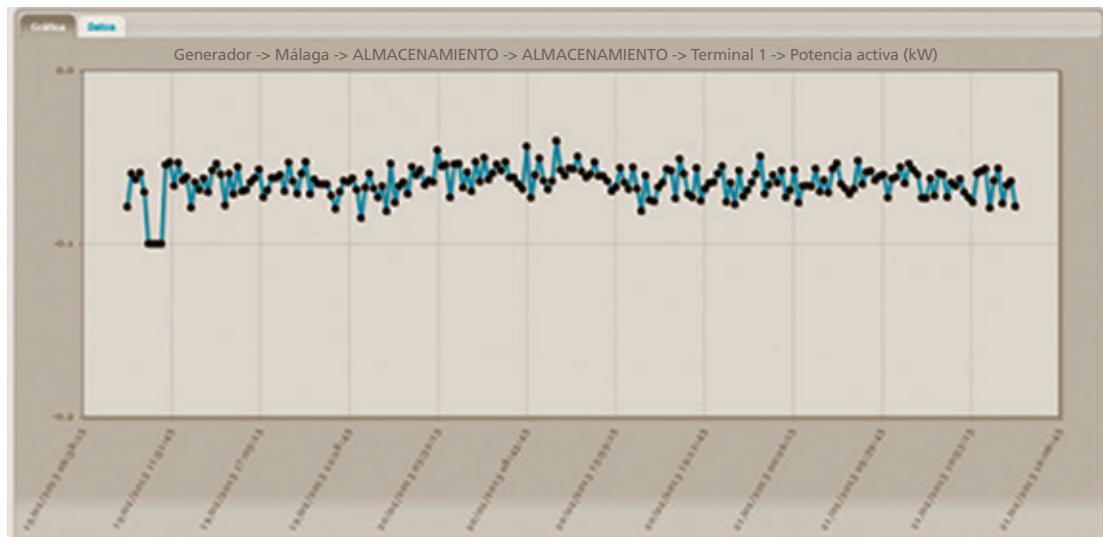


Fig. 61. Monitorización de la red de BT (ejemplo de curva de potencia)

iNode_iSocket

Concepto y funcionalidades

Los *iNodes* son los dispositivos sobre los que delega el centro de control para automatizar la gestión de la red, ya que son los equipos encargados de ejecutar los algoritmos y procedimientos definidos en el proyecto, siendo capaces de actuar con autonomía, aunque siempre en función de los requisitos que le imponga el centro de control ante la toma de decisiones. En cualquier caso, en todo momento es posible, para el centro de control, adquirir el control total de un segmento de la red. De acuerdo con la filosofía de control descentralizado puesta en práctica en el proyecto Smartcity Málaga, se han establecido dos niveles jerárquicos para los *iNodes*, a nivel de subestación (*iNodeSE*) y a nivel de centro de transformación (*iNodeCT*).

Por su parte, los dispositivos *iSockets* conectan los *iNodes* de nivel superior con los puntos de generación, consumo y almacenamiento. Siguen las órdenes y directrices de los *iNodes* de aguas arriba y reportan toda la información local al nivel superior para el correcto funcionamiento del sistema.

Los *iNodeSE* e *iNodeCT* son los encargados de ejecutar los algoritmos de *shelf* y control de la red de distribución, comentados en el capítulo 2.2.3, así como de gestionar la generación distribuida, junto a los *iSockets*. Además, el *iNode-iSocket* también es un producto para el sector de la generación distribuida y almacenamiento de energía, así como para el sector de la eficiencia y *smartmetering*. En un nivel de detalle mayor, cabe destacar las siguientes funciones principales del *iNode* para cada uno de los sectores involucrados en la automatización de la red:

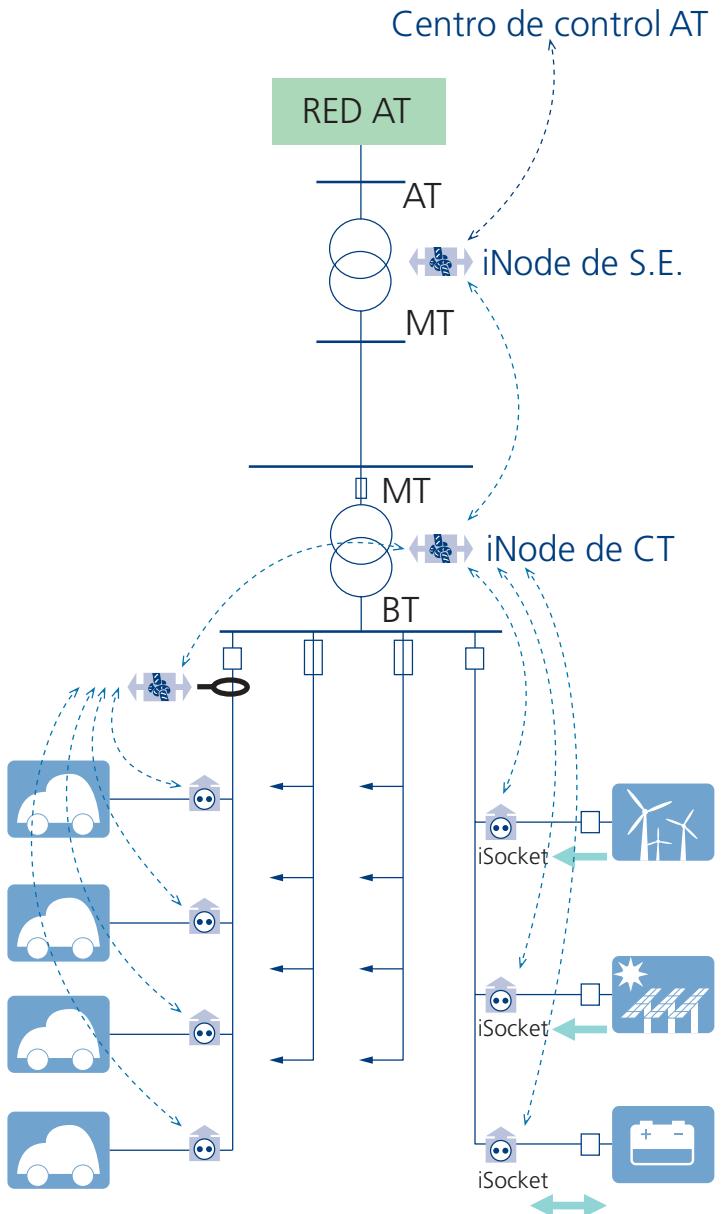


Fig. 62. Esquema simplificado de arquitectura de control. iNodes-iSockets

AMI: Concentrador de Telegestión.

- Lectura y totalización de concentradores (Energía, V, f...)
- Totalización (anti-fraude)
- Balance de fases
- Límite de potencia

ADA: Automatización avanzada.

- Auto-cicatrización: Detección conjunta, aislamiento, recuperación de faltas
- Operación de la red
- Gestión de descargas
- Automatización de línea

DER: Regulación microgrids (*a nivel de mDER o iNodeCT*)

- Regulación o posible limitación de generación de potencia activa (AGC)
- Regulación de tensión
- Compensación de reactiva
- Posible deslastre de generación y consumo

Como se indica anteriormente, a efectos de regulación de microrredes, el *iNodeCT* coordina los *iSockets* conectados a las salidas de BT del CT con el fin de optimizar la potencia en el transformador de MT/BT, como se muestra en la Fig. 62. En este caso, el *iNodeCT* recibe de *iNodes* de orden superior los siguientes parámetros:

- Modo: Normal/Emergencia
- Tarifas según tramos horarios. Energía y peaje desagregados
- Previsiones: Del tiempo y de la demanda

Hacia el segmento de BT (microgrid), el *iNodeCT* actúa sobre los diferentes *iSockets*.

El *iNodeCT* envía de forma particularizada a cada *iSocket*:

- Modo: Normal/Emergencia
- Interruptor de línea: Orden de abrir/cerrar
- Consignas: De P y Q

Y recibe de los *iSockets*:

- Medidas reales de P y Q
- Otra telemetría y alarmas

Además, el *iNodeCT* permite comunicación Modbus TCP con sistemas de supervisión y monitorización a nivel de cuadro de CT, en concreto los sistemas de supervisión (SBT) y supervisión avanzada (SABT) de Ormazabal, descritos en el capítulo 4.4.2.

Asimismo, en el proyecto Smartcity Málaga se empleará el *iNodeCT* como pasarela para transferir información de los *iSockets* al Centro de Monitorización y Diagnosis, a través del mismo protocolo IEC 61850.

Por su parte, los *iSockets* conectan los *iNodes* de nivel superior con los dispositivos (ahora activos) de generación y consumo. Siguen las órdenes y directrices de los *iNodes* y reportan toda la información local al nivel superior para su correcto funcionamiento.

Entre las funciones principales de un *iSocket* destacan las siguientes:

AMI: Concentrador de Telegestión.

- Lectura (Energía, V, f...)
- Totalización (anti-fraude)
- Asociación línea de BT y fase-cliente
- Balance de fases
- Real-time *Pricing*
- Deslastre, falta de pago. Límite de potencia

ADA: Automatización avanzada.

- Auto-cicatrización: Detección de faltas
- Medida de corriente por línea de BT
- Operación de la red
- Gestión de descargos
- Totalización
- Asociación cliente-línea
- LV-Scada

DER: Regulación microgrids (*a nivel de iSocket*)

- Regulación o posible limitación de generación de potencia activa (AGC)
- Regulación de tensión
- Compensación de reactiva
- Posible deslastre de generación y consumo

Los *iSockets* actúan sobre los diferentes dispositivos de potencia conectados a recursos de generación. Envía de forma particularizada a cada convertidor:

- Consignas: De P y Q
- Ordenes sobre el interruptor de potencia

Y recibe de los dispositivos de potencia:

- Medidas reales de P y Q
- Otra telemetría y alarmas

A continuación se presentan los dispositivos desarrollados para desempeñar las funciones descritas.

Equipo *iNodeSE*

El dispositivo encargado de realizar las funciones de *iNodeSE* en el proyecto Smartcity Málaga es el equipo *INGESAS* desarrollado y fabricado por Ingeteam Technology. La Fig. 63. Equipo INGESAS desarrollado por Ingeteam Technology (*iNodeSE*), extraída del documento «*INGESAS-Hardware Reference Manual*» de Ingeteam Technology, muestra una imagen del módulo IC3541, el rack que contiene los distintos módulos funcionales del equipo (ver *Relación de figuras*, pág. 159). Dos de los módulos que integran algunas de las funciones más importantes de este dispositivo en su desempeño como *iNodeSE* son el procesador y el módulo de comunicaciones, mostrados en la Fig. 64 (ver *Relación de figuras*, pág. 160).

Equipo *iNodeCT*

El *iNodeCT* (o *iNode MT/BT*) es un sistema electrónico desarrollado por GPtech que actúa como concentrador de datos autónomo, mostrando a los niveles superiores una vista virtual de los elementos en niveles inferiores de la red. La Fig. 65 muestra el dispositivo desarrollado por GPtech (ver *Relación de figuras*, pág. 160).

El *iNodeCT* está formado por dos componentes hardware distintos, el *iNodeUCC* y el *iNodeGW*.

El *iNodeUCC* comunica, por un lado con los *iSockets*, y por otro lado, con el *iNodeGW*. En la comunicación con los *iSockets*, el *iNodeUCC* es un cliente modbus, mientras que en la comunicación con el *iNodeGW* actúa como servidor modbus, sirviendo al *iNodeGW* los datos obtenidos de los *iSockets*. El *iNodeGW* actúa como cliente modbus del *iNodeUCC* y como servidor IEC 61850.

Equipo *iSocket*

La tarjeta que sirve como base del dispositivo *iSocket* es la tarjeta 06028_06028_2002_01, diseñada y desarrollada por GPtech y que emplea, como núcleo, un procesador Rabbit. La Fig. 66 muestra una imagen de este montaje (ver *Relación de figuras*, pág. 160).

Como se ha indicado, el *iSocket* cuenta con un módulo procesador Rabbit de la serie 4000. El módulo principal del microprocesador RCM4000 es un dispositivo integrado de control Ethernet que posee inteligencia y conectividad a Internet lo que permite a los dispositivos ser monitorizados y controlados de forma remota.

Nuevos productos para el sector de generación distribuida y almacenamiento

Generación Distribuida

Como se comenta en el capítulo 2.2.1., en el proyecto Smartcity Málaga se han integrado distintas unidades de generación distribuida en la red de distribución de Málaga, siendo esta una de las aportaciones principales de las Smart Grids a la red de distribución.

En este aspecto, uno de los principales productos aportados por el proyecto es la gestión e integración de estos recursos, en concreto, los algoritmos desarrollados e implementados, los cuales se describen en este capítulo.

Tal como se describe en este documento, la arquitectura de control implementada en Smartcity Málaga contempla una estructura jerárquica, distribuida y autónoma, como se representa en la Fig. 69.

Los elementos base de control son los *iNodes* e *iSockets*. Los *iNodes* realizan tareas de gestión global de la microrred mientras que los *iSockets* controlan una determinada fuente de generación, almacenamiento o carga.

Los elementos del tipo *iSocket* siguen las órdenes y directrices de los *iNodes* de aguas arriba y reportan toda la información local al nivel superior para el correcto funcionamiento del sistema.

Los *iSockets* comunican con los equipos de potencia (típicamente conectados a la red a través de convertidores de potencia) y mantienen un modelo software de los equipos conectados. Por otro lado; todos los *iSockets* eléctricamente conectados al mismo *iNode* (típicamente en un CT) comunican con este con el fin de ser coordinados. A su vez, los elementos *iNodes* comunican con todos los *iSockets* que están eléctricamente conectados con el CT correspondiente y actúa como coordinador. Al mismo tiempo, todos los *iNodes* construyen un modelo sintético que representa todo lo que tienen conectado mostrándose hacia los niveles superiores como un *iSocket* más, solo que en este caso, no controla un equipo de potencia específico sino que controla una microrred de BT.

El algoritmo de gestión de generación distribuida está basado en el control independiente de potencia activa y reactiva, y consiste en regulación secundaria y terciaria de la microrred. Se han implementado dos modos de funcionamiento:



10 x 95 W



4 kW



9 x 680 W

Fig. 68. Microgeneración instalada en Málaga

1. Modo centralizado

El *iNode* lee información de todos los *iSockets* que gestiona, recibe consignas de la compañía y envía las correspondientes salidas de potencia activa y reactiva F_p y F_q a todos los *iSockets*, los cuales envían a los convertidores de potencia bajo su control las consignas correspondientes. La Fig. 71 muestra esquemáticamente esta estructura.

El *iNode*, responsable del control de la microrred, gestiona el flujo de potencia activa y reactiva de la microrred. Como se observa en la Fig. 71, las entradas del algoritmo de control del *iNode* son las siguientes:

- a. Valores de P y Q objetivo de la compañía distribuidora (P^* y Q^* en la Fig. 71).
- b. Valores de P y Q reales de la microrred, medidos o proporcionados por los respectivos *iSockets*.
- c. Precio de la energía («e» en la Fig. 71), proporcionado por la compañía.

A partir de las entradas definidas y la ejecución del algoritmo de control (Fig. 72), el *iNode* proporciona como salidas las siguientes consignas:

- Potencia activa, F_p en la Fig. 72, siendo $-100 \leq F_p \leq 100$
- Potencia reactiva, F_q en la Fig. 72, siendo $-100 \leq F_q \leq 100$

Cada *iSocket* recibe dichas señales, F_p y F_q , a partir de las cuales calcula los valores de P y Q a ajustar en el convertidor de potencia que gobierna. Los algoritmos implementados en los *iSockets* tienen en cuenta además variables como el precio de la energía y son específicos para cada tipo de elemento que controlan: carga, generador o unidad de almacenamiento de energía.

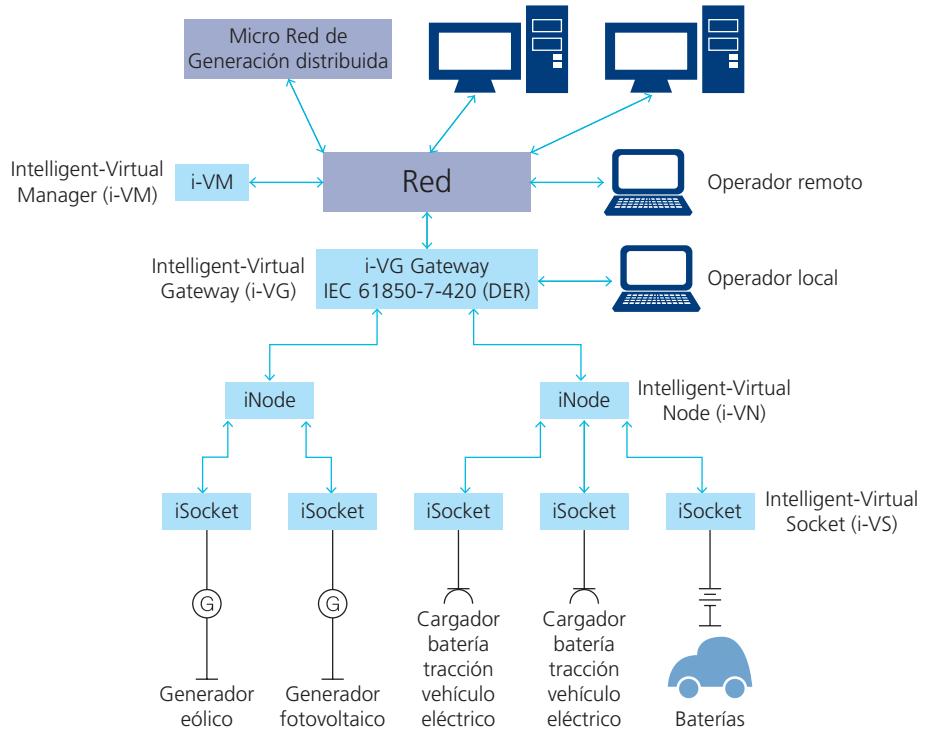


Fig. 69. Esquema de arquitectura de control

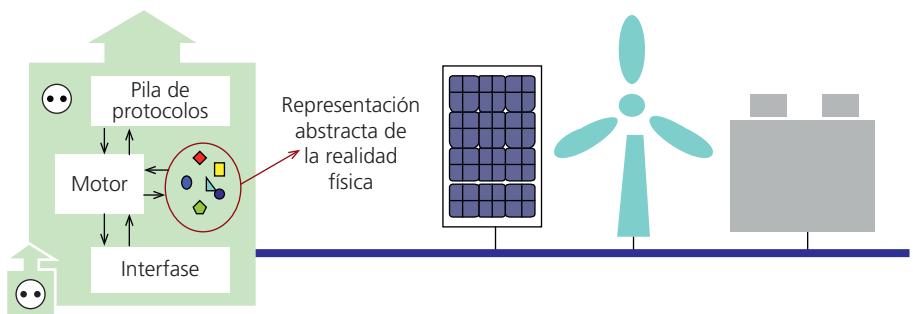


Fig. 70. Control de microrredes

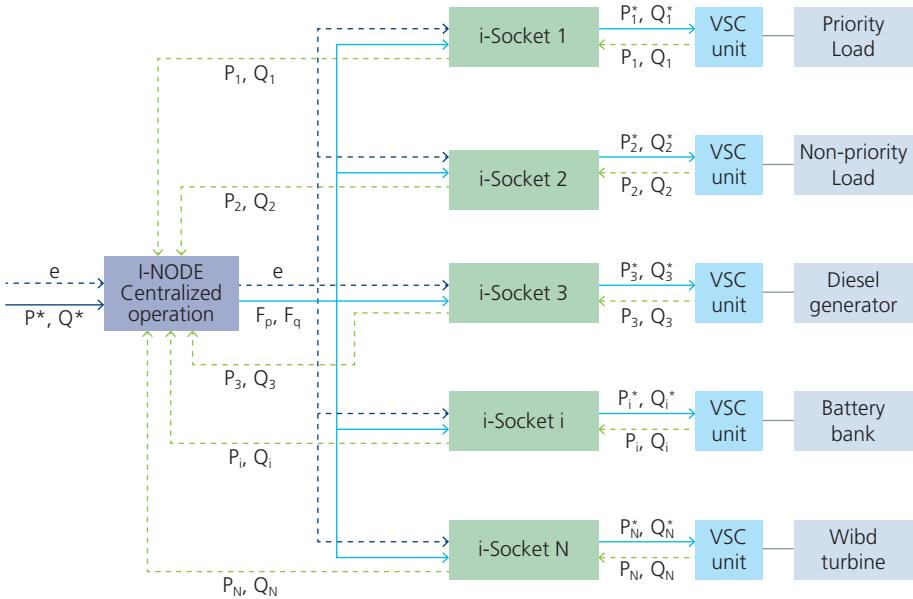


Fig. 71. Esquema de control en modo centralizado

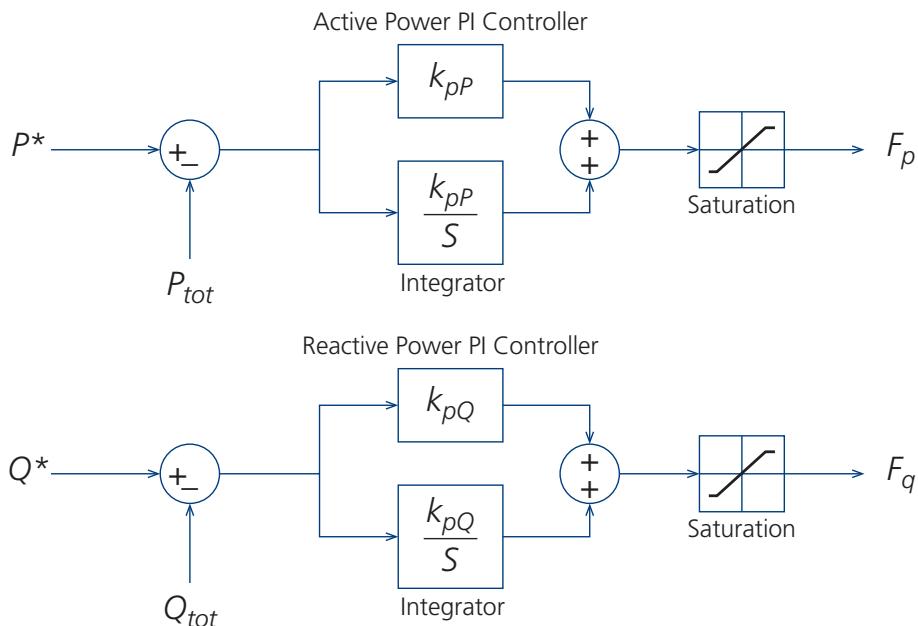


Fig. 72. Control del iNode

2. Modo descentralizado (distribuido)

En este caso, los *iSockets* disponen de mayor autonomía, no dependiendo de los *iNodes*. Como se observa en la Fig. 73, no se informa al *iNode* de las variables P y Q de cada convertidor, siendo cada *iSocket* el encargado de gestionar dicha información.

Los *iSockets* calculan sus variables de operación (P y Q) localmente, de acuerdo a ecuaciones equivalentes a las utilizadas en el modo centralizado, de modo que la microrred es capaz de responder ante variaciones de precio de la energía conectando más fuentes de generación, desconectando cargas no críticas y exportando energía disponible en los sistemas de almacenamiento. En caso de reducción de los precios, el algoritmo de la microrred actúa ordenando el almacenamiento de energía, desconectando los generadores de mayor coste y conectando cargas.

Para el funcionamiento de los algoritmos implementados es imprescindible el intercambio de información entre todos los elementos implicados, por lo tanto, sus comunicaciones son fundamentales. La comunicación de los *iSockets* con los convertidores de potencia se basa en protocolo propietario, mientras que la comunicación entre el *iNode* y los diferentes *iSockets* se ha implementado en base al estándar IEC 61850. El intercambio de datos entre estos controladores se monitoriza a través de un SCADA IEC 61850. La Fig. 74 muestra el display gráfico que visualiza el operador (ver *Relación de figuras*, pág. 161).

Sistemas de almacenamiento de energía

Media Tensión

Como producto asociado al almacenamiento de energía en MT cabe destacar el diseño e instalación del sistema conectado en el CT del Palacio de Ferias y Congresos de Málaga.

Se han utilizado baterías recargables de tipo litio-ion, formadas por ánodos de carbón y cátodos de polvo de fosfato de magnesio, hierro y litio, obtenidos por un proceso de reducción térmica. El proceso utilizado permite mejorar la eficiencia del proceso químico,

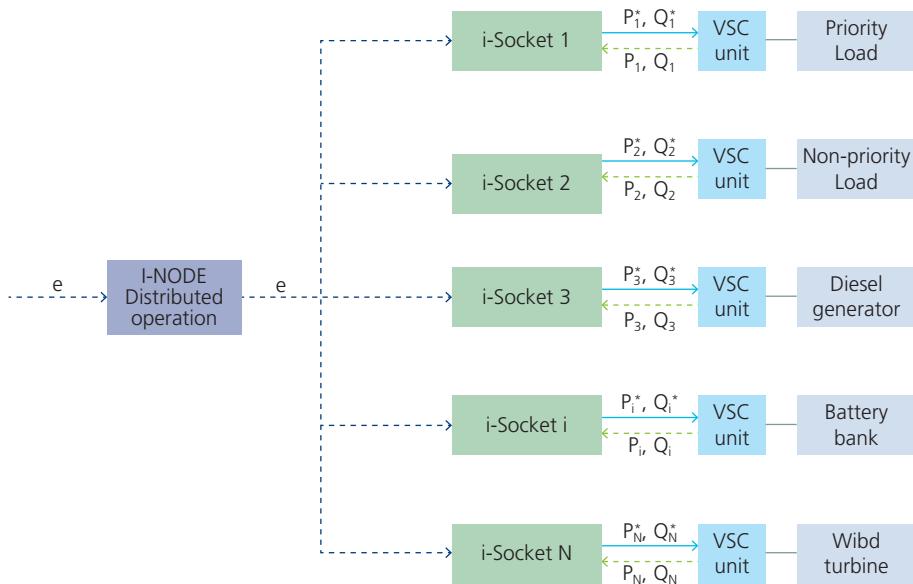


Fig. 73. Esquema de control en modo distribuido

reduciendo el coste. Asimismo, el proceso confiere al polvo catódico unas excelentes propiedades de duración, conductividad y facilidad de procesado.

Las baterías están formadas por celdas cilíndricas con una tensión nominal de 3,2 V que se unen entre sí para formar bloques por medio de placas metálicas de conexión de los electrodos positivos y negativos, que quedan conectados en paralelo. La unión se realiza colocando las celdas en paralelo, aumentando la energía por bloque, mediante conexión en serie. La tensión del módulo de batería resulta de la suma de las tensiones de los bloques conectados en serie; así la tensión nominal de las baterías utilizadas es de 12,8 V, y comprendido entre 10 V y 14,6 V, en función del estado de carga. La energía de cada módulo es de 1,766 kWh.

El conjunto total de baterías instaladas está formado por 60 módulos, conectados en dos series de 30 módulos de 12,8 V y 138 Ah. Con esto se consigue una tensión de 384 V, con una carga 276 Ah, almacenando 106 kWh en el total del conjunto. Esta energía puede descargarse en una hora, dando los valores de intensidad nominales, o en media hora dando valores de aproximadamente el doble de los nominales.

Cada módulo de batería dispone de un equipo de monitorización que se comunica, vía RS-485, con el sistema central de control de la batería (*U-BMS* por sus siglas en inglés). Esta monitorización incluye temperatura, tensión, corriente y estado de carga, además de otras alarmas multivel. Cada sistema de control es capaz de comunicarse

con hasta 100 módulos de batería. El *U-BMS* se comunica por un CAN bus con los equipos de comunicaciones del sistema de control central de la instalación, pudiendo mandar señales de estado y alarma, y recibiendo órdenes, y además dispone de cuatro salidas para control de contactores o elementos equivalentes de protección de las baterías.

Además, este elemento puede funcionar también en modo aislado, sin comunicaciones, actuando como equipo de control único de las baterías, guardando las alarmas y estados en un *data logger* para ser descargadas por un operador.

La conexión de las baterías a la red se realiza a través de un convertidor de potencia, que por un lado se encarga de rectificar la corriente alterna para pasarla a continua con la que alimentar las baterías, y, por otro lado, actúa como inversor para convertir la corriente continua que proporcionan las baterías en corriente alterna para ser volcada a la red de distribución. El convertidor utilizado está formado por un puente trifásico de rectificación, un puente trifásico de inversión, un filtro de continua y un módulo de control y comunicaciones. Además, este equipo dispone de un convertidor continua/continua, para que las tensiones de electrónica y baterías sean compatibles. Ambos puentes rectificadores tienen como elemento de corte transistores de tipo IGBT, que se disparan con drivers de fibra óptica.

El equipo de control del sistema de almacenamiento está formado por un autómata equipado con las siguientes tarjetas:

- CPU con dos puertos Ethernet. El primero de ellos para comunicarse vía Modbus TCP con cualquier otro elemento de control del sistema, y el segundo (VPN) se utiliza para comunicarse vía Internet con el autómata y poder activar y desactivar el sistema, obtener informaciones de su estado, cambiar el modo de funcionamiento y, en general, cualquier otra acción que pueda ser realizada de forma remota.
- Tarjeta de comunicaciones con dos puertos CAN para comunicación con el equipo de gestión de las baterías.
- Tarjeta con tres puertos RS-232/RS-485 para comunicaciones con el relé electrónico de protección.

- Tarjeta de comunicaciones Profibus-DP para comunicaciones con los elementos de la electrónica de potencia.
- Tarjeta de entradas digitales para recibir señales de tipo todo/nada provenientes de equipos auxiliares, como pueden ser alarmas de celdas, climatizadores, ventiladores, armarios de potencia, etc.
- Tarjetas de salidas digitales de relés para enviar señales de tipo todo/nada a los equipos auxiliares.
- Fuente de alimentación de entrada a 230 V CA.

Las comunicaciones de las señales del autómata se pueden hacer por la red telefónica convencional de comunicación de datos, usando protocolos TCP/IP, por un sistema de respaldo por telefonía inalámbrica, para el caso de que falle la conexión telefónica por cable, o bien por medio de Power Line Communications (PLC), utilizando el cableado de energía como soporte para las comunicaciones.

La Fig. 75 muestra de forma esquemática, y sobre una imagen de la planta del edificio, la instalación realizada en el CT del Palacio de Ferias y Congresos de Málaga. En la Fig. 76 se observa esquemáticamente el esquema de comunicaciones implementado.

Baja Tensión

En el campo del almacenamiento distribuido, uno de los principales productos desarrollados en el proyecto Smartcity Málaga es un sistema de almacenamiento doméstico bidireccional instalado en la microgrid del Paseo Marítimo. El propósito del sistema es el aplanamiento de la curva de demanda y la reducción de los picos de consumo que pueden darse en la vivienda, con posibilidad de control de potencia reactiva.

Se han definido los siguientes modos de funcionamiento para este sistema:

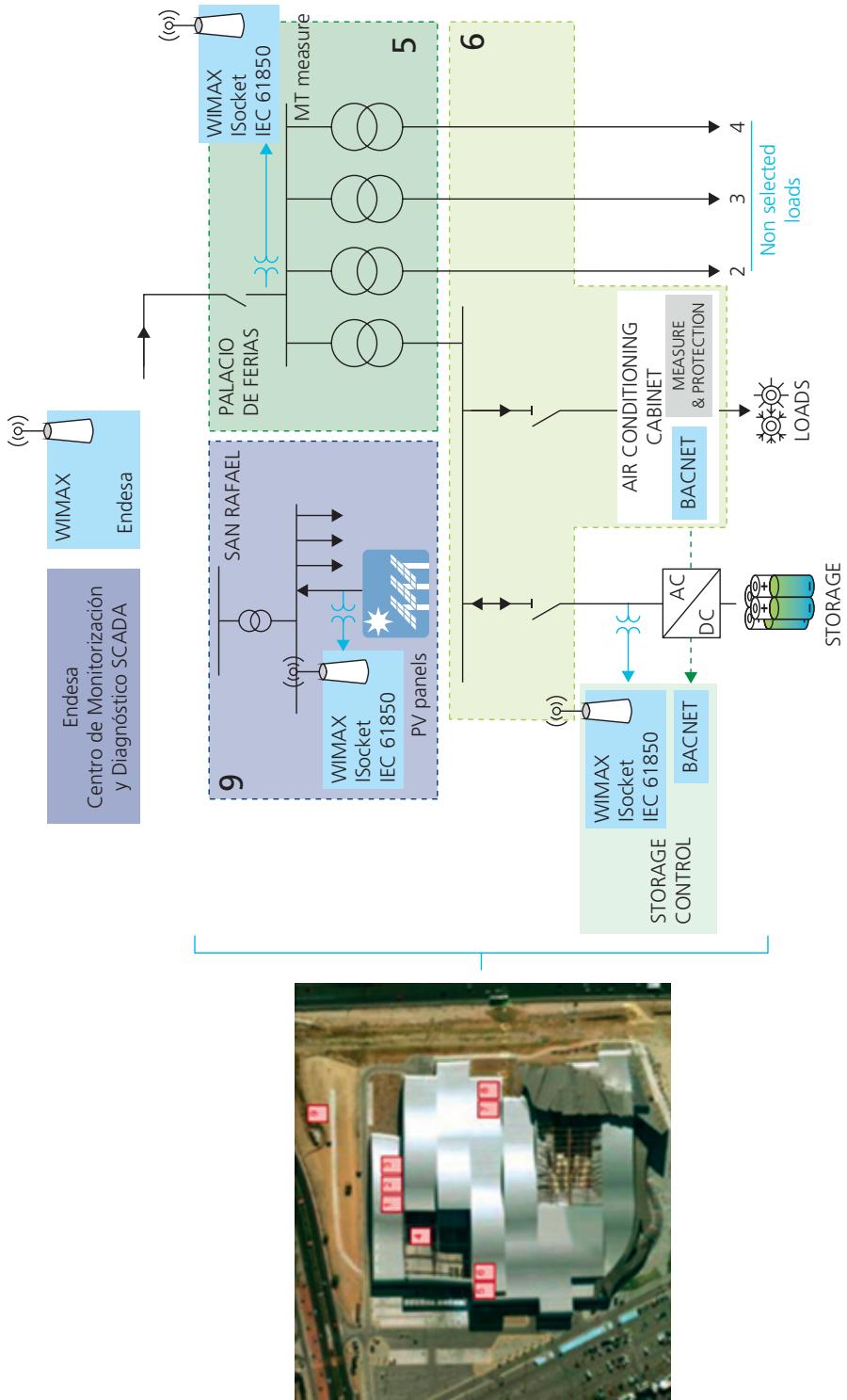
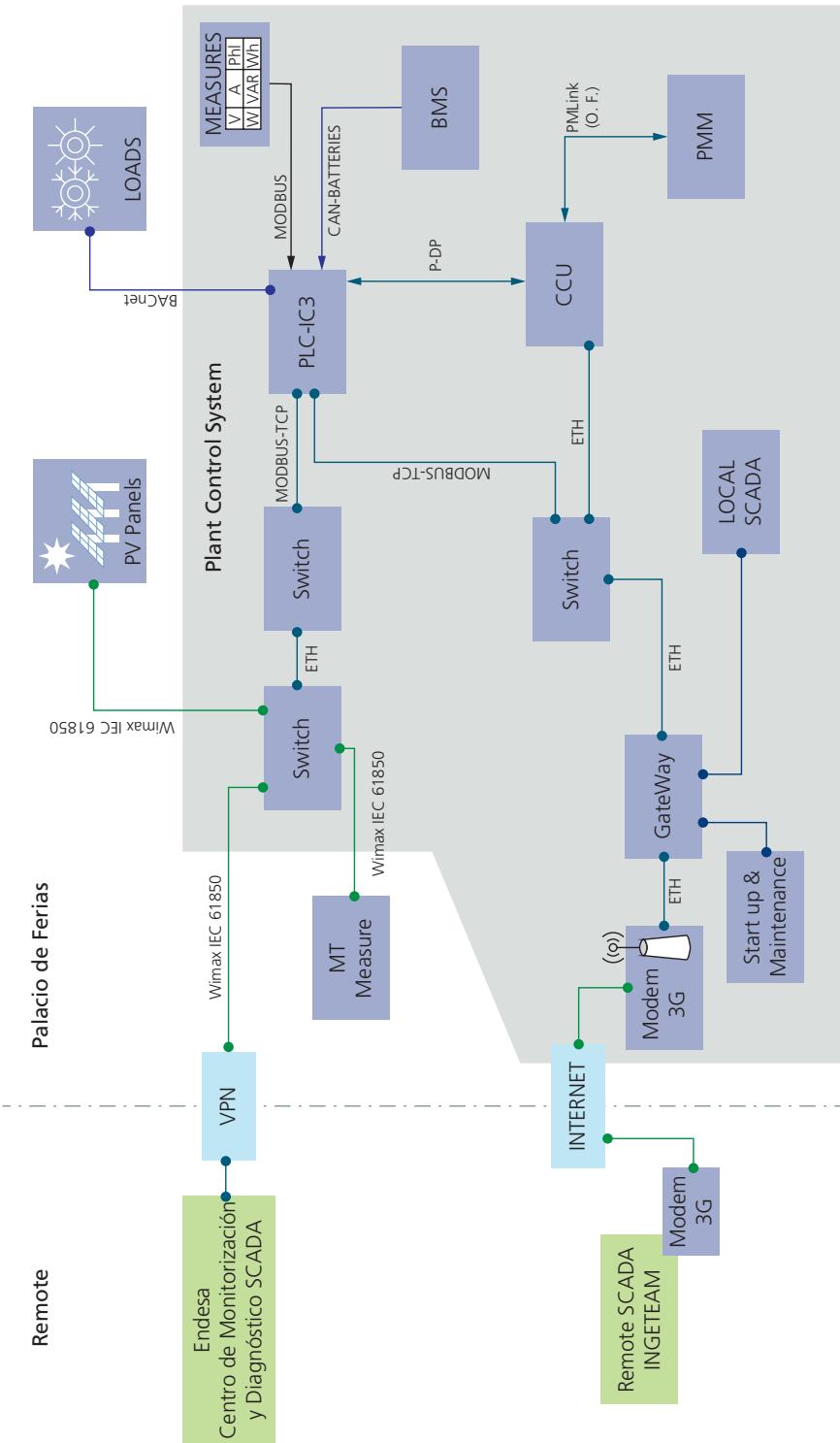


Fig. 75. Instalación de mini-almacenamiento en CT del Palacio de Ferias y Congresos



Modo 1: Las cargas y descargas del equipo se controlan con un programador horario, dependiendo del estado de carga de la batería:

- La batería se cargará en horario nocturno, lo que permitirá aumentar la curva de demanda en estas horas y se descargará en horario de máxima demanda de la vivienda (programado por el usuario). La carga se realizará a corriente constante y con una razón de carga baja (la recomendada por el fabricante para aplicaciones cíclicas) a fin de obtener una mayor eficiencia al final de este proceso. De la misma manera, la descarga se realizará a corriente constante, con una razón de carga programada por el usuario y en las franjas horarias deseadas.
- El estado de carga/descarga dependerá del estado de carga de la batería.
- La batería nunca se cargará en horas de máxima demanda.
- Se buscará que cuando se inicie el periodo de carga, la batería se encuentre en situación de mínima tensión. Para ello, si la energía almacenada en la batería es superior a un determinado valor mínimo, la batería aportará energía aunque la potencia consumida no alcance el valor máximo prefijado, dependiendo de la hora del día. Con este comportamiento se garantizará que la profundidad de la descarga será siempre la máxima que permita salvaguardar la vida útil de la batería a la vez que se consigue la máxima eficiencia energética.

Modo 2: Al igual que en el modo 1, el sistema se cargará por la noche, en las horas de menor demanda, y durante el día entregará potencia constante, salvo que el máxímetro instalado en la vivienda detecte un aumento de consumo. Cuando la potencia consumida supera un determinado umbral, el sistema de almacenamiento doméstico se activa, si no lo estaba ya, para compensar el exceso de energía que se está consumiendo. Así, mientras la energía almacenada y la potencia del equipo lo permitan, se puede consumir sin problema más energía de la contratada, recortando los picos de consumo que se exigen de la red. Además, tras responder a un pico de consumo en la vivienda, el sistema replanifica la energía restante en la batería para atender a la programación horaria fijada.

Modo 3: Control remoto de un gestor externo. Utilizando un bus de campo estándar, pueden comunicarse uno o varios sistemas de almacenamiento doméstico con un equipo que gestione la operación de todos ellos. De esta forma, la compensación de los picos de consumo no sólo se puede hacer a nivel de vivienda, sino que también entre distintas viviendas. Por otra parte, las medidas instantáneas de los consumos medidos en la casa, el punto de operación del Sistema de Almacenamiento Doméstico (SAD) y el estado de carga de las baterías, son accesibles mediante este mismo bus de campo.

Para alcanzar los objetivos y modos de funcionamiento descritos, las principales características de este producto son las siguientes:

- Se trata de un sistema de almacenamiento bidireccional, es decir, permite la carga y descarga a través del mismo equipo.
- La conexión del sistema se realiza a la red monofásica de la vivienda como un electrodoméstico más, mediante un enchufe schuko convencional de 16 A (red de 230 V y 50 Hz).
- El sistema utiliza baterías electroquímicas, con el objetivo de aplanar la curva de demanda y reducir los picos de potencia entregados a la vivienda.
- La potencia máxima que el sistema es capaz de absorber o entregar a la red es de 2 kW, medidos en la toma de conexión a la red.
- El sistema de control ajusta la potencia absorbida o entregada según los modos de operación previstos. El sistema cuenta con una interfaz hombre-máquina sencilla con el fin de que el usuario pueda programar los parámetros de funcionamiento. Asimismo, el sistema está provisto de una interfaz de comunicación que permite la conexión con el maxímetro instalado en el cuadro de la vivienda (esta comunicación con el maxímetro se realiza de forma inalámbrica, y teniendo en cuenta que deben coexistir varios equipos en un mismo espacio radio-eléctrico).
- El funcionamiento óptimo de la batería condiciona el funcionamiento del sistema. Es decir, si en un momento dado se requiere del sistema una determinada acción que es

perjudicial para la batería, se limitará dicha acción a fin de prolongar los ciclos de vida de la misma.

- Uno de los requisitos «no funcionales» definidos para este equipo es un funcionamiento lo más silencioso posible. Teniendo en cuenta que el almacenamiento de energía en las baterías está previsto realizarlo en horario nocturno, es deseable que dicho aparato no emita sonidos provenientes de la conmutación de la electrónica de potencia o de la conmutación de elementos mecánicos.
- En el diseño térmico del equipo se ha procurado que el ventilador prácticamente no se encienda, especialmente por la noche. Para ello, se ha escogido un disipador térmico que permite la refrigeración de la electrónica mediante convección natural y radiación. El ventilador, está por tanto únicamente como contingencia, y sólo se enciende en casos de operación con excesiva potencia durante intervalos prolongados, lo que rara vez ocurre por la noche.
- Para evitar la conmutación de los elementos electromecánicos, el sistema en reposo queda en «stand-by». Para reducir las pérdidas en este estado se ha utilizado un transformador toroidal de muy baja reluctancia y, por tanto, de bajas pérdidas. Y, con el fin de mejorar su estabilidad, se ha implementado un algoritmo de compensación dinámica de desequilibrios en el ciclo de histéresis.

Para que tampoco afecte a su seguridad, se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- La tensión nominal de las baterías se ha limitado a la considerada como muy baja tensión en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Se ha incluido aislamiento galvánico respecto de la red eléctrica de las partes de corriente continua.
- Se han incluido todas las protecciones anti-isla que prevé el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: sobre y subtensión de red, así como sobre y subfrecuencia de red. De esta forma, el equipo se desconecta de la red eléctrica tan pronto como detecta que no hay conexión a la red de suministro eléctrico, por ejemplo si, por mantenimiento, se ha abierto el interruptor general de la vivienda.

Por lo tanto, el SAD es un equipo idóneo para utilizar en el interior de una vivienda, siendo seguro incluso en situaciones excepcionales, como las inundaciones.

La Fig. 77. SAD desarrollado muestra una fotografía del producto desarrollado (ver *Relación de figuras*, pág. 161).

Las prestaciones que permite el equipo se resumen en la Tabla 2.

El esquema de conexión del SAD en el interior de la vivienda es el mostrado en la Fig. 78.

El maximetro monitoriza el consumo eléctrico que hay en la propia vivienda y se lo envía de forma inalámbrica al equipo de almacenamiento. Este, en función del modo de operación elegido, del estado actual y de las consignas recibidas desde el exterior, decide cuanta potencia debe entregar o absorber, tanto de activa como de reactiva.

Además, la medida de potencia activa realizada por el maximetro, así como todas las magnitudes medidas por el equipo de almacenamiento son accesibles de forma remota a través de un bus de campo de tipo Modbus RTU sobre RS-485 de dos hilos.

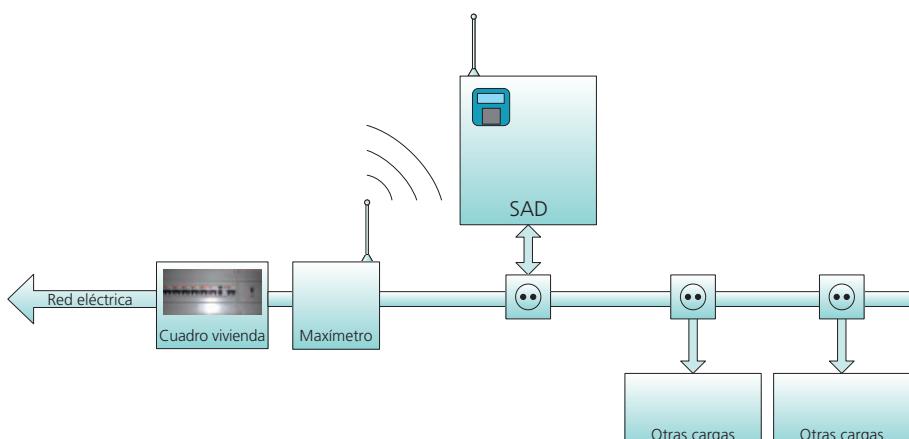


Fig. 78. Conexión del SAD

Tabla 2. Características del SAD desarrollado

Conexión a red	
Tensión nominal de red	230 V
Frecuencia nominal de red	50 Hz
Corriente máxima de fase	8,7 A rms
Potencia activa máxima	2.000 W
Potencia reactiva máxima	2.000 var
Potencia aparente máxima	2.000 VA

En caso de alcanzar el límite de potencia aparente, el sistema de control prioriza el seguimiento de la consigna de potencia activa frente a la de reactiva. Además, implementa otras limitaciones para garantizar la integridad del sistema:

Limitación de la potencia de carga y descarga de las baterías para no superar los límites de tensión, de corriente o térmicos de las mismas.

Reducción automática de la potencia activa y reactiva entregada en caso de detección de efecto Ferranti en la red. Permite la conexión a redes débiles sin generar problemas de sobretensión en la red.

Conexión a baterías	
Tensión nominal de baterías	48 V
Corriente máxima de carga/descarga	50 A
Incluye un algoritmo BMS para la gestión de cargas y descargas, y estimación del SOC para distintas tecnologías como NiCd e Ion-Litio.	
Protecciones	
— Sobrecorriente en la conexión a la red eléctrica.	— Cortocircuito y desaturación en la EP.
— Sobrecorriente en la conexión a baterías.	— Sobretensión en la red eléctrica.
— Sobretensión en el bus de continua.	— Subtensión en la red eléctrica.
— Sobretensión en las baterías.	— Sobrefrecuencia en la red eléctrica.
— Subtensión en las baterías.	— Subfrecuencia en la red eléctrica.
— Sobretemperatura en la EP.	— Funcionamiento en isla.
— Sobretemperatura en la batería.	— Protección frente a fallos en el control (watchdog).
— Cortocircuito en la conexión a baterías.	— Protección por exceso de pérdidas.
— Cortocircuito en la conexión a la red eléctrica.	— Protección frente a defectos de alimentación en el control y en los drivers de la EP.
Comunicaciones	
— Comunicación inalámbrica (433 MHz) con el máxímetro.	
— Gestión completa del equipo mediante Modbus RTU sobre RS-485.	
— Posibilidad de conexión a sistema SCADA para supervisión, control, estadísticas y datos históricos.	

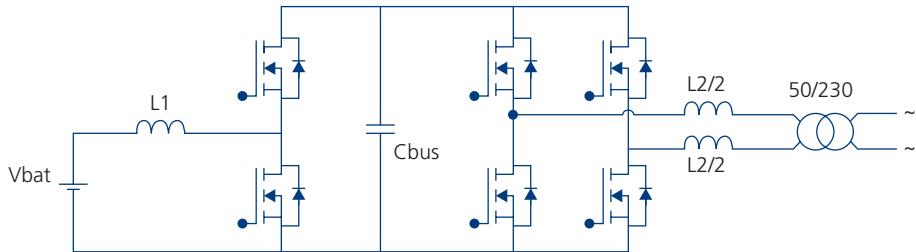


Fig. 79. Convertidor de potencia del SAD

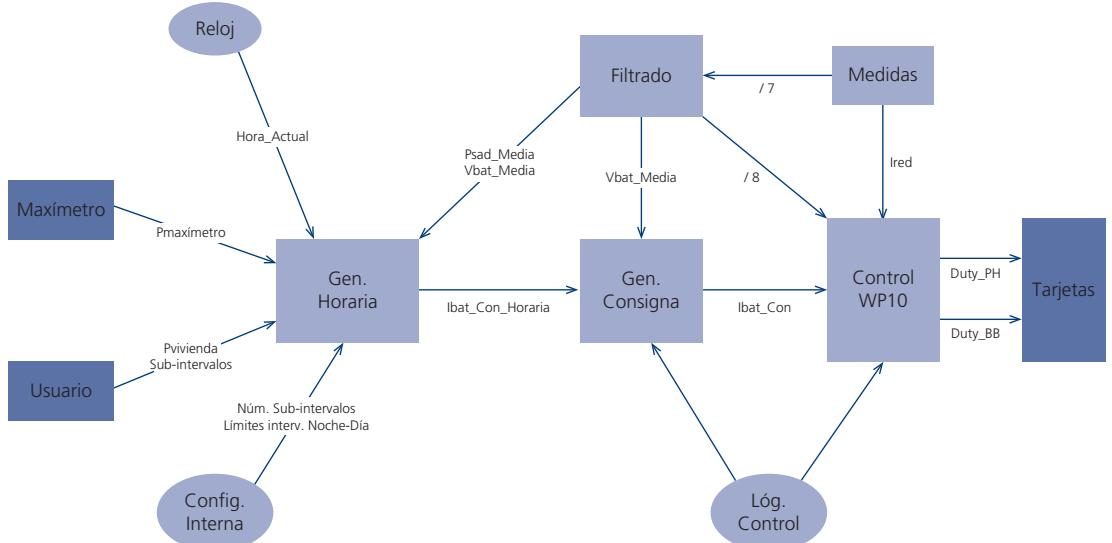


Fig. 80. Estructura de control implementada

En este bus de campo se pueden interconectar hasta 31 dispositivos a controlar en una línea con una longitud máxima teórica de 1.200 metros.

Dado que las baterías operan en corriente continua y la red eléctrica funciona en alterna, se ha desarrollado una topología de electrónica de potencia para convertir la energía entre ambas fuentes, posibilitando la operación del modo de carga y descarga de la batería, y considerando las particularidades del sistema (como la conexión monofásica). La topología implementada es una cascada de dos convertidores, cuyo esquema se muestra en la Fig. 79.

El diseño y la fabricación de las tarjetas electrónicas necesarias para este producto se ha realizado íntegramente por parte del centro de investigación CIRCE; desde las especificaciones concretas de cada tarjeta, su diseño del esquema y posterior *routeado*, hasta la obtención de la placa física debidamente fresada, aislada, soldada y comprobada.

Para la conexión del convertidor con el *iSocket* correspondiente, se ha incluido una interfaz de tipo Modbus sobre línea serie RS-485 de dos hilos. El mapa de registros del bus ha sido impuesto por el *iSocket* para garantizar su compatibilidad. Utilizando las variables compartidas con el *iSocket*, el sistema tiene la posibilidad de modificar la potencia reactiva que absorbe o entrega el convertidor a la red.

El control del sistema se estructura en varios bloques funcionales intercomunicados por señales, que dividen el problema global en problemas más sencillos para poder abordarlos individualmente. Esta metodología se conoce como *top-down* o diseño descendente y es muy habitual para resolver problemas de diseño complejos. La Fig. 80 muestra la estructura global del control con la partición realizada en subsistemas y la comunicación entre ellos.

Nuevos productos para la gestión eficiente de la demanda

En este capítulo se describen los principales productos desarrollados en el proyecto Smartcity Málaga, en el ámbito de la gestión eficiente de la demanda. Estos productos hacen posible ofrecer los nuevos servicios de gestión activa de la demanda explicados en el capítulo 3.

Aplicaciones para pymes

Los principales productos orientados a pymes implantados en Smartcity Málaga son los siguientes:

Este producto, DANCA, orientado a la mejora de la eficiencia energética en pymes, es un sistema de eficiencia energética que permite la monitorización y supervisión de consumos eléctricos (potencia activa y reactiva), así como las emisiones de CO₂, de hasta 6 circuitos monofásicos o 2 trifásicos independientes por equipo, en tiempo real y sin coste de transmisión de datos.

DANCA dispone de una plataforma SaaS propia (Software as a Service) donde estudiar pormenorizadamente e individualmente la evolución energética del cliente. Permite al cliente visualizar los datos medidos a través de PC, TV, o Smartphone. La Fig. 81 muestra la filosofía y estructura del producto.

La información sobre los consumos se captura mediante transformadores de intensidad conectados a los circuitos correspondientes y al Gateway-DANCA. El Gateway envía los datos a Internet para su tratamiento a través de un router vía Wi-Fi o mediante una conexión Ethernet. Finalmente, desde cualquier punto de acceso a Internet se pueden consultar los datos de la instalación en el portal web Brenes.

En el proyecto Smartcity Málaga este producto se ha instalado en una muestra inicial de 3 pymes.

ENEFGY ha desarrollado en Smartcity Málaga un sistema compuesto de un registrador de consumos cuarto-horario y una plataforma web, que permite conocer con detalle cuál es el estado de consumo energético y gasto asociado en cualquier momento

y desde cualquier lugar con acceso a Internet. Ambos componentes se encuentran conectados a través de la red de telefonía móvil.

Las principales funcionalidades que ofrece son las siguientes:

- Monitorización del consumo de energía eléctrica global
- Conocimiento del consumo eléctrico de cada circuito, ya sea trifásico o monofásico
- Acceso a plataforma web en la que se puede consultar:
 - Curva de carga horaria
 - Posibilidad de realizar comparativas por fechas
- Diagnóstico de posibles mejoras energéticas en la instalación
- Programa de seguimiento semanal sobre consumos energéticos

Este producto se ha instalado en 5 colaboradores pertenecientes al segmento de pymes.

La información sobre los consumos se obtiene mediante transformadores de intensidad conectados a los circuitos correspondientes y se almacenan en el equipo ENEFGY. Desde el propio equipo, los datos se envían vía GPRS hasta los servidores para su posterior tratamiento en la plataforma web de ENEFGY. Finalmente, desde cualquier punto de acceso a Internet, se pueden consultar los datos de la instalación en el portal web de ENEFGY.



Fig. 81. Estructura del sistema DANCA

CÓMO TRABAJAMOS

En energy hemos desarrollado una plataforma que nos permite medir ininterrumpidamente las 24 horas al día y buscar los puntos de mejora de tu consumo eléctrico.



Fig. 82. Descripción ENERGY

Aplicaciones para edificios

ISOTROL ha desarrollado en Smartcity Málaga el producto EUGENE. Se trata de un sistema integral de gestión de la energía en hogares, edificios y pymes, que permite conocer el consumo energético en cada instante y lugar, y configurar los diferentes elementos para controlar la cantidad de energía eléctrica que se consume.

Para el caso de edificios, y también para pymes, está destinado el producto EUGENE PROFESSIONAL (ver *Relación de figuras*, pág. 162). Este sistema permite adaptar el consumo al uso que se realiza del edificio y garantizar el confort y reducción del gasto en función de la configuración de acciones de forma automatizada, remota o manual. Asimismo, permite la monitorización de consumos para la aplicación de políticas energéticas, y la implantación de la norma UNE EN 16001:2009.

EUGENE es accesible desde múltiples plataformas, cuenta con interfaz web y permite la generación de informes de consumo energético.

Aplicaciones para viviendas

El sistema de eficiencia energética GREENWAVE, desarrollado en Smartcity Málaga permite la supervisión de las aplicaciones y aparatos eléctricos que se activan mediante su sistema de gestión de la energía. Se ha instalado en 50 usuarios residenciales.

Las acciones que se pueden realizar son las siguientes:

- Conocimiento del consumo de energía global, por habitación y por dispositivo, comparativa entre ellos por tipología o localización, y también con el consumo medio propio y de la región.
- Conocimiento de la huella de carbono propia y comparativa con la de la región.
- Gestión y programación de los dispositivos electrónicos por separado o en grupos.

La solución propuesta por GreenWave Reality se compone de los siguientes elementos principales:

PowerNode: Es un adaptador inteligente de la toma de corriente que conecta sus dispositivos a las tomas de corriente y a su sistema de gestión de la energía eléctrica. Cuando se conectan los dispositivos a los *PowerNodes*, quedan a disposición del Portal de Energía a través de la conexión de la puerta de enlace, y así pueden ser gestionados. Se han desarrollado *PowerNodes* para un puerto o para seis puertos.

Gateway: Puerta de enlace que se conecta al enrutador de la red. Se conecta de forma automática a los *PowerNodes* y actúa como interfaz para los dispositivos.

Portal de energía: Sistema en línea que permite utilizar un navegador web o una aplicación de Smartphone compuesta por tres áreas: el visor de consumos generales (por tipología o habitación), la pantalla de control (información de consumos y actuación sobre los dispositivos) y la barra de herramientas de control inteligente (configuración y creación de modos de funcionamiento).

La Fig. 84 muestra esquemáticamente este sistema (ver *Relación de figuras*, pág. 162). Los *PowerNodes* se conectan a Internet a través del Gateway vía Z-Wave, y a su vez mediante una conexión Ethernet hasta el router. Desde cualquier punto de acceso a Internet se puede consultar el portal de energía, ya sea mediante un visor, una aplicación para Smartphone o el portal web.

El producto desarrollado por GNRGY permite controlar, de forma inalámbrica, cargas conectadas a través de sobre-enchufes como el mostrado en la Fig. 85 (ver *Relación de figuras*, pág. 162).

El sistema admite gran flexibilidad de programación y actuación de cargas en función del precio horario de la electricidad, permitiendo la programación de encendido/apagado de cargas a través de PC o Smartphone.

La Fig. 86 muestra un esquema de este sistema.

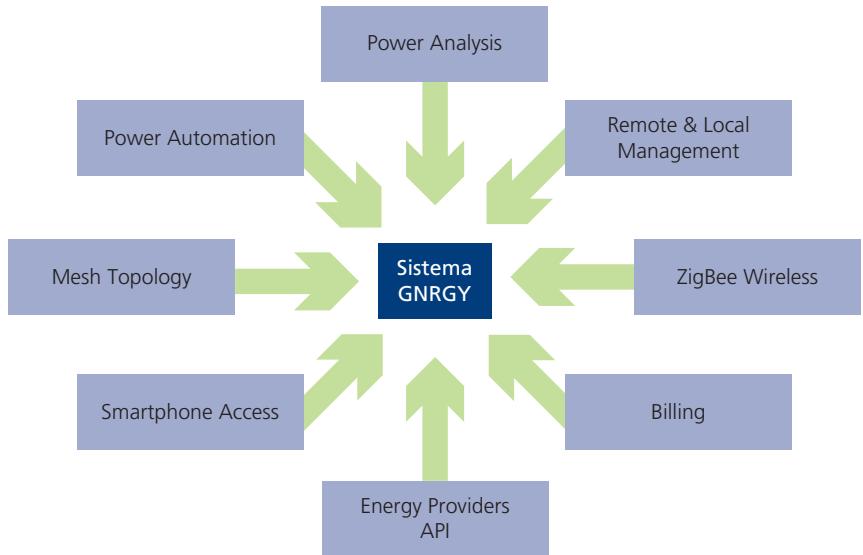


Fig. 86. Esquema del sistema GNRGY

El sistema EUGENE desarrollado por ISOTROL cuenta con la adaptación denominada EUGENE HOME, especialmente diseñado para usuarios sin conocimientos técnicos, ni especializados en energía o electricidad. Este sistema está orientado al sector doméstico y pymes (tiendas y pequeños negocios u oficinas).

Permite acceder al sistema a través de Internet o de teléfonos inteligentes, por lo que es posible conocer y controlar el consumo energético sin estar presente en la instalación. Este sistema permite la gestión activa de la demanda, ver capítulo 3.2.

Nuevos productos en el sector de los vehículos eléctricos

En el área de vehículo eléctrico se ha desarrollado en el proyecto Smartcity Málaga un demostrador, un punto de recarga bidireccional de vehículos eléctricos, que permite implementar la tecnología denominada V2G (Vehicle to Grid), y la adaptación de un vehículo eléctrico convencional para dotarlo de la mencionada capacidad bidireccional.

Se trata del primer punto público V2G de Europa integrado en AC en una red eléctrica real con doble direccionalidad (de la red al coche y del coche a la red). Simultáneamente, se ha puesto en circulación en la ciudad el también primer vehículo eléctrico europeo empleado como vehículo de flota, y empleado por Endesa, adaptado para verter su energía sobrante a la red.

Es así un paso importante para el desarrollo de las redes inteligentes de electricidad, que necesitan de herramientas que permitan optimizar la producción y la distribución de energía eléctrica, equilibrando mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores.

Los desarrollos y la integración dentro del demostrador han implicado, asimismo, la realización de los protocolos de pruebas específicos necesarios para la validación de las tecnologías, el análisis de su influencia en la calidad de red y, sobre el sistema de protecciones, el estudio de la integración real de la infraestructura V2G en la microrred de Smartcity Málaga y la obtención de conclusiones para futuros desarrollos de los sistemas V2G.

Las características de los equipos empleados en el demostrador son:

Sistema bidireccional V2G del vehículo (AC/DC). Este sistema, instalado en el interior del vehículo y complementando al sistema de recarga original, se desarrolló de modo específico dentro del alcance del proyecto Smartcity Málaga dada la necesidad de dotarlo de la capacidad V2G de la cual carecía.

El sistema actúa sobre las baterías, atendiendo a consignas que son remitidas al mismo desde el punto de recarga V2G, y permite tanto la carga del vehículo como su descarga. Sus principales características son:

- Sistema de refrigeración: aire forzado
- Tensión nominal (AC): 400 V
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Alimentación de CA: 14 kW
- Grado de protección: IP 20
- Dimensiones de la envolvente (anchura x altura x profundidad): 800x678x800 mm
- Peso: 95 kg

Punto de recarga V2G. El punto de recarga, diseñado, construido y puesto en servicio de modo específico para Smartcity Málaga presenta las características que se muestran en la Tabla 3.

La Fig. 88 y Fig. 89 muestran de forma esquemática la estructura de conexión de carga y descarga del vehículo eléctrico.

Para el correcto despliegue del grupo de trabajo correspondiente a vehículos eléctricos V2G de Smartcity Málaga se ha procedido a:

- La puesta a disposición del proyecto de un vehículo eléctrico convencional Micro-Vett (Fiat) Fiorino.
- El diseño y la implementación de los sistemas de potencia, de control, de filtros y de tomas bidireccionales en el vehículo, dotándolo de capacidad V2G para carga y descarga de sus baterías según consignas externas.
- El diseño y la implementación de tomas seguras, eficientes e inteligentes, desarrollando un punto de recarga adecuado para vía pública e intemperie con capacidad V2G.

Tabla 3. Características del punto de recarga

Características funcionales	
Detección de vehículo conectado	Detector presencia Schuko / Señal piloto Mennekes
Activación / Desactivación del sistema	RFID / Clave usuario
Gestión de la carga del punto de conexión	Individual por equipo
Retención / liberación del conector + protección de la toma	Tapa corredera + cerradura electromecánica / sistema enclavamiento Mennekes
Comprobación continua de la integridad del conductor de puesta a tierra	Sí
Comunicaciones	Ethernet vía Modem PLC. Comunicaciones Modbus RTU para conexión iSocket de cargador V2G
Características constructivas	
Temperatura superficie admisible	UNE EN-61851-22 Para temperatura ambiente 40°C
Grado de estanqueidad	IP 54
Grado de protección mecánica	IK 10
Rango de funcionamiento e inmunidad.	
Rango de condiciones climáticas. Impactos mecánicos y estabilidad. Perturbaciones electromagnéticas.	UNE EN-61851-22
Marcaje e instrucciones de uso	UNE EN-61851-22
Características eléctricas	
Número de tomas	2 (1 monofásica, 1 trifásica)
Potencia de recarga máxima	Toma monofásica: 3,7 kW Toma trifásica: 12,5 kW
Tipo de conector/res	Schuko modo 2 / Mennekes modo 3
Número de fases	Trifásico
Frecuencia	50 Hz
Tensión	230 V / 400 V
Intensidad máxima	16 A toma monofásica / 32 A toma trifásica
Protecciones generales	
Magnetotérmico general trifásico	63 A, curva D, motorizado
Diferencial general	63 A, 30 mA
Protección contra sobretensión	Descargador de sobretensión clase II
Características mecánicas	
Dimensiones	1700 x 500 x 550 mm
Peso aproximado	300 kg
Acabado	Acero inoxidable, vinilado azul

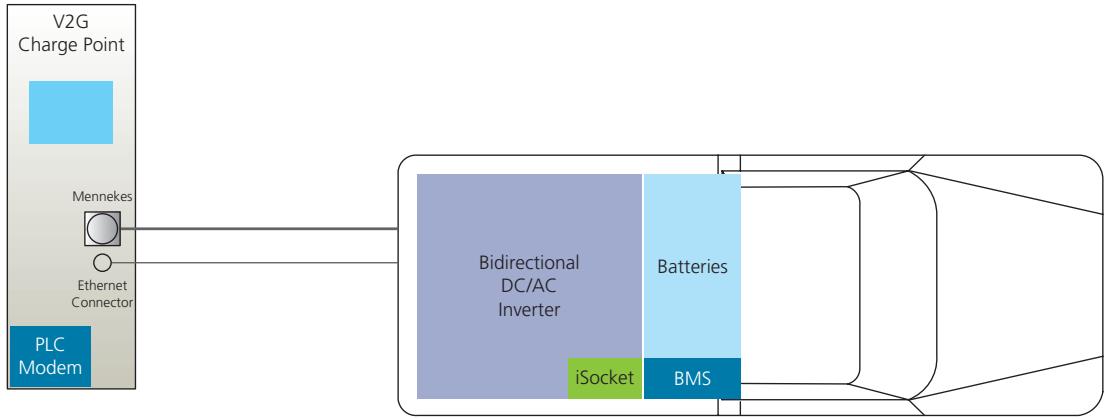


Fig. 88. Esquema de conexión del cargador con el punto de recarga

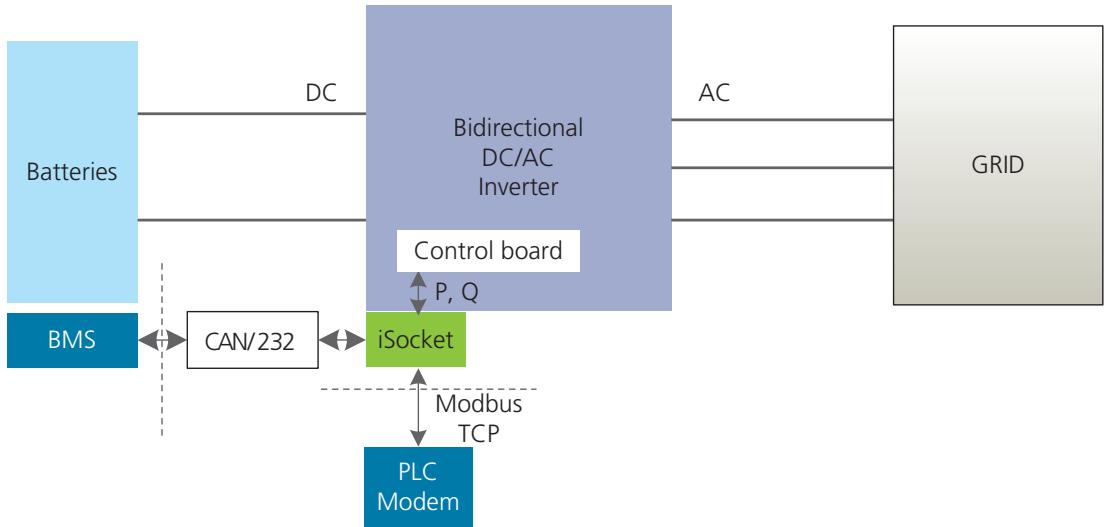


Fig. 89. Detalle de la estructura de los componentes de control y comunicaciones

- El diseño y la implementación del sistema programador y del sistema de comunicaciones con el vehículo eléctrico, el punto de recarga y la red de Smartcity Málaga (basados en el desarrollo de ICTs).
- La validación en laboratorio de las tomas y de la funcionalidad V2G del vehículo eléctrico y del punto de recarga.
- La instalación del punto de recarga V2G en la vía pública y su conexión a la microrred de Smartcity Málaga, que forma parte de la red de distribución de Málaga.
- El desarrollo de un protocolo completo y específico de pruebas V2G de carga y descarga del vehículo conectado al punto de recarga en el entorno real como elemento integrado en la red.

Las siguientes figuras (Fig. 90 y Fig. 91) muestran detalles de los productos desarrollados (ver *Relación de figuras*, págs. 162 y 163).

Los trabajos descritos han permitido:

- La elaboración de un primer estudio donde se han analizado las protecciones de la red para determinar cómo se ven afectadas y cómo deberá ser la integración óptima de los sistemas V2G. Por otro lado, se ha analizado el impacto de estos nuevos sistemas en los sistemas de protección ya instalados en la red para estudiar las posibles descoordinaciones que pudieran aparecer y, de esta manera, que puedan ser evitadas.
- La elaboración de un segundo estudio para determinar el efecto sobre la calidad de la energía en la red de distribución tras la integración de tecnologías V2G, analizando los parámetros de suministro de energía, incluyendo el nivel de armónicos o las variaciones de tensión, y contrastándolos con los estándares establecidos.

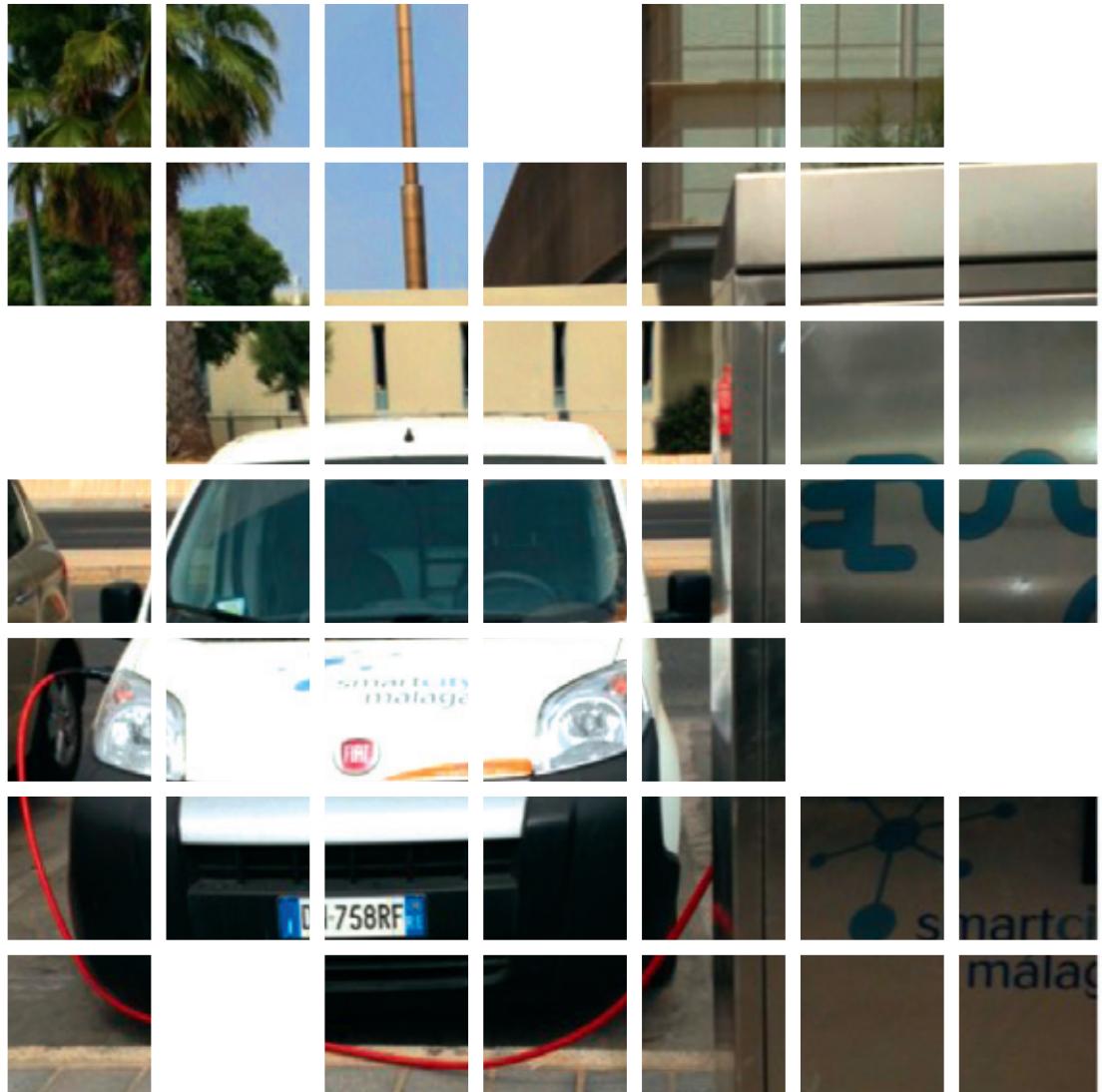


Fig. 90. Vehículo eléctrico adaptado y punto de recarga V2G desarrollados. Detalle del punto de recarga

- La realización de un estudio del impacto de los sistemas V2G en la red eléctrica y de su comportamiento, basado en las tareas de análisis en campo, para la aportación de conclusiones. Se ha obtenido un conjunto de recomendaciones, tanto para la construcción de equipos de estas características como para las comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica, que permitirán desarrollos futuros y su implantación eficiente en la red eléctrica.

El proyecto Smartcity Málaga en cifras



Algunos de los datos relevantes de la zona de la red de distribución de la ciudad de Málaga, objeto del proyecto Smartcity Málaga, son los siguientes:

- 5 líneas de MT (20 kV), con 40 km de circuitos.
- 72 centros de transformación MT/BT comunicados.
- 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11.000 domésticos.
- 63 MW de potencia total contratada.
- 70 GWh/año de consumo, lo que supone una emisión de 28.000 toneladas de CO₂ anuales.

El objetivo último del proyecto ha sido trasladar a su zona de actuación los objetivos de la Unión Europea en materia medioambiental y energética para el año 2020, esto es, alcanzar:

- Una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto.
- Una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990.
- Una reducción del 20% en el consumo de energía primaria con respecto a los niveles tendenciales.

Incremento del uso de energías renovables

El proyecto Smartcity Málaga ha conseguido conseguir una mayor integración de las fuentes de energía renovables dentro de la red eléctrica. La principal ventaja reside en que este tipo de energías son más limpias que los procesos de generación convencionales asociados a combustibles fósiles, a lo que hay que añadir las ventajas de

acercar la generación al consumo, que reduce las pérdidas de energía en la red y mejora el aprovechamiento de las infraestructuras de distribución existentes.

Este proyecto ha demostrado cómo es posible conseguir, mediante el desarrollo de las tecnologías desplegadas en el proyecto, un fuerte aumento de la utilización de generación a partir de fuentes de energía renovables. En la siguiente gráfica (Fig. 92) se muestra la evolución temporal del incremento del uso de energías renovables, en el periodo de tiempo comprendido entre octubre de 2012 y enero de 2013, por medio de la representación de los valores de cálculo diario y mensual, esto es, del valor promedio en las últimas 24 horas o 30 días, respectivamente.

En esta gráfica se observa cómo, a pesar de la fluctuación en los valores diarios debido principalmente a la arbitrariedad y variabilidad de las fuentes de energía renovable, el valor medio mensual del objetivo se sitúa cercano al 15%.

Reducción de emisiones de CO₂

El objetivo de ahorro de emisiones de CO₂ en el proyecto se sitúa en el 20% del consumo anual, lo que se traduce en alrededor de 6.000 toneladas anuales de CO₂ solamente en la zona objeto del proyecto, lo que resulta ser una clara muestra del beneficio social y para el medio ambiente y la sostenibilidad de este tipo de iniciativas.

Por lo tanto, el desarrollo de las tecnologías comprendidas en el proyecto contribuye a la reducción de la huella ecológica en el área de Smartcity Málaga. En la siguiente gráfica (Fig. 93) se muestra la evolución temporal en la reducción de emisiones de CO₂, en el periodo de tiempo comprendido entre octubre de 2012 y enero de 2013, por medio de las curvas de cálculo diario y mensual.

En el gráfico puede verse cómo el valor medio mensual, que muestra la tendencia de manera más firme que el diario, se sitúa por encima del 15%. Esta reducción en las emisiones de CO₂ procede, fundamentalmente, del ahorro alcanzado en el consumo en alumbrado público, y en los clientes de elevada potencia contratada, del segmento residencial y de pymes, así como a la disminución de las pérdidas técnicas de energía,



Fig. 92. Incremento del uso de las energías renovables



Fig. 93. Reducción de emisiones de CO₂

a la utilización del vehículo eléctrico, y a la generación de renovables en media y baja tensión en la zona.

Mejora de la eficiencia energética

Las iniciativas comprendidas en el proyecto persiguen contribuir al mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, tratando de disminuir en la medida de lo posible las pérdidas de los distintos sistemas que componen la red y proporcionando a los usuarios finales de la energía diferentes tecnologías y aplicaciones que le permitan realizar un uso más eficiente de la energía.

En la siguiente gráfica (Fig. 94) se muestra la evolución temporal en la mejora de la eficiencia energética, en el periodo de tiempo comprendido desde octubre de 2012 a enero de 2013, por medio de las curvas de cálculo diario y mensual.

En este caso, el valor mensual se encuentra por encima del 25%. Esta mejora en la eficiencia energética se basa en:

- La eficiencia del sistema de distribución, que experimenta una disminución de la demanda de energía a nivel global de la zona gracias fundamentalmente a la alta disponibilidad y capacidad de la planta de cogeneración, un aplanamiento en la curva general de demanda, y una disminución de las pérdidas técnicas en todos los niveles de tensión.
- La eficiencia en el consumo de energía, que comprende todas aquellas acciones locales realizadas en el proyecto: disminución en el consumo dedicado a alumbrado público, reducción en el consumo de clientes de elevada potencia contratada, del segmento residencial y de pymes —si bien cada uno con sus particularidades, aumento de la disponibilidad de energía renovable por medio de sistemas de almacenamiento y por cobertura del vehículo eléctrico con tecnología V2G, y mayor eficiencia de los sistemas de procesamiento de datos empleados en el proyecto.

Mención especial merece la implantación de sistemas de monitorización y control en distintos consumidores, que ha permitido, por un lado, disponer de amplia información para el usuario y, por otro lado, obtener medidas para evaluar el ahorro obtenido.

Para dicho estudio, se seleccionaron un grupo de 50 participantes, elegidos en base a su consumo y su conocimiento técnico, para una correcta utilización de los dispositivos de monitorización, de los que 25 fueron incluidos en el análisis de detalle. La fase de pruebas se inició en diciembre de 2011.

Se ha evaluado el patrón de consumo de los participantes, comparando la facturación durante el periodo de análisis (enero 2012-junio 2012) y un periodo histórico previo (2008-2011). Como se muestra en el gráfico siguiente (Fig. 95), el 42% de los participantes ha obtenido una reducción importante en su consumo superior al 10%,



Fig. 94. Mejora de la eficiencia energética

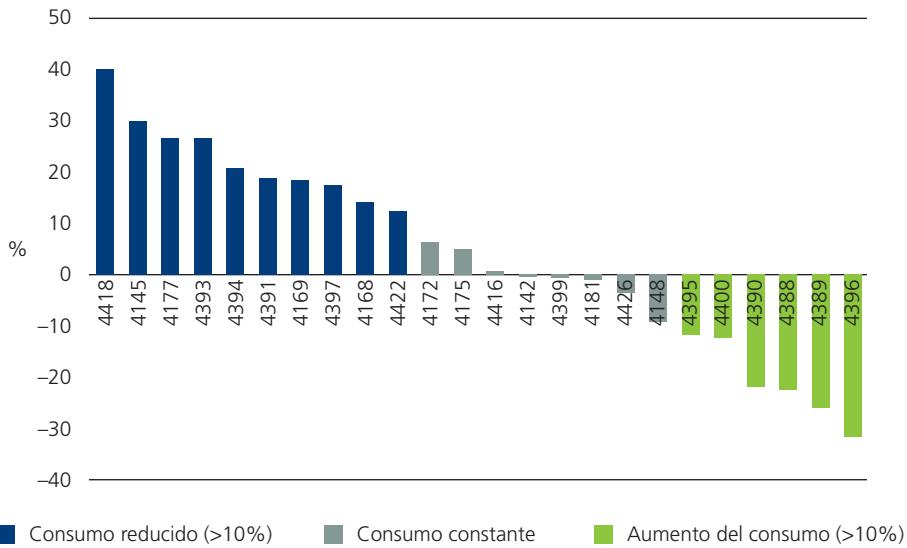
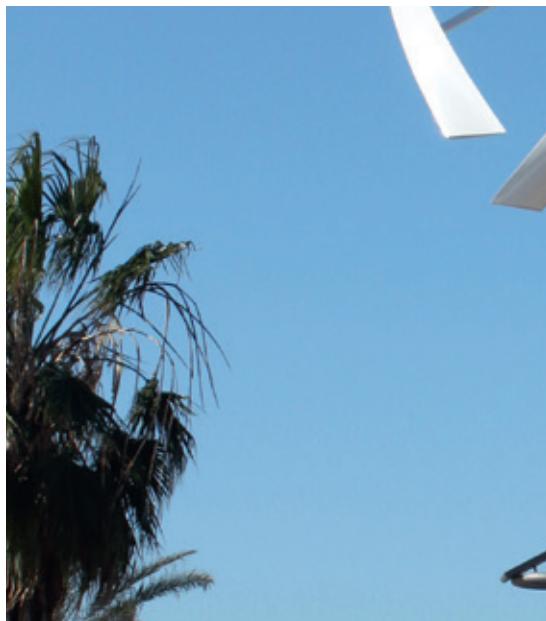


Fig. 95. Tendencias de consumo obtenidas

mientras que el 33% de los participantes mantiene su nivel de consumo anterior, con variaciones comprendidas en torno a +10% y -10%. El 25% restante, por el contrario, ha incrementado su consumo en más del 10%. No obstante, no es fácil asegurar en un estudio de esta naturaleza que los cambios observados en el patrón de consumo estén motivados exclusivamente por la instalación de estos dispositivos de eficiencia energética, ya que estos también pueden deberse a causas externas como la situación económica del momento, la sustitución de antiguos electrodomésticos por nuevos equipos más eficientes o el cambio de uso de la vivienda.

Impacto del proyecto



El proyecto Smartcity Málaga ha significado para la ciudad de Málaga la implantación de un gran laboratorio real de tecnologías de Smart Grids del futuro, lo cual ha supuesto que Málaga se haya convertido en una ventana al mundo de dichas tecnologías.

Este living lab ha supuesto la modernización de la red de distribución eléctrica de la zona de implantación, dotándola de infraestructuras que mejoran su operación y, al mismo tiempo, permiten ampliar el abanico de funcionalidades de la red, algunas de las cuales se describen en este documento. El despliegue de comunicaciones, sistemas, sensores, etc., deja la puerta abierta a futuras nuevas aplicaciones de Smart Grids.

El proyecto Smartcity Málaga ha recibido, a lo largo de su desarrollo, numerosas visitas en su Centro de Control y Monitorización, una oficina situada en el Paseo Marítimo Antonio Banderas, en el corazón de la zona en que se ha implantado. Este centro es el lugar donde cualquier visitante ha podido y puede conocer de primera mano el estado de desarrollo del proyecto, y alberga en su interior un centro de procesamiento de cálculo para el seguimiento de los KPIs del mismo. Entre las visitas más importantes recibidas, se pueden destacar las siguientes:

- J. Panek y M. Sánchez, Dirección General de Energía de la CE
- Cristina Garmendia, Exministra de Ciencia e Innovación
- Trinidad Jiménez, Exministra de Asuntos Exteriores
- Delegación del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente de España
- CDTI, Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial
- CNE, Comisión Nacional de Energía
- Ministro de Energía de Chile
- Senador Douglas Cameron, Australia
- Joe Cooper, Embajada de Reino Unido
- Zhu Bangzao, Embajador de China en España
- Delegación del Gobierno de Estonia
- Delegación del Gobierno de Mongolia
- OCDE, Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
- NEDO, New Energy and Industrial Technology Development Organization, Japón
- JETRO, Japan External Trade Organization, Japón

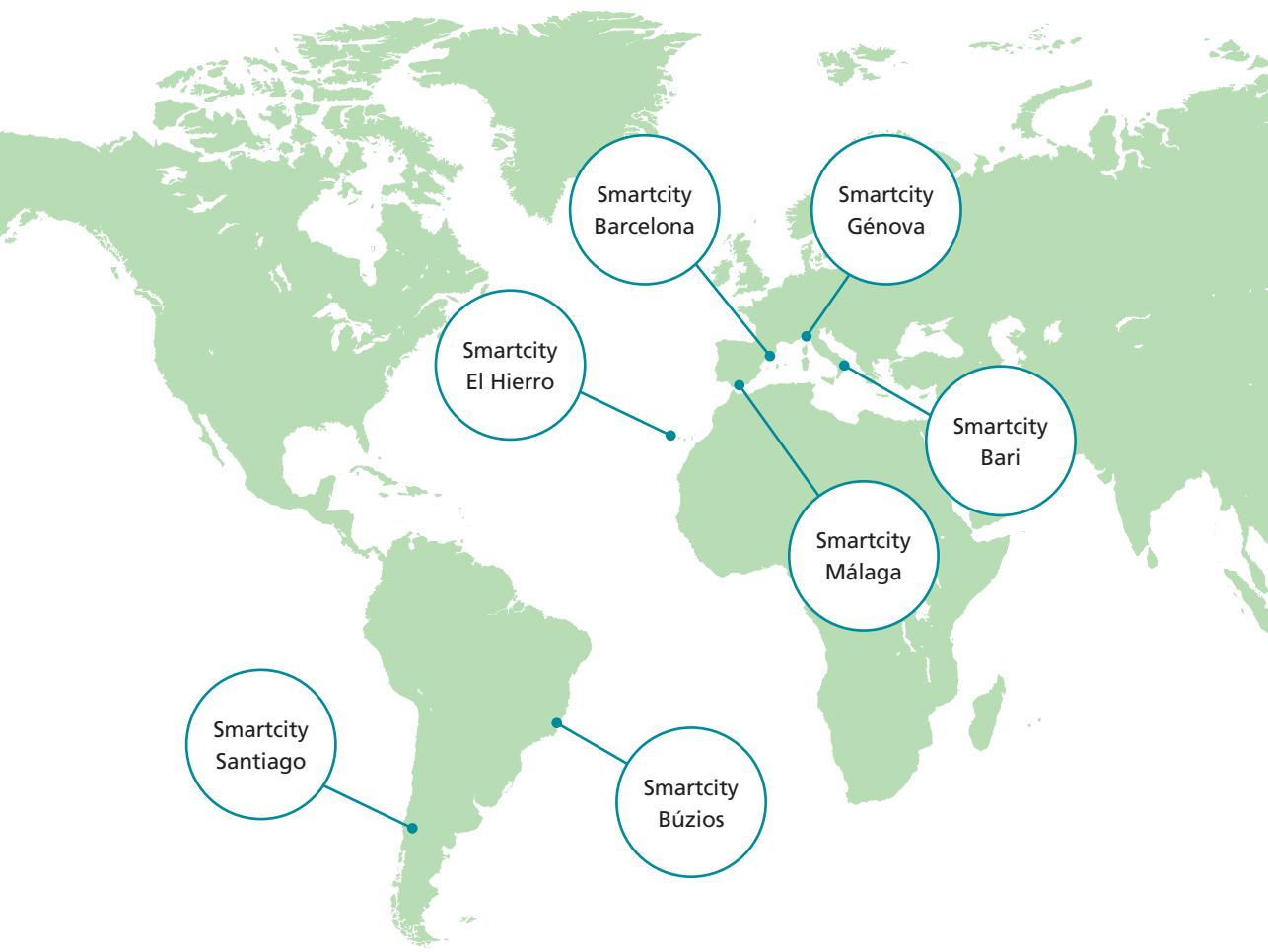
- Universidad de Texas, EEUU
- Universidad de Delft, Holanda
- OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, ente regulador de la energía en Perú
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil
- Ente Regulador de la Energía de la Provincia de Mendoza, Argentina
- Dirección general de Red.es
- IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- CIEMAT, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
- CENER, Centro Nacional de Energías Renovables
- Comité de Industrias Energéticas, Asociación Española de la Calidad
- Dirección General de Industria, Energía y Minas, Junta de Andalucía
- Secretario General de Innovación, Industria y Energía de la Junta de Andalucía
- ORSE, Órgano Regional de Mediación del Servicio Eléctrico de Andalucía
- IDEA, Agencia de Innovación y Desarrollo de Andalucía
- Agencia Andaluza de Promoción Exterior (Extenda)
- Alcalde Francisco De La Torre, Málaga
- Alcalde Mirinho Braga, Búzios (Brasil)
- Área de Innovación del Ayuntamiento de Málaga
- Agencia Municipal de la Energía
- Departamento de Obras del Instituto Municipal de la Vivienda, Málaga
- Colegio Oficial de Arquitectos Técnicos y Aparejadores, Málaga
- Alumnos del Máster en Medio Ambiente y Arquitectura Bioclimática, del Colegio de Arquitectos de Málaga
- Fundación ProMálaga
- Fundación CIEDES
- Consejería de Industria de Aragón
- Delegación del Ayuntamiento de Alhama de Murcia
- Centro Municipal de Empresas de Gijón

Este proyecto ha supuesto la llamada a otros proyectos internacionales, iniciativas que han venido a desarrollarse en la ciudad de la mano de Smartcity Málaga, y se complementa de igual modo con otras iniciativas estrechamente relacionadas:

- G4V (www.g4v.eu/)
- Green eMotion (www.greenemotion-project.eu)
- Zem2All (www.zem2all.com)
- Emtech MIT (www.technologyreview.com/emtech/)
- Málaga Valley (www.malagavalley.com/)
- Foro Greencities (www.fycma.com/greencities.asp)
- ELIH-MED (www.elih-med.eu)
- Clúster Smartcity
- Fundación IBM
- Congreso alumbrado eficiente LUCY
- Proyecto VICTORIA

Por su parte, y a partir de la experiencia adquirida en el proyecto Smartcity Málaga, el Grupo Enel, en el que se integra Endesa, ha comenzado nuevos proyectos de ciudades inteligentes, como Barcelona, Búzios (Brasil), El Hierro, Santiago de Chile o Ciudad Salitre en Bogotá.

Experiencia internacional del Grupo Enel



Enel es una de las mayores empresas de servicio eléctrico del mundo y es el principal operador privado de América Latina. Cuenta con una capacidad instalada de más de 97.000 MW y 1,8 millones de kilómetros de líneas eléctricas, atendiendo a más de 60 millones de clientes en 40 países de cuatro continentes.

Las Ciudades Inteligentes comienzan a emerger en distintas partes del mundo como una propuesta integral para asegurar el desarrollo energético y sostenible de las ciudades del futuro.

Son muchas las iniciativas ya puestas en marcha por el Grupo Enel en Málaga, Barcelona, Bari, Génova, Búzios entre otras.



Barcelona

Sobre las mismas bases del proyecto Smartcity Málaga, el proyecto de modernización del sistema de suministro eléctrico en Barcelona tiene como objetivo el desarrollo de una red inteligente, que permita un mayor ahorro y una gestión eficiente y sostenible. De esta manera, se prepara la ciudad para este modelo energético de futuro, basado en valores que persiguen el progreso económico y social del entorno. Se han instalado nuevos sistemas de automatización, alumbrado eficiente con sistemas de control, sistemas de recarga de vehículos eléctricos y las TIC necesarias, que supondrán una inversión de más de 100 millones de euros. En una primera fase, se beneficiarán unos 50.000 clientes y se gestionará una red integrada por 7 subestaciones, 85 líneas de media tensión, 568 centros de distribución y una potencia contratada de 527.000 kW y que se extenderá progresivamente a toda la ciudad. La Fig. 97 muestra gráficamente un resumen de las principales cifras del proyecto Smartcity Barcelona.

Desde finales de noviembre del 2012, Smartcity Barcelona también cuenta con un Centro de Control y Monitorización en la Villa Olímpica, instalado en una casa eficiente, cuya producción de energía renovable proviene de las placas situadas en la cubierta y sirve para alimentar todos los consumos internos y que opera también como espacio demostrativo de la ciudad inteligente que se está desarrollando en Barcelona.

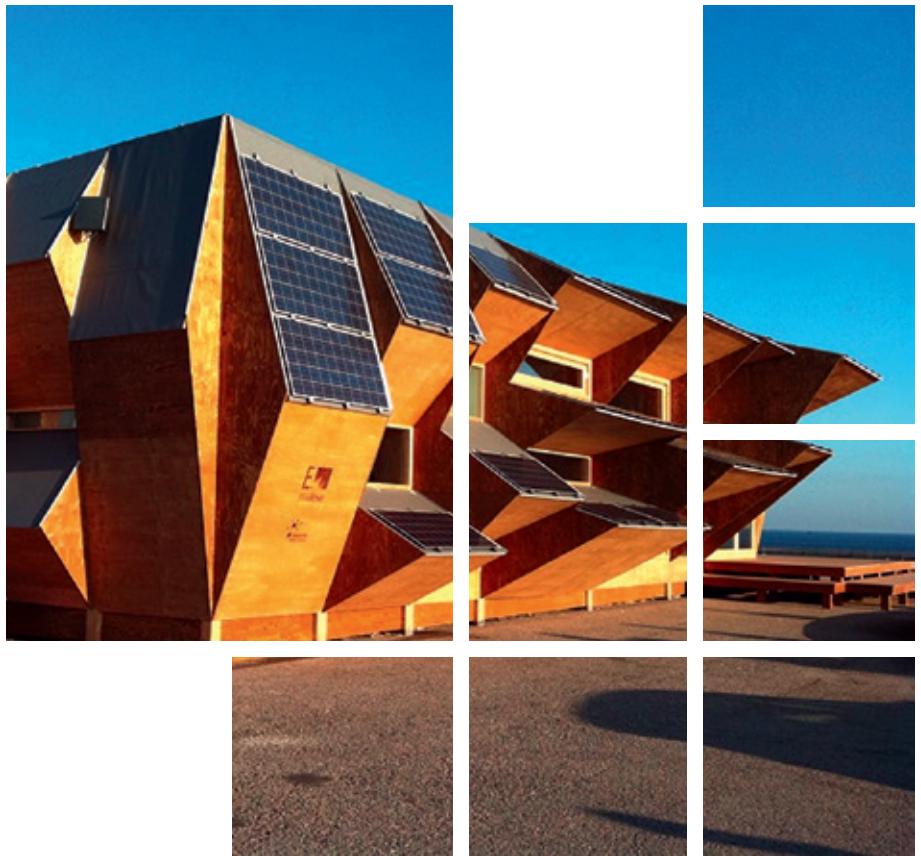


Fig. 96. Smart Grid Service Center. Smartcity Barcelona

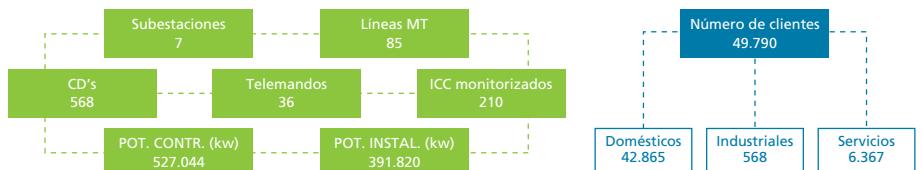


Fig. 97. Smartcity Barcelona. Alcance y cifras

Búzios (Brasil)

El proyecto *Cidade Inteligente Búzios*, desarrollado en Brasil, se basa en la misma filosofía de automatización de la red de distribución. Además de actividades en este sentido, la transformación comprende acciones tales como un primer despliegue de más de 200 contadores inteligentes, 30 elementos de alumbrado público de tecnología led, la instalación de puntos de recarga para vehículos eléctricos, la integración de recursos energéticos distribuidos, como son un aerogenerador y una instalación solar, o la puesta en marcha de un Centro de Control y Monitorización.

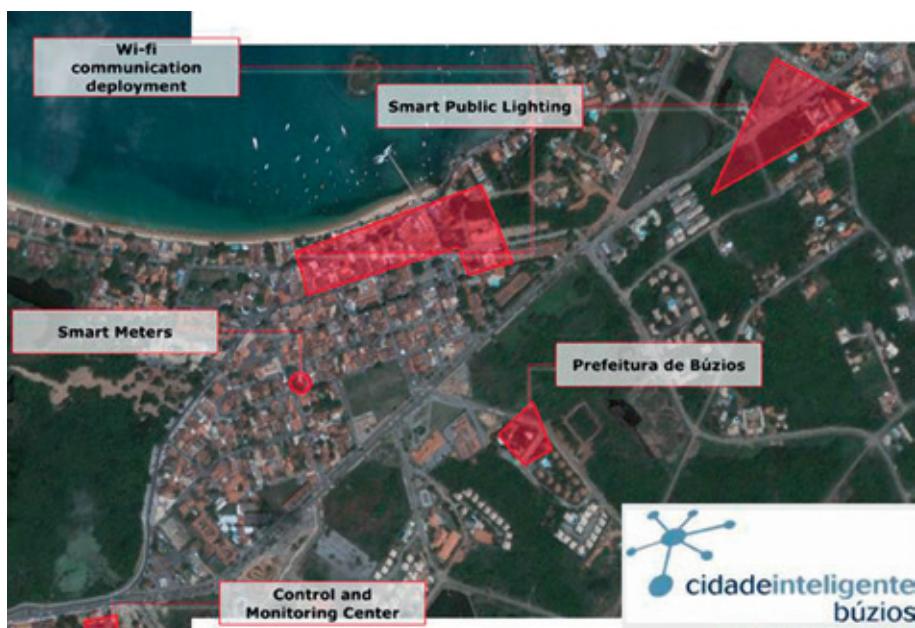


Fig. 98. Áreas de trabajo en Búzios, Brasil

El Hierro

Otro proyecto que aprovecha las experiencias y desarrollos de Smartcity Málaga es el proyecto Smart Island en la isla El Hierro, que combina el despliegue de tecnologías de movilidad eléctrica, la integración de renovables y de almacenamiento de energía, así como de los sistemas de Telegestión, buscando el máximo nivel de autoabastecimiento, algo fundamental en condiciones de insularidad.

El Hierro presenta atractivas condiciones para que la implantación del vehículo eléctrico sea un ejemplo avanzado de modelo sostenible, gracias al apoyo de la Administración, la existencia de un Plan Director de Movilidad Sostenible, las condiciones geográficas del territorio, etc.

Así pues, en este caso, se habla del concepto Smart Island, alcanzando una isla 100% renovable con la puesta en funcionamiento de la central hidroeólica de la isla (Fig. 100), que acompañada de la introducción total del vehículo eléctrico permitirá que se convierta en una isla con cero emisiones.

Tabla 4. Magnitudes principales de El Hierro

Magnitudes	
Depósito superior	500.000 m ³ , 714 m altitud
Depósito inferior	150.000 m ³ , 60 m altitud
Parque eólico	11,5 MW
Generación hidráulica	4x2,8 MW, total 11,2 MW
Estación de bombeo	6x0,5 MW + 2x1,5 MW
Conexión	Red de 20 kV del sistema insular
Demanda punta insular	7,5 MW
Cobertura demanda	100% potencia, 70% energía
Emisiones CO ₂ evitadas	21.000 toneladas/año
Presupuesto construcción	61 M €

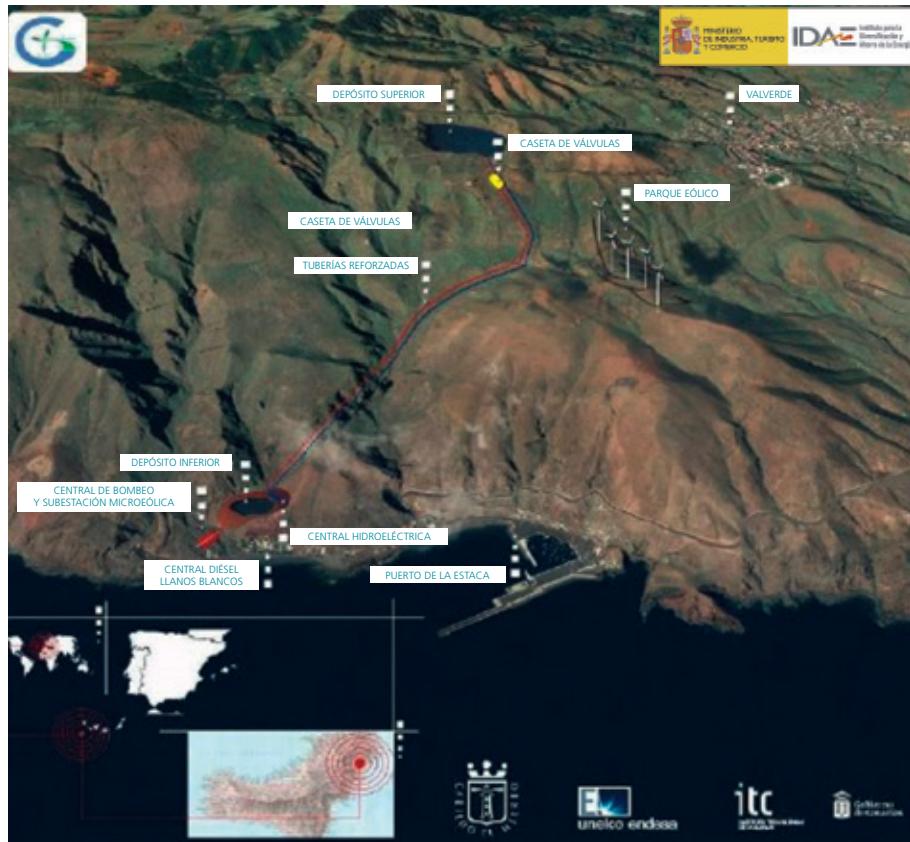


Fig. 100. Esquema de la central de generación hidroeólica de El Hierro

Santiago de Chile

Smartcity Santiago es el **primer prototipo de ciudad inteligente de Chile**, que se está desplegando en el distrito Ciudad Empresarial de Santiago. Allí se va a probar la integración de tecnologías como el smart metering, la automatización de la red, los vehículos eléctricos, la iluminación pública y la generación distribuida, evaluando sus aspectos económicos, técnicos y sociales. Se pretende el desarrollo de un plan de trabajo en el área de operación de Chilectra, a partir de los resultados de la experimentación a escala real de estas tecnologías.

Smartcity Santiago integrará distintas iniciativas que combinarán **innovación, eficiencia y sostenibilidad**:

- Implementación de vivienda inteligente con sistema domótico.
- Transporte público eléctrico: Buses y taxis.
- Instalación de una “electrolinera”.
- Instalación de medidores inteligentes con comunicación bidireccional.
- Tecnología solar para el calentamiento de agua.
- Sistema de generación fotovoltaica.
- Letreros de data con mensajería variable en paraderos.
- Alumbrado público LED.
- Iluminación ornamental para áreas verdes.
- Wi-Fi público de libre acceso y banda ancha para teléfonos celulares.

Smartcity Santiago ya ha comenzado el desarrollo de los distintos proyectos, además de la construcción del *showroom* interactivo, que se usará para fines académicos y de investigación, y desde donde se podrá monitorizar y registrar la evolución de los proyectos.



Fig. 101. Esquema del primer prototipo de ciudad inteligente de Chile

La red eléctrica del futuro



La red eléctrica del futuro o Smart Grid será una red eléctrica que integre de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, bien sean generadores, consumidores, o una combinación de ambas figuras, con el objetivo de suministrar energía eléctrica de manera eficiente, sostenible, económica y segura. Para ello, usará sensores, sistemas de procesado de señal y comunicaciones digitales que permitirán que la red sea observable, controlable —automatizada con posibilidad de adaptación y de auto-cicatrización— y plenamente integrada, esto es, con operatividad total con los sistemas actuales, y capaz de incorporar nuevos actores energéticos.

En la Fig. 103 se muestra un esquema en la que se puede ver desde fuera hacia dentro las motivaciones, las nuevas funcionalidades que se están desarrollando en la Smart Grid y las tecnologías que lo están posibilitando.

En los últimos años, el concepto de Smart Grid ha pasado de ser un término manejado en círculos científicos a convertirse en una necesidad reconocida en todos los foros energéticos, debido a los siguientes factores:

- Lucha contra el cambio climático promovida en Europa por la política comúnmente conocida como 20/20/20: establece la necesidad de producir energía libre de CO₂ y la mejora de la eficiencia, lo que subyace en una mayor penetración de las energías renovables y un uso más eficiente de las redes eléctricas.
- Optimización de las infraestructuras de distribución de la energía eléctrica: la potencia media de uso de una red de distribución es inferior al 50% de su capacidad máxima; sin embargo, las compañías eléctricas se ven obligadas a realizar cuantiosas inversiones año tras año para satisfacer unas puntas de demanda que se dan durante menos del 1% del tiempo de uso para cumplir con los requisitos de seguridad y calidad de suministro. Una red mejor gestionada permitiría reducir la inversión en nuevas infraestructuras o en renovación de las existentes, garantizando o mejorando los estándares actuales de calidad y seguridad de suministro a los consumidores.
- Mejora de la eficiencia: los avances tecnológicos permiten un uso cada vez menor de energía para obtener los mismos parámetros de uso de un determinado elemento:

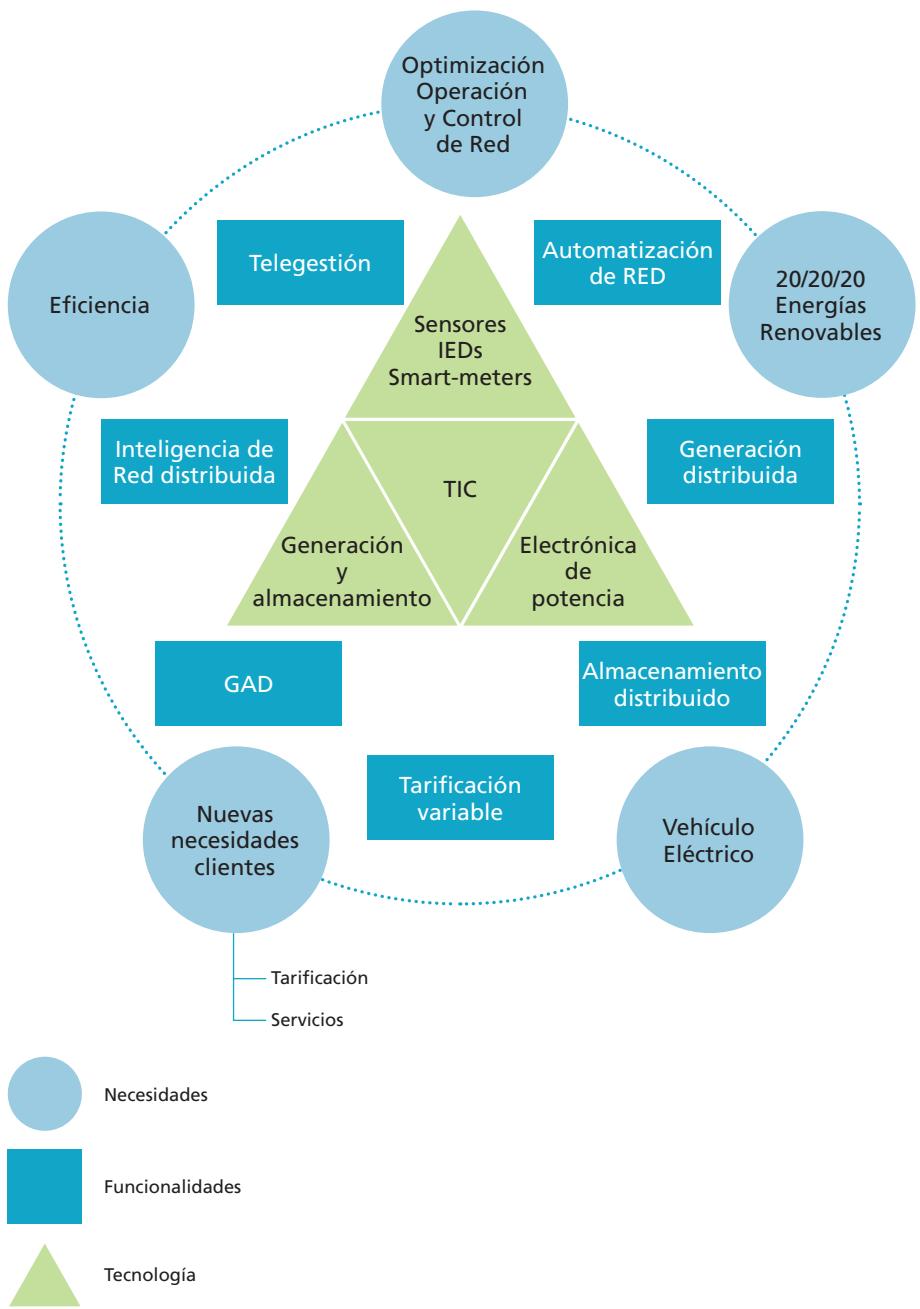


Fig. 103. Smart Grids

luminarias, electrodomésticos, climatización eléctrica... Estas nuevas tecnologías deben ser incorporadas en los distintos procesos.

- Nuevas necesidades del usuario final: en la medida en que cada vez hay más cargas críticas conectadas al sistema eléctrico, el usuario final exige una mayor fiabilidad y calidad de la energía que consume. Esto sucede tanto en el ámbito doméstico, por exigencias de confort, como en el industrial, por exigencias de calidad de producción. Asimismo, el usuario es consciente de que puede obtener ahorros importantes si adapta sus condiciones de consumo.
- El vehículo eléctrico: la electrificación del transporte es uno de los pasos más importantes que se están dando hacia la descarbonización de nuestra sociedad. Este cambio implica una serie de retos tecnológicos, varios de ellos relacionados con las redes eléctricas y el sistema de generación. Este es el caso del impacto en la red eléctrica de la carga de baterías; por un lado, la problemática que puede surgir si se carga un número elevado de vehículos al mismo tiempo provocando una saturación de la red; por otro lado, el uso de electrónica de potencia para la gestión energética puede provocar problemas asociados a la calidad de suministro; y por último, solo si la energía procede de fuentes renovables, se estará produciendo un efecto positivo en el medio ambiente.

Para dar respuesta a todas las necesidades enunciadas en los párrafos anteriores y obtener alguna ventaja adicional, la red eléctrica del futuro contará con las siguientes funcionalidades:

Telegestión: Medida y gestión a distancia de los consumos, que permite conocer los perfiles de uso de la energía por parte de los consumidores, posibilitando ofertas con un rango más amplio de tarifas y servicios adecuados a las necesidades de cada usuario final.

Gestión automatizada de la red de distribución: Esta funcionalidad permite una operación automática de la red frente a incidencias o mal funcionamientos, de modo que el sistema realiza una reconfiguración automática, recuperando el servicio en cortos espacios de tiempo y llevando a cabo mantenimiento predictivo de la infraestructura, sirviendo además para optimizar la gestión de la red por parte de la Distribuidora.

Generación Distribuida: Pequeños generadores de energía, tanto de fuente renovable como no renovable, distribuidos y conectados en zonas cercanas a los lugares de consumo, evitando pérdidas asociadas al transporte y haciendo un uso más eficiente de los activos instalados en las redes y los recursos energéticos locales.

Almacenamiento Distribuido: Dispositivos de almacenamiento de energía distribuidos en la Smart Grid, cerca de las zonas de consumo, de modo que permitan flexibilidad en la gestión de la energía y un aplanamiento de la curva de demanda a través de la carga o descarga de los mismos en función de las necesidades del sistema en su conjunto. Para disponer de almacenamiento distribuido en red y habilitar algunas de las funcionalidades asociadas a esta tecnología, es necesario que la tecnología de almacenamiento evolucione sustancialmente. El almacenamiento energético puede ser un activo muy importante en la red, pero para ello, es necesario reducir el coste de la tecnología a la vez que aumentar la densidad de energía por volumen y peso de los dispositivos para poder implantarla en la Smart Grid.

Gestión Activa de la Demanda: Permite a la compañía Distribuidora de electricidad gestionar algunas cargas conectadas a la red en base al comportamiento del cliente y a un rango de confort definido por el usuario final, optimizando la gestión energética mediante un servicio avanzado que da a conocer los consumos en tiempo real y permite hacer previsiones de demanda para adelantarse al consumo y facturación.

Nuevos servicios energéticos: La Smart Grid facilita la aparición de nuevos servicios energéticos como pueden ser los agregadores de consumo de varias sedes (empresas multisite) o la duplicidad de generación y el consumo por parte de un mismo usuario conectado a la red, beneficiando a los usuarios de la red. Funcionalidades que podrán llevarse a cabo bajo un adecuado desarrollo de tecnologías específicas especialmente diseñadas para el concepto Smart Grid.

Sistemas de medida inteligentes: Estos sistemas instalados en el punto de consumo permiten la telemedida o medida remota y caracterización de los hábitos de uso de la energía. Además, se conectan directamente con la Distribuidora permitiendo una lectura de consumos y actuación en tiempo real.

TIC: Las tecnologías de la información y la comunicación son una de las claves que posibilitan el despliegue de las redes inteligentes. La necesidad de recibir y enviar información es la clave para poder realizar una gestión más avanzada de la red. Estas tecnologías, tanto inalámbricas como por cable, son imprescindibles para disponer de la información necesaria y en tiempo, y enviar las consignas que habilitan las funcionalidades de la Smart Grid.

Electrónica de Potencia: La conexión de nuevos dispositivos a la red actual, como la generación distribuida o el almacenamiento, así como el despliegue de equipos específicos para el control de la calidad de red están basados en electrónica de potencia, tecnología que permite el control de los flujos energéticos entre las distintas partes del sistema eléctrico.

El proyecto Smartcity Málaga, con su foco fundamental en las Smart Grids, ha supuesto un punto y seguido en la evolución de las redes eléctricas hacia las Smart Grids. Las actividades realizadas en el marco de este proyecto y la experiencia obtenida ha permitido afianzar a la ciudad de Málaga y sus infraestructuras en energía como pioneras y referente mundial en la tecnología Smart Grid. El proyecto Smartcity Málaga, de la mano de los resultados obtenidos, permite ver con más nitidez la idea de las redes inteligentes en sintonía con el resto de la sociedad, afianzando los pasos que son necesarios para que las redes inteligentes se conviertan en una realidad.

Siglas y acrónimos

AC:	Alternating Current
ADA:	Advanced Distribution Automation
AFE:	Active Front End Converter
AGC:	Automatic Gain Control
AICIA:	Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía
AMI:	Advanced Metering Infrastructure
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT:	Alta Tensión
BMS:	Battery Management System
BPL:	Broadband over Power Lines
BT:	Baja Tensión
CA:	Corriente Alterna
CAN:	Controller Area Network
CD:	Centro de Distribución
CDTI:	Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial
CE:	Comisión Europea
CENER:	Centro Nacional de Energías Renovables
CGO:	Centro de Gestión de Operaciones
CIEDES:	Centro de Investigaciones Estratégicas y de Desarrollo Económico y Social
CIEMAT:	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
CIRCE:	Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CPE:	Customer Premises Equipment
CPU:	Central Processing Unit
CT:	Centro de Transformación
DC:	Direct Current
DER:	Distributed Energy Resources

EDAR:	Estación Depuradora de Aguas Residuales
EP:	Electrónica de Potencia
ESE:	Empresa de Servicios Energéticos
EVA:	Etil-Vinilo Acetato modificado
FO:	Fibra Óptica
GAD:	Gestión Activa de la Demanda
GD:	Generación Distribuida
GID:	Gestor Inteligente de Distribución
GPRS:	General Packet Radio Service
IBM:	International Business Machines
ICT:	Information and Communications Technology
IDAE:	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IDEA:	Agencia de Innovación y Desarrollo de Andalucía
IED:	Intelligent Electronic Device
IP:	Internet Protocol
IREC:	Instituto de Investigación en Energía de Cataluña
JETRO:	Japan External Trade Organization
KPI:	Key Performance Indicator
LED:	Light-Emitting Diode
mDER:	mini Generación y almacenamiento
MPLS:	Multiprotocol Label Switching
MT:	Media Tensión
NEDO:	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NIEPI:	Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada
OCDE:	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
ORSE:	Órgano Regional de Mediación del Servicio Eléctrico
OSINERGMIN:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
OSPF:	Open Shortest Path First
PC:	Personal Computer

PF:	Punto Frontera
PLC:	Power Line Carrier
PM:	Primera Maniobra
Profibus:	PROcess Field BUS
PYME:	Pequeña Y Mediana Empresa
RFID:	Radio Frequency IDentification
RTU:	Remote Terminal Unit
SaaS:	Software as a Service
SAI:	Sistema de Alimentación Ininterrumpida
SABT:	Supervisión Avanzada de Baja Tensión
SAD:	Sistema de Almacenamiento Doméstico
SBT:	Supervisión de Baja Tensión
SCADA:	Supervisory Control And Data Acquisition
SDH:	Synchronous Digital Hierarchy
SGAD:	Sistema de Gestión Activa de la Demanda
SOC:	State Of Charge
TCP:	Transmission Control Protocol
THD:	Total Harmonic Distortion
TIC:	Tecnologías de la Información y la Comunicación
TIEPI:	Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada
TV:	Televisión
UCT:	Unidad Compacta de Telemando
VLAN:	Virtual Local Area Network
VPN:	Virtual Private Network
VRF:	Virtual Routing and Forwarding
V2G:	Vehicle to Grid
V2H:	Vehicle to Home
Wi-Fi:	Wireless Fidelity
WiMAX:	Worldwide Interoperability for Microwave Access
μDER:	micro Generación y almacenamiento

Relación de figuras

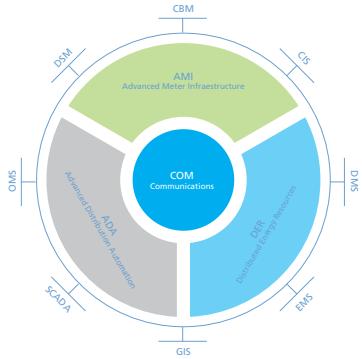


Fig. 1. Arquitectura Smart Grid (pág. 15)



Fig. 2. Generación distribuida (pág. 18)

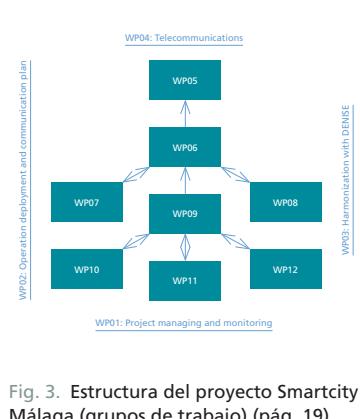


Fig. 3. Estructura del proyecto Smartcity Málaga (grupos de trabajo) (pág. 19)

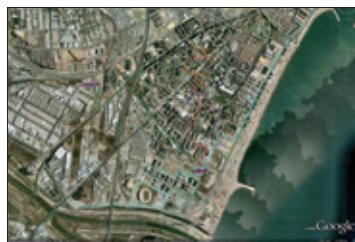


Fig. 4. Red de distribución de Smartcity Málaga (pág. 26)

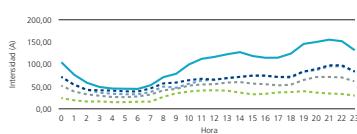


Fig. 5. Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de enero del año 2010 (pág. 27)

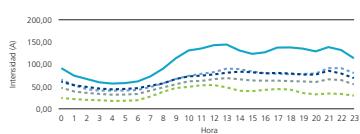


Fig. 6. Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de julio del año 2010 (pág. 27)

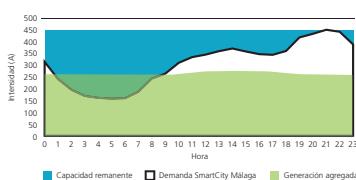


Fig. 7. Análisis de las diferentes tecnologías disponibles en la zona Smartcity Málaga, para la demanda media diaria en invierno (pág. 28)

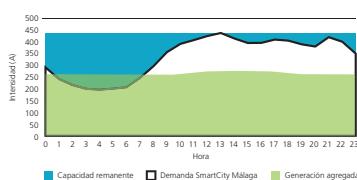


Fig. 8. Análisis de las diferentes tecnologías disponibles en la zona Smartcity Málaga, para la demanda media diaria en verano (pág. 28)



Fig. 9. Vista general de la zona Smartcity Málaga, con los CDs/CTs integrados en la red de comunicaciones (pág. 31)

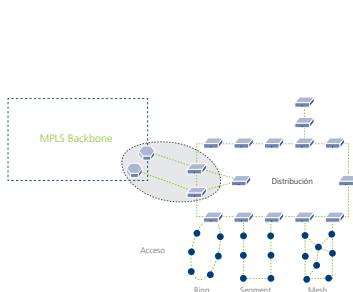


Fig. 10. Topología de la red de comunicaciones (pág. 32)

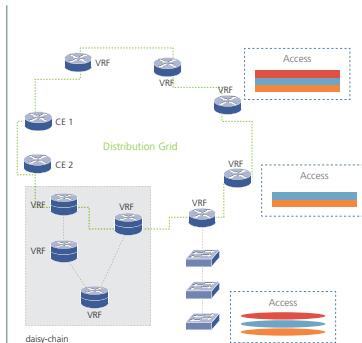


Fig. 11. Red de Acceso (pág. 34)



Fig. 12. Contador instalado por Endesa en el Proyecto Smartcity Málaga



Fig. 13. Detalle de la colocación de contadores por un operario de Endesa en el Proyecto Smartcity Málaga (pág. 36)



Fig. 14. Colocación de contadores por un operario de Endesa en el Proyecto Smartcity Málaga (pág. 37)



Fig. 15. Concentrador instalado por Endesa en el Proyecto Smartcity Málaga



Fig. 16. Proyecto de Telegestión de Endesa: Curva horaria de consumo de energía activa y reactiva (pág. 38)



Fig. 17. Proyecto de Telegestión de Endesa: Curva diaria de consumo de energía activa y reactiva (pág. 38)



Fig. 18. Proyecto de Telegestión de Endesa: Potencia máxima (pág. 38)



Fig. 19. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF (pág. 41)

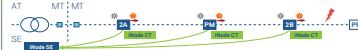


Fig. 20. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs (pág. 42)



Fig. 21. Cuadro de BT



Fig. 22. Sensores de línea de BT

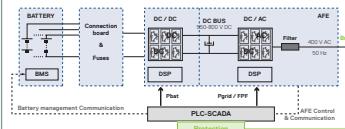


Fig. 23. Diagrama de bloques del sistema de almacenamiento (pág. 47)

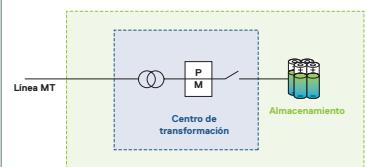


Fig. 24. CT con almacenamiento conectado a un nodo de MT de la red de distribución (pág. 48)

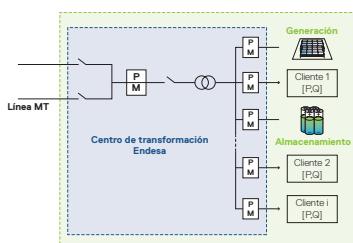


Fig. 25. CT con consumo, generación y almacenamiento (pág. 49)



Fig. 26. Generación y almacenamiento distribuido en la red de Smartcity Málaga (pág. 50)

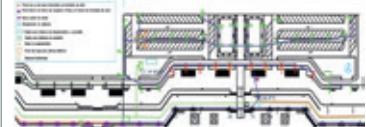


Fig. 27. Esquema de la microrred del Paseo Marítimo «Antonio Banderas» de Málaga (pág. 50)



Fig. 28. Aerogenerador UGE-4K



Fig. 29. Sistemas de micro-generación integrados en farolas (pág. 52)



Fig. 30. Farolas con paneles solares fotovoltaicos incorporados (p. 53)

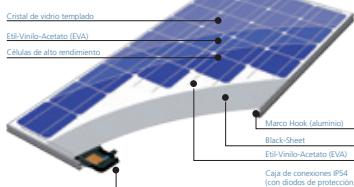


Fig. 31. Módulo fotovoltaico modelo A-95P de ATERSA (pág. 54)



Fig. 32. Instalación de los inversores PV-1 y PV-5

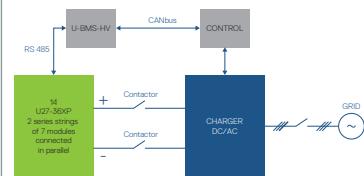


Fig. 33. Esquema de instalación de los equipos del sistema de almacenamiento (pág. 54)



Fig. 34. Imagen del armario instalado y su interior con las baterías de almacenamiento

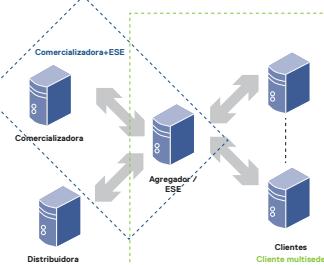


Fig. 35. Agentes implicados en la gestión activa de la demanda (pág. 58)

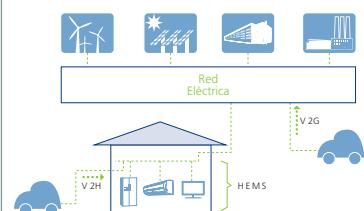


Fig. 36. Integración de vehículos eléctricos con capacidad de almacenamiento y descarga de energía (Fuente: <http://www.itrc.jp/>) (pág. 60)

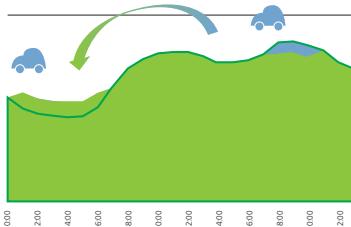


Fig. 37. Aplanamiento de la curva de demanda mediante vehículos eléctricos puntos de recarga V2G (Fuente: Red Eléctrica de España) (pág. 61)



Fig. 38. Punto de recarga V2G desarrollado en Smartcity Málaga (pág. 62)

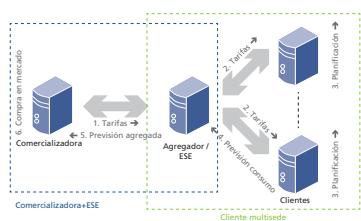


Fig. 39. Esquema SGAD Energía (pág. 69)

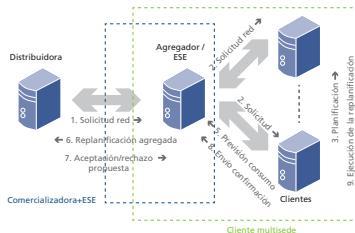


Fig. 40. Esquema SGAD Potencia (pág. 69)

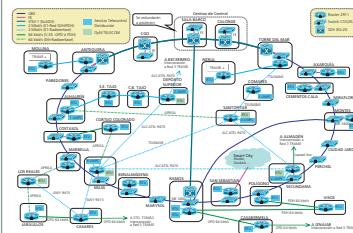


Fig. 41. Esquema físico de la red de fibra óptica desplegada (pág. 74)

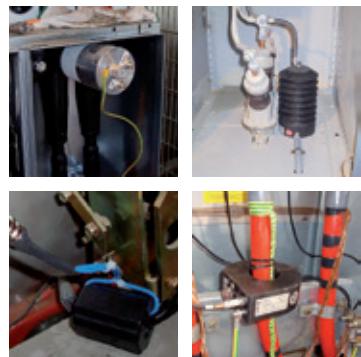


Fig. 42. Ejemplos de sistemas de acople para comunicación PLC



Fig. 43. Routers PLC/WiMAX

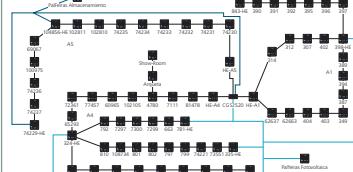


Fig. 44. Esquema físico de la red de acceso desplegada (pág. 76)

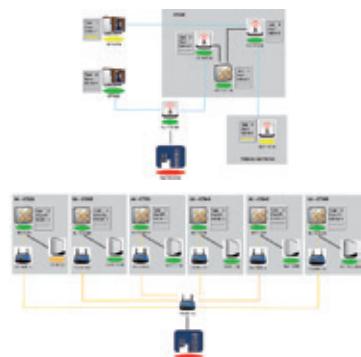


Fig. 45. Red WiMAX desplegada

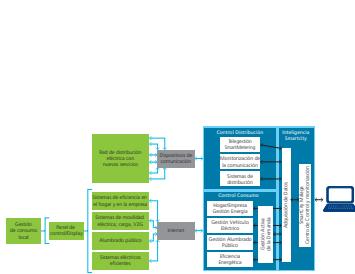


Fig. 46. Esquema de los diferentes sistemas implementados (pág. 77)

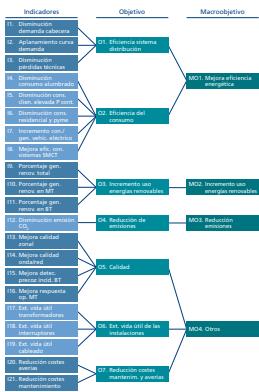


Fig. 47. Árbol de relaciones entre indicadores, objetivos y macroobjetivos (pág. 78)



Fig. 48. Interfaz detallado de los macroobjetivos (pág. 79)

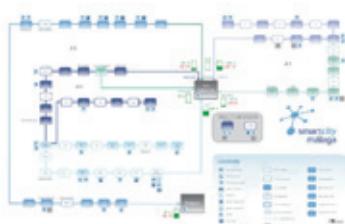


Fig. 49. Sinóptico de la red Smartcity Málaga



Fig. 50. Interfaz asociada al CT 80159



Fig. 51. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs e iNodes (pág. 81)

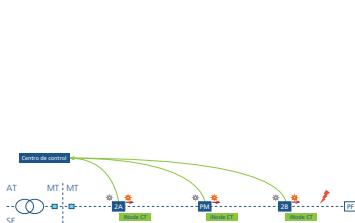


Fig. 52. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs y centro de control (pág. 82)

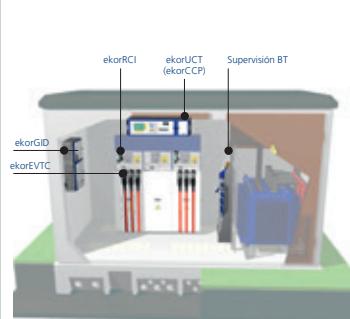


Fig. 53. Esquema de centro de transformación automatizado (pág. 83)



Fig. 54. Equipo ekorGID en CT-307 Guindos

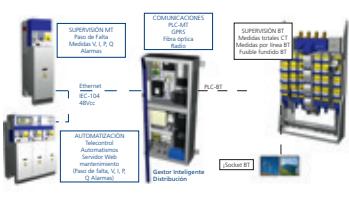


Fig. 55. Gestor Inteligente de Distribución ekorGID (pág. 85)



Fig. 56. Unidad de control integrado ekorRCI



Fig. 57. Unidad ekorUCT sobre celda



Fig. 58. Supervisión de BT integrada en GID



Fig. 59. Equipo receptor de BT



Fig. 60. Monitorización de la red de BT (pág. 88)

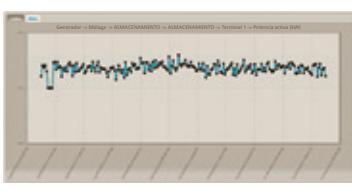


Fig. 61. Monitorización de la red de BT (ejemplo de curva de potencia) (pág. 88)

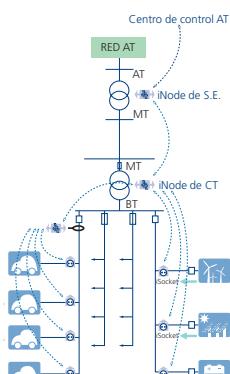


Fig. 62. Esquema simplificado de arquitectura de control. iNodes-iSockets (pág. 90)

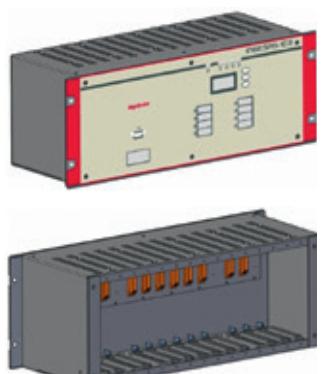


Fig. 63. Equipo INGESAS desarrollado por Ingeteam Technology (iNodeSE)

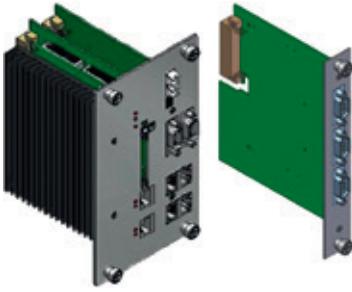


Fig. 64. Módulos del equipo INGESAS (iNodeSE)



Fig. 65. iNodeCT desarrollado por GPTech



Fig. 66. Montaje de la tarjeta 06028_06028_2002_01 y Rabbit



Fig. 67. Tarjeta Rabbit RCM4000 del iSocket



Fig. 68. Microgeneración instalada en Málaga (pág. 97)

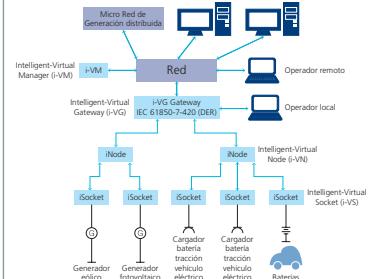


Fig. 69. Esquema de arquitectura de control (pág. 98)

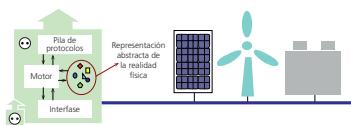


Fig. 70. Control de microrredes (pág. 98)

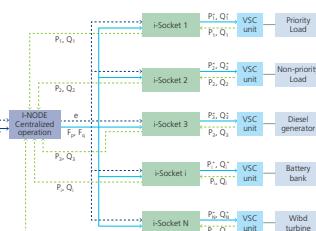


Fig. 71. Esquema de control en modo centralizado (pág. 104)

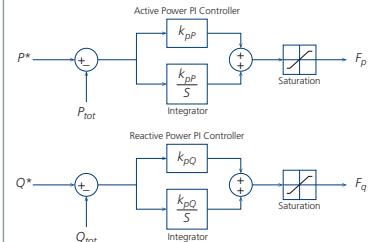


Fig. 72. Control del iNode (pág. 99)

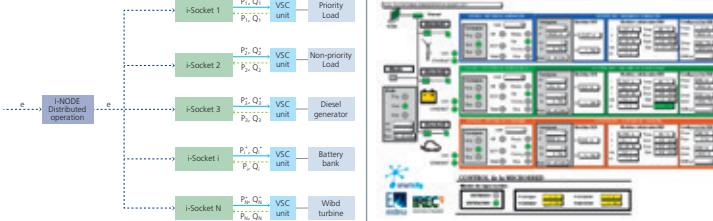


Fig. 73. Esquema de control en modo distribuido (pág. 101)

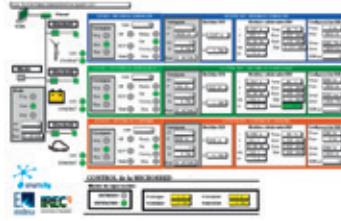


Fig. 74. SCADA IEC 61850 de la microrred

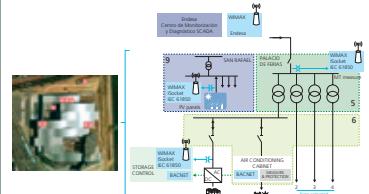


Fig. 75. Instalación de mini-almacenamiento en CT del Palacio de Ferias y Congresos (pág. 104)

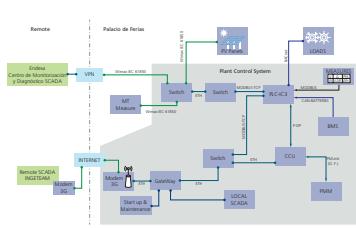


Fig. 76. Mini-almacenamiento en CT del Palacio de Ferias y Congresos. Diagrama de comunicaciones (pág. 105)



Fig. 77. SAD desarrollado

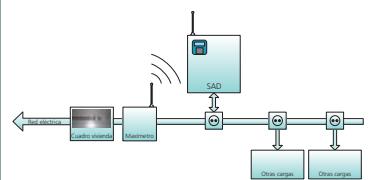


Fig. 78. Conexión del SAD (pág. 109)



Fig. 79. Convertidor de potencia del SAD (pág. 111)

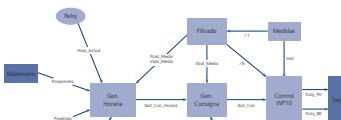


Fig. 80. Estructura de control implementada (pág. 111)



Fig. 81. Estructura del sistema DANCA (pág. 115)



Fig. 82. Descripción ENEFGY (pág. 115)

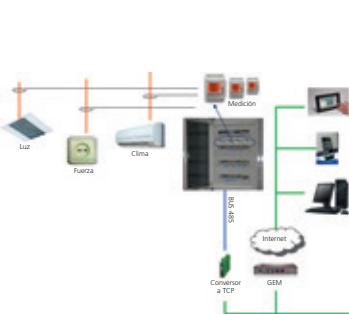


Fig. 83. Sistema EUGENE PROFESSIONAL



Fig. 84 Esquema del sistema GREENWAVE



Fig. 85. Sobre-enchufe del sistema GNRGY



Fig. 86. Esquema del sistema GNRGY (pág. 118)



Fig. 87. Sistema EUGENE HOME

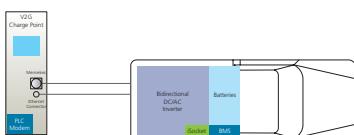


Fig. 88. Esquema de conexión del cargador con el punto de recarga (pág. 122)

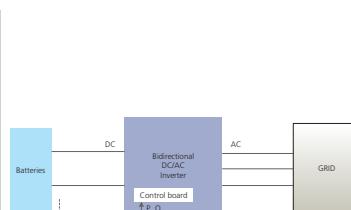


Fig. 89. Detalle de la estructura de los componentes de control y comunicaciones (pág. 122)



Fig. 90. Vehículo eléctrico adaptado y punto de recarga V2G desarollados. Detalle del punto de recarga (pág. 124)

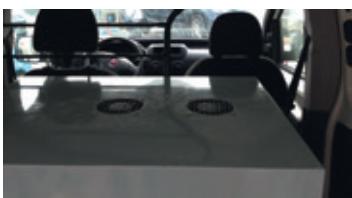


Fig. 91. Equipo de conversión del vehículo a V2G



Fig. 92. Incremento del uso de las energías renovables (pág. 129)



Fig. 93. Reducción de emisiones de CO₂ (pág. 129)



Fig. 94. Mejora de la eficiencia energética (pág. 131)

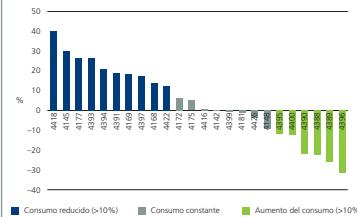


Fig. 95. Tendencias de consumo obtenidas (pág. 131)



Fig. 96. Smart Grid Service Center. Smartcity Barcelona (pág. 138)



Fig. 97. Smartcity Barcelona. Alcance y cifras (pág. 138)



Fig. 98. Áreas de trabajo en Búzios, Brasil (pág. 139)



Fig. 99. Despliegue de contadores inteligentes en Búzios, Brasil



Fig. 100. Esquema de la central de generación hidroeléctrica de El Hierro (pág. 141)



Fig. 101. Esquema del primer prototipo de ciudad inteligente de Chile (pág. 143)

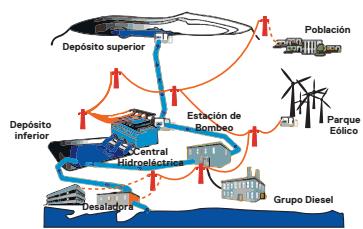


Fig. 102. Gráfico de elementos que conforman la central hidroeléctrica de El Hierro

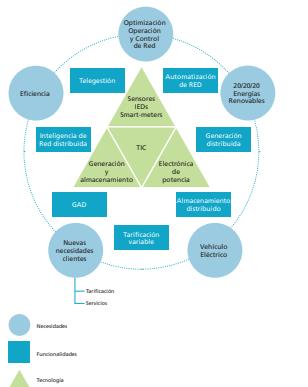


Fig. 103. Smart Grids (pág. 146)

Índice de tablas

Tabla 1.	Número de CDs/CTs por línea de MT.....	25
Tabla 2.	Características del SAD desarrollado.....	110
Tabla 3.	Características del punto de recarga.....	121
Tabla 4.	Magnitudes principales de El Hierro	140

EDITA:

Dirección General de Distribución de Endesa

DISEÑO:

Cromotex

MAQUETACIÓN Y PREIMPRESIÓN:

Cromotex

IMPRESIÓN:

Offsetti

Este libro ha sido producido bajo las normas ISO 9001:2008 Sistema de Gestión de la Calidad, e ISO 14001:2004 Sistema de Gestión Medioambiental y verificada según el EMAS. Dichos sistemas verifican que en todo momento el proceso se realiza optimizando tanto la parte productiva como la gestión de residuos de acuerdo a la normativa vigente. Todos los papeles empleados proceden de bosques gestionados de manera responsable y han sido fabricados libre de cloro elemental (ECF) con pH neutro y están libres de metales pesados. Papel adecuado para archivo según la norma ISO 9076



Impreso en papel certificado FSC®



