



II CONGRESO  
**SMART GRIDS**  
Madrid 27-28 Octubre 2014

# LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZA:



**GRUPOTECMARED**

CO- ORGANIZA:



Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico



APOYO INSTITUCIONAL:





II CONGRESO  
**SMART GRIDS**  
Madrid 27-28 Octubre 2014

**LIBRO DE COMUNICACIONES**

**II Congreso Smart Grids**

**27-28 Octubre 2014**

**Madrid**

Organizado por:



**GRUPOTECMARED**

Co-Organizado por:



Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico



Editado por:

Grupo Tecma Red S.L.  
C/ Jorge Juan 31, 1º izq.  
28001 Madrid, España  
Tel: (+34) 914 31 21 06  
Fax: (+34) 911 01 19 33

Email: [info@grupotecmared.es](mailto:info@grupotecmared.es)

Web: [www.grupotecmared.es](http://www.grupotecmared.es)

ISBN: AE-2014-14012647

Depósito Legal: M-29110-2014

Copyright: © 2014 Grupo Tecma Red S.L.

Todos los derechos reservados por Grupo Tecma Red S.L. Queda prohibida la reproducción total o parcial de todos los contenidos de este libro bajo cualquier método incluidos el tratamiento digital sin la previa y expresa autorización por escrito de Grupo Tecma Red S.L.

## INTRODUCCIÓN - GRUPO TECMA RED

El II Congreso Smart Grids, que se celebrará en Madrid los días 27 y 28 de Octubre, está consolidado como el principal foro de encuentro profesional a nivel nacional para abordar de forma integral los diferentes aspectos que conforman las Smart Grids.

El Congreso es un evento multidisciplinar dirigido a profesionales y empresas de todos los sectores relacionados, directamente o indirectamente, con las Smart Grids, cómo las: Compañías Energéticas; Fabricantes y Proveedores de Productos y Sistemas; Energías Renovables y Autoconsumo; Empresas relacionadas con Vehículos Eléctricos; Instaladores y Mantenedores; Ingenierías; Proveedores de Servicios; ESEs; Administración Pública; Centros Tecnológicos; Ingenieros; I+D+i; Asociaciones, etc.

El objetivo es que el Congreso permitirá a los asistentes conocer las últimas novedades y aspectos tecnológicos, estratégicos, económicos, normativos, legales, además de los proyectos más innovadores, de las redes eléctricas inteligentes, tanto a nivel Europeo, como nacional.

Destaca también el componente de Networking de alto nivel, permitiendo a los congresistas participar en el intercambio de ideas y opiniones entre los principales agentes implicados en el desarrollo de este nuevo mercado.

### Temáticas y contenidos

En el Congreso se contemplarán una amplia variedad de áreas y temáticas a través de ponentes destacados por su experiencia, conocimientos y capacidad de comunicar.

Es importante conocer que, para garantizar la máxima representatividad, calidad y relevancia de los contenidos del Congreso, ha sido establecido un Comité Técnico de reconocido prestigio que ha definido el contenido del programa del II Congreso Smart Grids (ver página VII para el listado completo de los Miembros del Comité Técnico).

Y con el fin de dar respuesta al planteamiento abierto, participativo y variado del Congreso, se ha realizado un llamamiento de comunicaciones, invitando a todos los actores del sector a presentar propuestas de comunicaciones en las diferentes categorías:

- Automatización en la red: Generación, Transporte y Distribución en las Smart Grids
- Integración de Energías Renovables / Almacenamiento Energético en las Smart Grids
- El Consumidor en las Smart Grids: Vehículo Eléctrico, Smart Buildings, Smart Industry, Smart Home, Contadores Inteligentes y Autoconsumo en las Smart Grids
- Seguridad, Privacidad, Interoperabilidad y Telecomunicaciones en las Smart Grids
- Mercado y Modelos de Negocio de las Smart Grids

De las comunicaciones finales que fueron recibidas y valoradas por los miembros del Comité Técnico, 22 se presentarán oralmente en el Congreso, y se publican un total de 51 en este Libro de Comunicaciones, ordenadas primeramente por temáticas, y dentro de cada temática, por orden de llegada de las propuestas.

Además de estas 22 ponencias, en el Congreso habrá 3 Ponencias Magistrales sobre temáticas estratégicas y 3 Mesas Redondas que presentarán debates sobre aspectos clave para el desarrollo del sector de las Smart Grids.

### Agradecimientos

El II Congreso de Smart Grids está organizado por Grupo Tecma Red, con la co-organización de: Futured y AFME, cuyo trabajo quiero agradecer. También quiero resaltar el gran Apoyo Institucional que ha prestado el Ministerio de Economía y Competitividad, a través de su Dirección General de Innovación y Competitividad, y el Ayuntamiento de Madrid, a través de Madrid Emprende.

Gracias también a todas las entidades interesadas Colaboradoras que han participado en la promoción y difusión del Congreso: A3E, ACOGEN, AEDIVE, AFBEL, AFCE, AMETIC, AMI, ANAE, ANESE, BREEAM.ES, CAMARA DE COMERCIO ALEMANA, CEDOM, CEDER/CIEMAT, CENER, CENTRO NACIONAL DEL HIDROGENO, CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGIA, CNI, COIIM, COIT, COITT, CONAIF, CREVER, EMVS, ENERAGEN, ENGINYERS INDUSTRIALS DE CATALUNYA, ETSII-UPM, EURELECTRIC, FECOTEL, FENIE, IMDEA ENERGIA, IO-CSIC, KNX España, LONMARK, MDHD UPM, OSGP ALLIANCE, PLANETIC, RECI, AYUNTAMIENTO RIVAS VACIAMADRID, SERCOBE, TECNALIA, UNEF, ETSE-UV.

El Congreso ha contado con varios Patrocinadores, sin cuya aportación no hubiese sido posible la celebración de un evento de alto nivel y calidad:

- Patrocinio Oro: DigSilent
- Patrocinio Plata: Ambilamp, Bosch, Gas Natural, Jofemar, Schneider Electric, Vodafone
- Patrocinio Bronce: 3M

No quiero terminar sin destacar que, realizar el II Congreso Smart Grids y publicar este libro, no hubiera sido posible sin todos los profesionales que generosamente han querido transmitir su conocimiento y participar en el Congreso, a través de sus comunicaciones. Quiero también destacar mi agradecimiento especial a todos los integrantes del Comité Técnico, por el tiempo y esfuerzo que han dedicado a proponer contenidos, valorar comunicaciones y asistir a las reuniones para definir el programa del Congreso.

Por supuesto, también agradecer a todos los congresistas que han apostado por participar en el II Congreso Smart Grids, sin los que el Congreso carecería de sentido.

## Conocimiento para afrontar el futuro

Finalmente quiero manifestar que el intercambio de conocimiento y experiencias, y la generación de redes colaborativas en torno a las Smart Grids, a todos los participantes en este Congreso, nos permite, cada uno desde su perspectiva, estar mejor preparados para afrontar la gran evolución en el sector energético que traerán consigo el futuro despliegue de las Smart Grids.

Espero que el II Congreso Smart Grids cumpla todas las expectativas que ha generado y sirva para afianzar las bases de un futuro mejor para todos. Gracias por vuestro apoyo, trabajo e interés de todos.

Madrid, Octubre 2014

### Stefan Junestrand

Dr. Arquitecto

Director del II Congreso Smart Grids & Director General Grupo Tecma Red S.L.

## INTRODUCCIÓN - FUTURED

Las Smart Grids representan una evolución de las redes eléctricas tradicionales, dirigida a introducir inteligencia en el sistema con el fin de integrar el comportamiento y las acciones de todos los agentes conectados a ellas: generadores, transportistas, distribuidores y consumidores. Para dotarlas de inteligencia, es necesario incorporar a la red eléctrica actual elementos que permitan que, junto a los flujos de energía, se transmitan flujos de información. La interacción de los agentes hará que el suministro eléctrico sea más sostenible, eficiente y seguro.

De forma general el desarrollo de las redes inteligentes mejorará la competitividad de nuestro país y producirá beneficios para los sectores tecnológico, eléctrico e industrial. Según el estudio realizado recientemente por Boston Consulting Group, las inversiones en redes inteligentes, que requerirán un esfuerzo económico del orden de 10.000 millones durante los próximos diez años, generarán un valor añadido de entre dos y tres veces y media esa inversión. Adicionalmente, la mayor eficiencia reducirá la dependencia energética de España en 5,3 puntos porcentuales en 2020, o lo que es lo mismo, evitará importaciones de combustibles fósiles por valor de 4.000 millones de euros al año. Las emisiones de CO2 bajarán el 3,7% (15 millones de toneladas) en 2020.

En Europa, varios estados miembros (Austria, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Rumanía, España, Suecia y el Reino Unido) están inmersos en un despliegue a gran escala de contadores inteligentes antes de 2020. España ha sido uno de los primeros países en los que, de forma masiva, ha comenzado el cambio de equipos. Esto supone un esfuerzo adicional, debido a la necesidad de utilización de nuevas tecnologías que, como es lógico, tienen su curva de maduración. No obstante, como país tenemos una importante cantidad de recursos de calidad que están permitiendo dar respuestas de forma eficiente a los nuevos retos que presenta el despliegue de contadores y el de redes inteligentes en general.

En este sentido, Futured, Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas, nace en 2005 para ayudar a la unificación de esfuerzos en una estrategia común de desarrollo tecnológico necesaria para la implantación de la red inteligente. Integra para ello a todos los agentes implicados en el sector, las propias empresas de transporte y distribución eléctricas que refuerzan así su colaboración, los proveedores de bienes y servicios que tienen un foro que permite orientar sus desarrollos, organismos de investigación, universidades que pueden orientar su actividad hacia unas necesidades más acordes con la realidad empresarial e industrial y la propia administración que por un lado apoya esta actividad y por otro obtiene información de primera mano sobre los planes de desarrollo de la red.

Como sector, necesitamos foros de difusión en los que intercambiar información y difundir los retos y las soluciones que se van planteando con las nuevas demandas sobre la red, y que complementen el trabajo interno que se realiza dentro de los distintos organismos y en los grupos de trabajo de Futured. El Congreso Smart Grids es un foro de primer nivel en el que se dan cita un número importante de expertos del sector de las redes eléctricas, junto con agentes relevantes de la Administración, para debatir sobre la situación del sector. Combina debates sobre los nuevos objetivos y servicios de las Smart Grids en el panorama nacional y europeo con ponencias sobre tecnología, resultados de proyectos de I+D y experiencias en el despliegue real de soluciones Smart en la red. Después del éxito del primer Congreso de 2012, esperamos en esta edición un crecimiento en el interés que consolide el evento como referente nacional en la transmisión de experiencias en el área de distribución eléctrica.

Madrid, Octubre 2014

**Blanca Losada**

Presidenta

Futured

## INTRODUCCIÓN - AFME

La Unión europea (UE) está diseñando una política energética ambiciosa en materia de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, incremento de la cuota de energías renovables en el consumo de energía y mejora de la eficiencia energética.

Para 2020 se establecieron los objetivos 20/20/20 pero la Comisión Europea ya ha planteado una nueva propuesta más ambiciosa para 2030. Un 40% de reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, un incremento del 27 % de la cuota de las energías renovables en el consumo de energía y una mejora de la eficiencia energética de un 30 %.

Europa está acompañando la política energética con programas de fomento del I+D para promover la investigación en materia de energía. El programa Horizonte 2020 destina fondos de casi 6.000 millones de euros para apoyar el desarrollo de una energía limpia, segura y eficiente, y para el desarrollo sostenible.

El concepto de transformación de las actuales redes eléctricas hacia las Smart Grids es clave para cumplir con los objetivos antes mencionados. Las Smart Grids facilitan la integración de las energías renovables en la red así como en la implantación de la generación distribuida (autoconsumo, contadores inteligentes, vehículo eléctrico, micredes, etc.), proporcionando al consumidor herramientas para mejorar la eficiencia energética.

Las Smart Grids comienzan a ser una realidad en España, siendo uno de los países europeos con mayor número de proyectos piloto en marcha. La implementación del Plan Nacional de Contadores, pionero en Europa, los desarrollos en la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico, la implantación de micredes y los numerosos proyectos de I+D y de demostración que se están llevando a cabo son señales evidentes del gran trabajo que se está desarrollando en nuestro país.

Desde la primera edición del Congreso, AFME ha apostado por disponer de un foro multidisciplinar de las Smart Grids en España y por eso, ha trabajado en la organización del II Congreso de Smart Grids junto a Futured y el Grupo Tecma Red.

A pesar de que ya existen muchas soluciones y tecnologías disponibles en el mercado es necesario seguir investigando e innovando, y el Congreso proporciona una magnífica oportunidad para compartir estos conocimientos y experiencias entre los profesionales del sector.

Los miembros de la Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (AFME) son proveedores de tecnología y soluciones enfocadas principalmente a la baja tensión desde hace décadas. Uno de los objetivos de la industria del material eléctrico de baja tensión es facilitar soluciones en el campo de las Smart Grids para los usuarios de los sectores industrial, terciario y residencial. Nuestra Industria está continuamente desarrollando nuevos equipos y sistemas que conectan a los usuarios con la Smart Grid y les ayudarán a sacar el mayor provecho posible de su energía.

La transformación hacia las Smart Grids no es un cambio de hoy para mañana. Es una evolución continua que debe basarse en una buena planificación y apoyarse en un marco legislativo y normativo adecuado.

La energía del futuro es la energía eléctrica. Las Smart Grids son imprescindibles para un futuro sostenible.

Madrid, Octubre 2014

**Andrés Carasso Vendrell**

Secretario General - Gerente  
AFME

## MIEMBROS COMITÉ TÉCNICO

Para garantizar la máxima representatividad, calidad y relevancia de los contenidos del Congreso, ha sido establecido un Comité Técnico de reconocido prestigio que ha valorado todas las comunicaciones y definido el contenido del programa. Ha sido constituido por los siguientes representantes de los diversos Apoyos Institucionales, Profesionales y Colaboradores del Congreso:

- **Angel Díaz Gallo**, Director del Área de Negocio Smart Grids, TECNALIA
- **Angel Silos**, AFBEL
- **Arcadio Gutiérrez Zapico**, Director General, Club Español de la Energía
- **Bárbara Fernández-Revuelta Fernández-Durán**, Subdirectora General Adjunta, Subdirección General Colaboración Público-Privada, Ministerio de Economía y Competitividad
- **Carlos Ventura Quilón**, Representante Red Española de Ciudades Inteligentes, RECI
- **José Donoso**, Director General, UNEF
- **Fernando García Martínez**, FUTURED
- **Inés Leal**, Directora Editorial, Grupo Tecma Red S.L.
- **Javier Domínguez**, Gerente, FENIE
- **Javier Martínez de Quesada**, D. G. Comercio y Desarrollo Económico “Madrid Emprende”, Ayuntamiento de Madrid
- **Javier Rodríguez**, Vocal Junta Directiva, AFCE
- **Jorge Tello Guijarro**, Redes Activas e Integración Recursos Energéticos Distribuidos, EURELECTRIC
- **José Javier Medina**, Decano, COITT
- **José María García Casasnovas**, Presidente Comisión de Energía, COEIC
- **Juan Gascón Cánovas**, Director de Servicios y Contenidos Digitales e I+D+i, AMETIC
- **Luis Francisco Alés Esteban**, Presidente de la Comisión de Sistemas de Control, COIIM
- **Luis Hernández Callejo**, Director Smart Grids, CEDER-CIEMAT
- **Mar Duque**, Directora General, AFBEL
- **Miguel Ángel García Argüelles**, Director Gerente, FENITEL
- **Mónica Aguado Alonso**, Directora Dpto. Integración en Red de Energía Renovables, CENER
- **Noelia Miranda Santos**, Responsable Desarrollo Técnico y Formación, COIT
- **Oscar Querol**, Director Técnico, AFME
- **Stefan Junstrand**, Director General, Grupo Tecma Red S.L.

## INDICE

### AUTOMATIZACIÓN EN LA RED: GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN EN LAS SMART GRIDS:

<b>SMARTGRIDS: PLANIFICACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, PROYECTO “ERABLE” DE ERDF</b>	<b>1</b>
<i>Xavier Robe, Ana Morales y Guillaume Roupioz</i> DlG SILENT Ibérica y ERDF	
<b>SOFTWARE DE GESTIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE MICRORREDES CEMOS</b>	<b>7</b>
<i>Sindia Casado Casado, Mikel Santamaría Rubio y Mónica Aguado Alonso</i> CENER	
<b>SISTEMA SELF-HEALING PARA LA REGENERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN</b>	<b>13</b>
<i>Ángel Silos Sánchez</i> Schneider Electric	
<b>LA TERMINACIÓN INTELIGENTE: UN COMPONENTE INNOVADOR PARA PERMITIR EL DESARROLLO DE REDES INTELIGENTES</b>	<b>19</b>
<i>Roberto Calone y Fabio Giammanco</i> Enel y Endesa S.A.	
<b>GRID4EU – MONITORIZACIÓN Y CONTROL EN REDES DE BAJA TENSIÓN</b>	<b>24</b>
<i>David Pampliega Ruiz y Enrique Ramos Martínez</i> Schneider Electric	
<b>ARQUITECTURA DE REFERENCIA PARA SMART GRIDS BASADA EN COMPUTACIÓN AUTONÓMICA</b>	<b>30</b>
<i>J. Pérez, J. Díaz, C. Vidal, J. Garbajosa, A. Yagüe y C. Fernández-Sánchez</i> Universidad Politécnica de Madrid	
<b>GESTIÓN ÓPTIMA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS CONSIDERANDO RESTRICCIONES ELÉCTRICAS</b>	<b>36</b>
<i>Guillem Viñals Canal, Mónica Aragüés Peñalba y Oriol Gomis Bellmunt</i> CITCEA-UPC y Universidad Politécnica de Cataluña	
<b>SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA LA GESTIÓN DE UNA MICRO RED MEDIANTE TECNOLOGÍA PLC PRIME</b>	<b>42</b>
<i>Noelia Uribe Pérez, Luis Hernández Callejo, David de la Vega Moreno, Pablo Angueira Buceta y Txetxu Arzuaga Canals</i> CEDER-CIEMAT, Universidad del País Vasco y ZIV Group Company	
<b>IMPLANTACIÓN Y RESULTADOS EXPERIMENTALES DE SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>48</b>
<i>Quintín Corrienero Salinero, Pablo Nicolás Álvarez y José Coto Aladro</i> EDP HC Energía y Universidad de Oviedo	

### INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES / ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN LAS SMART GRIDS:

<b>MODELO DE GESTIÓN ESTRATÉGICO PARA EL DESARROLLO DE REDES INTELIGENTES BASADAS EN ENERGÍAS RENOVABLES PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE Y SOSTENIBLE DE LAS ISLAS GALÁPAGOS – ECUADOR</b>	<b>54</b>
<i>Milton Aguas</i> Empresa Eléctrica Provincial Galápagos	
<b>UN NUEVO PARADIGMA EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN MULTI-AGENTES</b>	<b>59</b>
<i>Felipe Alvarez-Cuevas Figuerola, José Comabella López, Susana Carillo Aparicio, José Francisco Sanz, Marta Calavia, Juan Manuel Perié y José Antonio Domínguez</i> Endesa y CIRCE	
<b>SISTEMA DE CONTROL ÓPTIMO CENTRALIZADO DE POTENCIA REACTIVA Y TENSIONES EN PARQUES EÓLICOS/PV</b>	<b>65</b>
<i>Daniel Morales Wagner, Adolfo Gastalver Rubio, Esther Romero Ramos, José María Maza Ortega, Ángel Luis Trigo García, Juan Manuel Maurício, Francisco Galván González, José Ángel Díaz Álvarez, José Manuel Rodrigo Jiménez y Rubén Gutiérrez Otero</i> Ingelectus Innovative Electrical Solutions SL, Universidad de Sevilla y EDPR	
<b>GESTIÓN INTELIGENTE DE LA DISTRIBUCIÓN PARA OPTIMIZACIÓN REGIONAL DE LA DEMANDA Y DEL SUMINISTRO</b>	<b>71</b>
<i>Igor Dremelj, Sami Haapamäki, Toshiaki Asano, Iñigo Cobelo, Jon Anduaga y Asier Gil de Muro</i> Landis+Gyr y TECNALIA	

<b>SAGER II: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A GRAN ESCALA PARA LA RED ELÉCTRICA</b>	<b>77</b>
<i>Jesús María Rodríguez y José Angel Alzola Echazarra</i>	
AEG Power Solutions Ibérica y Tecnalía	
<b>DESARROLLO DE UNA MICRORRED DE LABORATORIO PARA ESTUDIOS DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES A LA RED ELÉCTRICA</b>	<b>83</b>
<i>Eduardo Prieto-Araujo, Andreu Vidal-Clos, Gerard Clariana-Colet, Guillem Vinyals-Canal, Roberto Villafáfila-Robles y Oriol Gomis-Bellmunt</i>	
CITCEA-UPC	
<b>EMULADOR UNIVERSAL PARA MICROREDES EXPERIMENTALES</b>	<b>89</b>
<i>Daniel Montesinos i Miracle, Marc Pagès Giménez, Daniel Heredero, Macià Capó y Tomàs Lledó Ponsati</i>	
TEKNOCEA y CITCEA-UPC	
<b>ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN CICLO DE HIDRÓGENO PARA SISTEMAS AISLADOS</b>	<b>95</b>
<i>Daniel Hidalgo Serrano, Jesús Javier Martín Pérez y Carlos Merino Rodríguez</i>	
Centro Nacional del Hidrógeno	
<b>SISTEMAS DE GENERACIÓN HIDRÁULICA UNA NUEVA FORMA DE ENTENDER LA ENERGÍA</b>	<b>100</b>
<i>Juan Antonio Imbernón y Baptiste Usquin</i>	
Aqualogy	
<b>RECORRIDO POR LAS TECNOLOGÍAS ACTUALES DE BATERÍAS PARA ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN SMART GRIDS</b>	<b>105</b>
<i>Paloma Rodríguez Soler, Joaquín Chacón Guadalix y Patricio Peral Galindo</i>	
Albufera Energy Storage S.L.	
<b>AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS EDIFICIOS. HACIA EL CONSUMO CASI NULA GRACIAS A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA</b>	<b>111</b>
<i>Pere Soria</i>	
CIRCUTOR	
<b>SOLUCIONES TECNOLÓGICAS PARA MICRO-REDES, UNIDADES BÁSICAS DE LA SMART GRID</b>	<b>117</b>
<i>Carlos Lezana</i>	
Ingeteam	
<b>PROYECTO PIONERO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍA DOBLE EN BRADERUP (ALEMANIA); GESTIÓN MUY FLEXIBLE DE LA ENERGÍA EÓLICA</b>	<b>123</b>
<i>Estefanía Hernández Lugones</i>	
Robert Bosch España, S.L.U.	
 <b>EL CONSUMIDOR EN LAS SMART GRIDS: VEHÍCULO ELÉCTRICO, SMART BUILDINGS, SMART INDUSTRY, SMART HOME, CONTADORES INTELIGENTES Y AUTOCONSUMO EN LAS SMART GRIDS:</b>	
<b>APORTACIÓN DE LA DOMÓTICA E INMOTICA EN LA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDAS Y EDIFICIOS</b>	<b>129</b>
<i>Oscar Querol León</i>	
CEDOM	
<b>LA EVOLUCIÓN DE UN EDIFICIO HACIA UN SMART BUILDING. EL CASO DE ABB EN MADRID</b>	<b>135</b>
<i>Carlos de Palacio Rodríguez</i>	
Asea Brown Boveri S.A.	
<b>¿LOS CONTADORES INTELIGENTES BENEFICIAN A LOS CONSUMIDORES?</b>	<b>140</b>
<i>Francisco Puente Salve</i>	
Escan S.L.	
<b>PARTICIPACIÓN ACTIVA DEL CONSUMIDOR EN EL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>144</b>
<i>Luis Molero Castro y Miguel Angel Recio</i>	
Ericsson España S.A.	
<b>EMULACIÓN DE DOS MICROREDES OPERADAS CONJUNTAMENTE PARA SU PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO</b>	<b>150</b>
<i>Pol Olivella Rosell, Guillem Viñals Canal, Eduardo Prieto Araujo y Joan Bergas Jané</i>	
CITCEA-UPC	

<b>SOLUCIONES DE MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN ENERGÉTICA EN SMART GRIDS INDUSTRIALES. LA SIMBIOSIS DE KALUNDBORG</b>	<b>156</b>
<i>Alejandro Pérez Ayo</i> GridManager Iberia	
<b>CONSUMIDOR ACTIVO DE ENERGÍA: NUEVAS OPORTUNIDADES A PARTIR DEL DATO DE CONSUMO HORARIO DEL CONTADOR INTELIGENTE A TRAVÉS DE TÉCNICAS BIG DATA</b>	<b>161</b>
<i>Pep Salas, Jennifer Carrasco, Stefano Zelco, Ivan Solé y Roger Segura</i> Enerbyte Smart Energy Solutions	
<b>PROBLEMAS Y SOLUCIONES DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA, SU MERCADO Y SU INFRAESTRUCTURA</b>	<b>167</b>
<i>Zorayda Guerrero Vega</i> Atos Worldgrid	
<b>LA CIUDAD COMUNICADA: INTEGRACIÓN DE LAS SMART GRIDS EN LAS SMART CITIES PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA MOVILIDAD PÚBLICA, COLECTIVA Y SOSTENIBLE</b>	<b>170</b>
<i>Matías Fonte-Padilla</i>	
<b>SABADELL SMART BUILDING, COMO ESTRATEGIA HACIA LOS DISTRITOS DE FUTURO DE BAJAS EMISIONES EN LA UE</b>	<b>176</b>
<i>Xavier Izquierdo Vilavella</i> Ayuntamiento de Sabadell	
<b>REDUCIR GASTOS OPERACIONALES REDUCIENDO PARADAS INNECESARIAS</b>	<b>182</b>
<i>Francesc Fornieles Castells y Josep García Fàbrega</i> CIRCUTOR S.A.	
<b>DISEÑO DE LA MICRORED INTELIGENTE I-SARE</b>	<b>186</b>
<i>Giovanna Santamaría, Luis Galo Corzo, Leire Arrizubieta, Eneko Sansinenea, Iñigo Cuevas, Ibón Cerro, Iker Martínez y Ana Aizpuru</i> Jema Energy S.A y Fomento de San Sebastián S.A	
 <b>SEGURIDAD, PRIVACIDAD, INTEROPERABILIDAD Y TELECOMUNICACIONES EN LAS SMART GRIDS:</b>	
<b>INTEGRACIÓN DE TELECOMUNICACIONES PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN LAS ISLAS GALÁPAGOS - ECUADOR</b>	<b>191</b>
<i>Milton Aguas</i> Empresa Eléctrica Provincial Galápagos	
<b>EL NOVIAZGO DE LAS DOS GRANDES REDES: ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES</b>	<b>197</b>
<i>Gerardo Salvador Comino</i> SEINON	
<b>ANÁLISIS DE LA NORMA IEC 61850 Y SU ADECUACION A LA MICRORRED ATENEA</b>	<b>202</b>
<i>David Miguel Rivas Ascaso, Mónica Aguado Alonso y Elisa Zabalba Rico</i> CENER	
<b>EXTINCIÓN DE INCENDIOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE IBERDROLA CON AGENTE EXTINTOR NOVEC 1230</b>	<b>208</b>
<i>Miguel Angel Solana</i> 3M España	
<b>HERRAMIENTAS PARA EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DE REDES DE COMUNICACIONES PARA SMART GRIDS</b>	<b>214</b>
<i>Miguel Seijo, Javier Matanza, Gregorio López, José Ignacio Moreno y Fernando Martín</i> Universidad Carlos III de Madrid, Universidad Pontificia Comillas – ICAI y Unión Fenosa Distribución	
<b>ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DE COMUNICACIONES PARA LECTURA DE CONTADORES INTELIGENTES</b>	<b>221</b>
<i>Luis González Sotres, Javier Matanza Domingo y Cristina Cordón Peralta</i> Universidad Pontificia Comillas	
<b>UN MUNDO ELÉCTRICO CONECTADO, EL PAPEL DE LAS COMUNICACIONES M2M EN EL SMART GRID</b>	<b>227</b>
<i>David Lozano Bravo</i> Vodafone	
<b>IEC 61850 – INTEROPERABILIDAD PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN. DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIONES MULTIVENDOR PARA SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>232</b>
<i>Sebastian Mulder y Elena Henríquez</i> DNV GL Energy	

<b>ABC SOBRE CONTADORES INTELIGENTES. VISIÓN GENERAL DE LA TÉCNOLOGÍA Y PRÓXIMOS PASOS</b>	<b>237</b>
<i>Amir Ahmadzadeh y Elena Henriquez</i> DNV GL Energy	
 <b>MERCADO Y MODELOS DE NEGOCIO DE LAS SMART GRIDS:</b>	
 <b>DESPLIEGUE DE REDES INTELIGENTES EN GAS NATURAL FENOSA: LECCIONES APRENDIDAS</b>	<b>243</b>
<i>Mariano Gaudó Navarro</i> Gas Natural Fenosa	
<b>SMART METERING AS A SERVICE (SMAAS)</b>	<b>249</b>
<i>Julio Echenique y Luis Molero Castro</i> Ericsson España S.A.	
<b>MÁS ALLA DE LOS DATOS DE MEDIDA</b>	<b>255</b>
<i>Francisco Romero Pineda</i> Schneider Electric	
<b>AUTOCONSUMO EN LAS SMART GRIDS: ANÁLISIS ANTE EL CRECIENTE DESAFÍO PARA UN FUTURO SOSTENIBLE</b>	<b>261</b>
<i>José Ignacio Briano, María Jesús Báez y Fernando Usera Rodés</i> ECLAREON	
<b>OPORTUNIDADES DE DESARROLLO DE LAS SMART CITIES Y CONSIDERACIONES PARA ESTABLECER UNA ESTRATEGIA A LARGO PLAZO</b>	<b>267</b>
<i>José Ignacio Briano</i> ECLAREON	
<b>LIFE FACTORY MICROGRID - IMPLANTACIÓN DE UN MODELO DE NEGOCIO SOSTENIBLE DE GESTIÓN ENERGÉTICA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES</b>	<b>273</b>
<i>Joaquín Chacón, Isabel Carrilero y Mónica Aguado</i> Jofemar, S.A. y CENER	
<b>GREEN BUTTON: HELPING CONSUMERS TO FIND AND USE THEIR ENERGY DATA</b>	<b>278</b>
<i>Alicia Carrasco</i> Siemens	
<b>FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES</b>	<b>283</b>
<i>José Ignacio Pradas Poveda</i> SERCUBE	

Hacer esto  
con una  
luminaria  
usada

NO es  
muy saludable

Pero SÍ  
reciclarla.



BAJO CONSUMO



FLUORESCENTES



LEDS RETROFIT



LUMINARIAS



- ✓ Damos solución a todos tus residuos de iluminación
- ✓ Contenedores específicos para recogida continua
- ✓ Recogidas puntuales a petición
- ✓ Separación en origen lámpara-luminaria y certificados de recogidas
- ✓ Y todo esto sin ningún tipo de coste, totalmente gratis



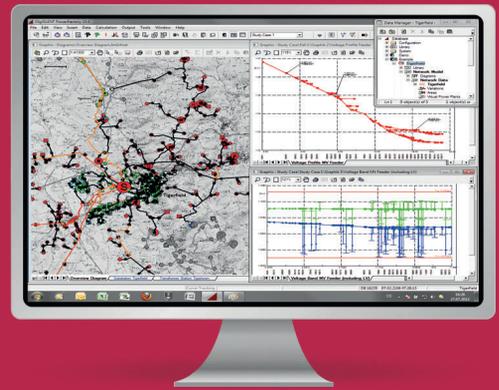
Información: 900 102 749

[www.ambilamp.es](http://www.ambilamp.es)

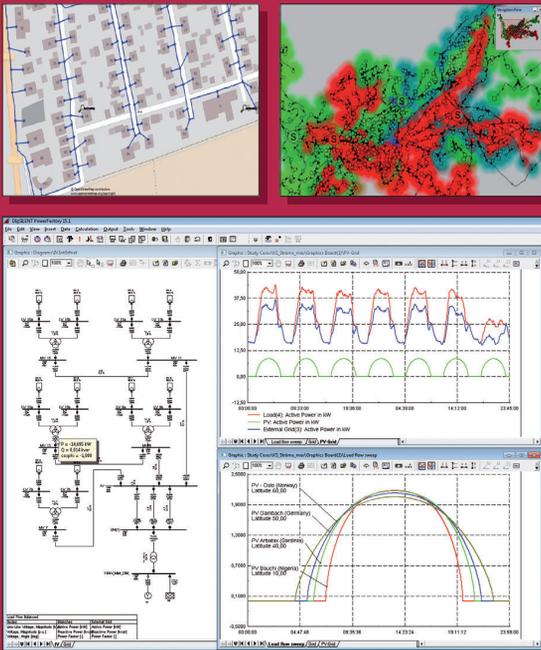
# DigSILENT announces PowerFactory 15.2

DigSILENT has set standards and trends in power system modelling, analysis and simulation for more than 25 years. The proven advantages of the PowerFactory software are its overall functional integration, its applicability to the modelling of generation, transmission, distribution and industrial grids and the analysis of the interactions of these grids.

PowerFactory 15.2 completes the successful series of PowerFactory version 15 releases. The latest release comes with a broad range of new functions, new electrical models and extensions to the existing modelling suite. Special attention has been paid to improved calculation and simulation performance. Moreover, a variety of new features for improved result visualisation and graphical representation has been made available. With its rich analysis and modelling capabilities, PowerFactory is perfectly suited for network planning and operation studies of increasingly smart grids.



For more information about DigSILENT PowerFactory visit → [www.digsilent.de](http://www.digsilent.de)



## New Features and Capabilities

Improved simulation performance (enhanced algorithms and precompiled controller models)

Generic C-Interface for DSL models

General improvement of calculation speed (new state-of-the-art solvers and improved data structures)

New and generic visualisation capabilities with Heatmaps

Background Maps representation automated via map server interface (e.g. Open Street Map)

Navigation pane facility

New Study Case Manager

PV Curves Calculation tool for contingency constrained power voltage stability analysis

Calculation of Power Transfer Distribution Factors

Transfer Capacity Analysis tool

New and enhanced modelling capabilities, including:

- LV/MV load model supporting kWh and profile input
- New detailed asynchronous machine model
- Q(P) characteristics for generators and station controllers
- Reactive current droop control for static generators

Improved Python scripting module

Just-in-time Data Base Migration to reduce downtime for large-scale installations



**Mientras tú  
piensas en  
no malgastar  
energía,**

**nosotros pensamos  
en sistemas  
inteligentes para  
aprovecharla mejor.**

En Gas Natural Fenosa  
trabajamos para que a finales  
de 2014 estén instalados  
**1.250.000 contadores inteligentes**  
en los hogares españoles.

**Tú piensas en tu bienestar.  
Nosotros, en el de todos.**

[www.gasnaturalfenosa.es](http://www.gasnaturalfenosa.es)

**gasNatural  
fenosa**



*la energía que piensa*

# Miramos al futuro

Autoproducción de energía eléctrica en los edificios.

Hacia el consumo casi nulo gracias a la generación distribuida.

Pág.111

Reducir gastos operacionales  
reduciendo paradas innecesarias.

Pág.182



[youtube.com/c/circuitoroficial](https://www.youtube.com/c/circuitoroficial)



[circuitor](https://www.linkedin.com/company/circuitor)



Tecnología para la eficiencia energética

# Energy Storage Solutions



**BOSCH**

Innovación para tu vida



Storage. A Watt Smarter!

## **Bosch: Proveedor fiable e innovador de soluciones de almacenamiento estacionario llave en mano**

- ▶ Sistema optimizado, seguro y fiable
- ▶ Servicio de auditoría energética a través de una herramienta de planificación única
- ▶ Diseño modular y compacto
- ▶ Software y sistema de control
- ▶ Fácil instalación y mantenimiento



[www.bosch.com](http://www.bosch.com)

[energy.storage@es.bosch.com](mailto:energy.storage@es.bosch.com)

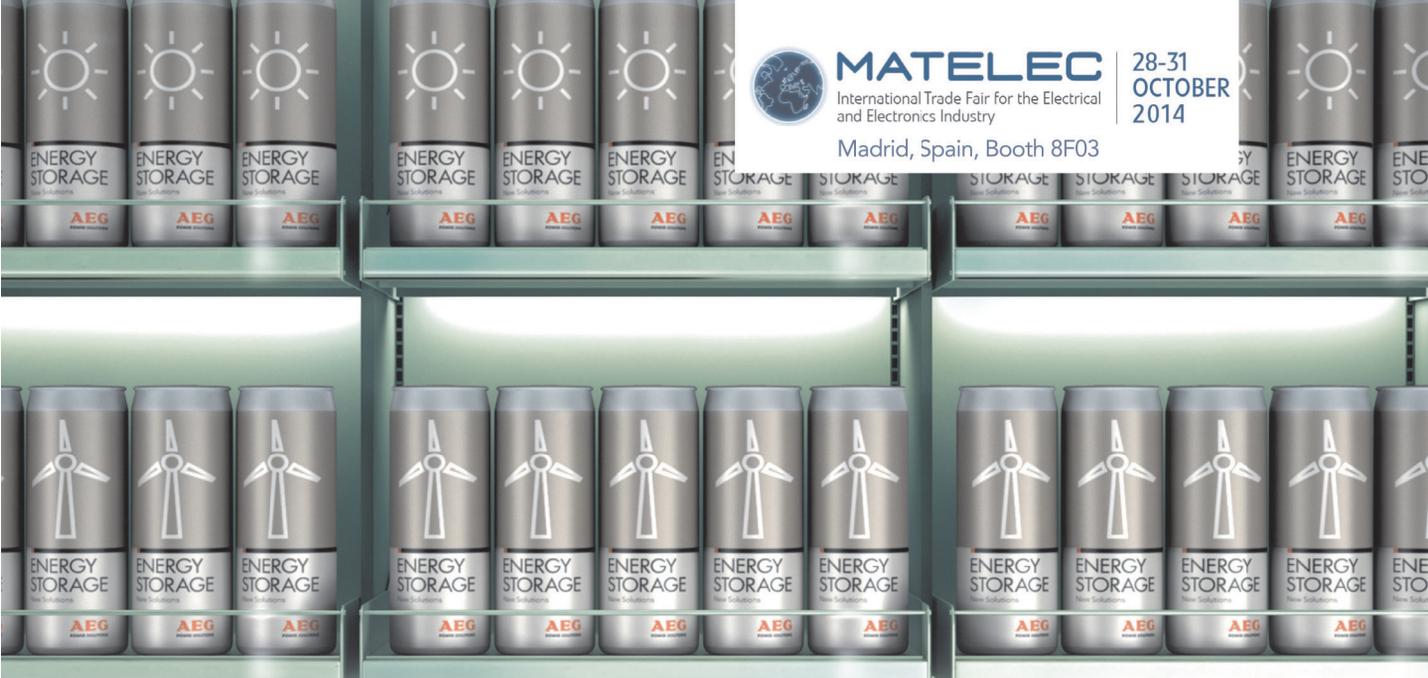


**MATELEC**

International Trade Fair for the Electrical  
and Electronics Industry

Madrid, Spain, Booth 8F03

28-31  
OCTOBER  
2014



VER COMUNICACIÓN  
EN PÁGINA 77



# ENERGY STORAGE NEW SOLUTIONS NEEDED

Energy storage and grid voltage control are key elements for successfully integrating renewable energy. AEG PS provides key elements and systems to address this important mission. Battery energy storage systems, power to gas, low voltage and medium voltage control – AEG PS provides new solutions based on proven technology.

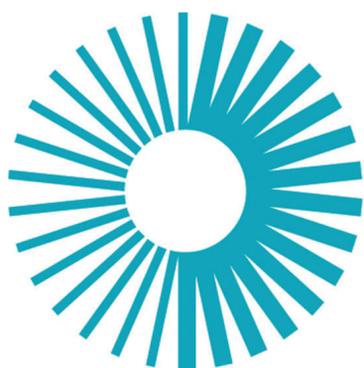
[www.aegps.com/en/smart-grids](http://www.aegps.com/en/smart-grids)

AEG Power Solutions Ibérica, S.L

Albert Einstein, 31, Parque Tecnológico de Álava, 01510 Miñano (Alava)

Tel.: +34 945214110, Fax: +34 945214111, [www.aegps.es](http://www.aegps.es)

**AEG**  
POWER SOLUTIONS



# factory microgrid

Soluciones de eficiencia energética para  
entornos industriales

[www.factorymicrogrid.com](http://www.factorymicrogrid.com)



**CENER**  
AD|tech

CENTRO NACIONAL DE  
ENERGÍAS RENOVABLES



**Jofemar**



[www.cener.com](http://www.cener.com)

[www.jofemar.com](http://www.jofemar.com)

Factory Microgrid (LIFE13 ENV/ES/000700) es un proyecto  
cofinanciado por el programa LIFE+ de la Comisión Europea



# Vodafone M2M

Inteligencia para las redes eléctricas

[vodafone.es/m2m](http://vodafone.es/m2m)

**Vodafone**  
Power to you





# Hasta un 30% menos interrupciones

Ver Comunicaciones  
Páginas 13, 24 y 255

## Con la mejora de la visibilidad, optimice la gestión de cargas y la eficiencia de su red

Utilice las soluciones fiables y abiertas Smart-grid de Schneider Electric

### Gestión de la demanda con un mayor control

Con el aumento de la demanda de energía, la situación se está volviendo crítica: Las compañías eléctricas necesitan mejores formas de gestionar tanto la congestión como el aumento de las horas valle y pico. Y también es posible la reducción de pérdidas aumentando la capacidad de monitoreo y control.

Las soluciones Smart-grid permiten a las compañías tener en cuenta el comportamiento de la demanda, lo que les permite añadir nuevas capacidades de red y atender las crecientes necesidades de calidad que exigen los clientes. La gestión de cargas y el aumento de la eficiencia: esto es fácilmente alcanzable con la actual tecnología.

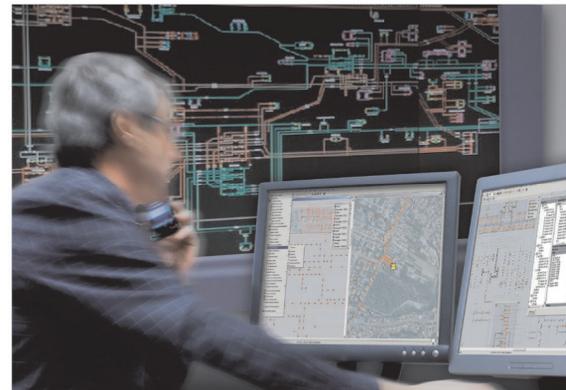
### Reducción de pérdidas y mejora de la calidad eléctrica

Schneider Electric ofrece una solución de gestión de la distribución que permite una visibilidad más clara de los patrones de comportamiento de la red con una amplia y fiable gama de equipos de media tensión, servicios y soluciones de automatización para aumentar la capacidad de la red de manera eficiente.

Desde servicios avanzados a equipos de bajas pérdidas y soluciones de monitoreo de alimentación remotos, disponemos de todo lo necesario para limitar las perturbaciones de la red y suministrar a sus clientes una electricidad de calidad y con niveles estables de tensión.

### Completas soluciones de automatización de la distribución

Con los servicios avanzados, los equipos de bajas pérdidas y una amplia y fiable gama de equipos de MT, nuestras soluciones le permitirán aumentar la eficiencia de su red, desde ADMS hasta Feeder Automation.



Advanced Distribution Management System (ADMS).



### Obtenga más información sobre nuestras soluciones para compañías eléctricas

Descargue GRATIS nuestro documento "Enhancing Utility Outage Management System (OMS) Performance" hoy y participe en el sorteo de Samsung Galaxy.

Visita [www.SEreply.com](http://www.SEreply.com) Key Code 51529p

**Schneider**  
Electric

# SMARTGRIDS: PLANIFICACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, PROYECTO “ERABLE” DE ERDF

**Xavier Robe**, Dirección General, DlgSILENT Ibérica (España)

**Ana Morales**, Dirección General, DlgSILENT Ibérica (España)

**Guillaume Roupioz**, Dirección Técnica Programa Smartgrids, ERDF (Francia)

**Resumen:** El proyecto "ERABLE" de ERDF tiene como objetivo la creación de valor a partir de la gran cantidad de datos de los contadores inteligentes en términos de planificación de la red de distribución y de mejora de la calidad de la energía. El prototipo ha sido implementado por DlgSILENT Ibérica y se presenta en este trabajo. Consiste en ejecutar en DlgSILENT PowerFactory automáticamente un "playback" del estado de la red, día tras día, mediante la proyección de las curvas de carga individuales. Estas curvas de carga individuales provienen de datos medidos en los contadores inteligentes y los modelos de red de baja tensión (BT) se exportan desde el GIS a la plataforma de simulación DlgSILENT PowerFactory. La herramienta construye y representa “tablas de visualización de resultados” de cada elemento de la red de BT, permitiendo el filtrado de resultados para la toma de decisiones tales como el redimensionamiento de la red o el reequilibrado de las fases. Se comenzó a utilizar el sistema durante el invierno de 2012, sobre 350 redes BT, procesando diariamente 11.000 curvas de carga individuales. Actualmente se llevan a cabo operaciones de reequilibrado de las fases basadas en los primeros resultados obtenidos.

**Palabras clave:** Smartgrids, Planificación, Contadores Inteligentes, DlgSILENT, PowerFactory, ERABLE, ERDF, Baja Tensión (BT), Media Tensión (MT)

## INTRODUCCIÓN

¿Cómo crear valor añadido con la gran cantidad de datos recolectados por los contadores inteligentes a nivel de planificación de la red? Es la pregunta que ERDF quiere contestar con el proyecto “ERABLE”.

En las publicaciones y artículos sobre redes inteligentes que podemos encontrar en la literatura, el enfoque siempre ha sido la operación de redes o la facturación. La novedad de este proyecto es que trata de mejorar la calidad de suministro de los usuarios desde un punto de vista de planificación.

La red de distribución de baja tensión de ERDF alimenta alrededor de 35 millones de clientes a través de 735.000 transformadores MT/BT, 600.000 km de líneas y cables y 2 millones de acometidas.

La optimización de estas redes es un reto debido al poco grado de monitorización. Se dispone de datos estadísticos de hora punta y sobre esta información se basan actualmente la mayoría de procedimientos de optimización del sistema eléctrico.

El desarrollo de redes inteligentes implica nuevos retos como la integración de la generación distribuida (fotovoltaica, eólica, cogeneración), los vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento, etc. Estas nuevas formas de generación disponen de sistemas de regulación de tensión que marcan una gran diferencia respecto a la gestión de la red si lo comparamos con la gestión convencional de consumos. Si no se planifica bien la gestión, las pérdidas del sistema podrían aumentar y el consumidor final haría frente a una degradación importante de la calidad de su suministro eléctrico.

Este artículo presenta el desarrollo de nuevas herramientas para planificar la red y detectar puntos débiles que necesitan una mejora de la calidad de suministro. La detección es crítica y se basa en datos medidos por los contadores inteligentes y simulaciones diarias de la red. Con estos datos se construyen tablas resumen de cada sistema de baja tensión, cada acometida y también de cada cliente. Además, el sistema toma “fotografías” del estado y registra las peores condiciones encontradas.

El sistema ha sido desarrollado durante 2 años y está en servicio desde el invierno 2012. Debido a la flexibilidad de su diseño, se añaden nuevas herramientas o funcionalidades frecuentemente.

## DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

### Tareas y flujo de datos

La herramienta utiliza DlgSILENT PowerFactory como motor de cálculo y se comunica con diferentes fuentes de datos:

- El sistema de información geográfico (GIS).
- Los datos de los contadores inteligentes (METER).
- Otras fuentes de datos, por ejemplo datos meteorológicos.

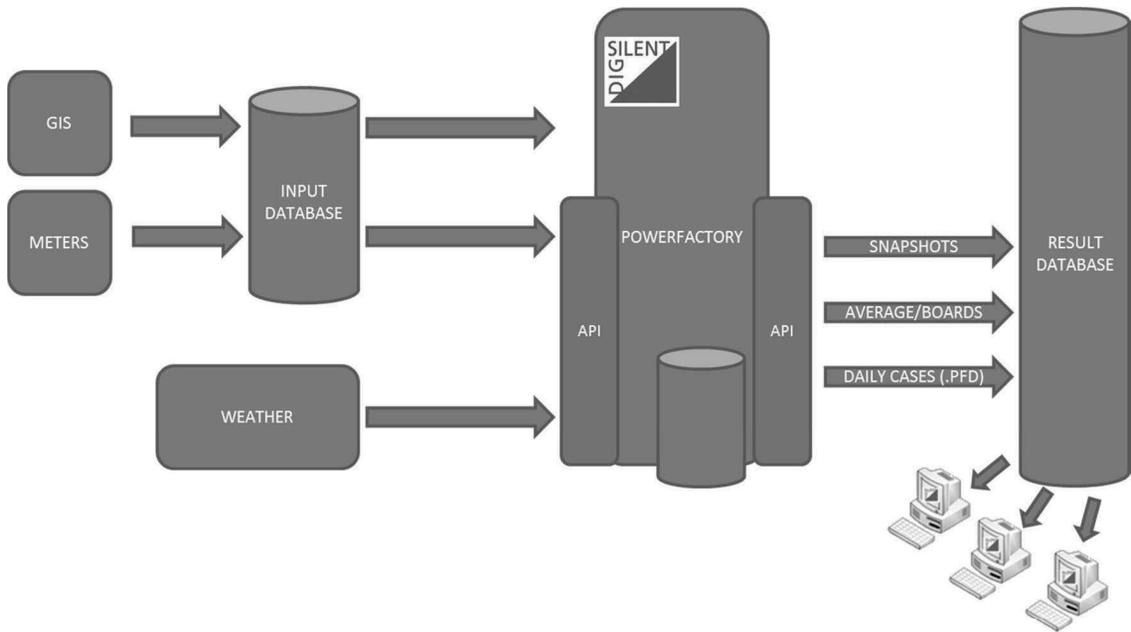


Figura 1. Arquitectura del sistema - Interfaz con DlgSILENT PowerFactory.

Los resultados se almacenan en una base de datos y son accesibles para varios usuarios de forma simultánea.

El sistema realiza varias tareas que se pueden ejecutar con diferentes horizontes temporales. Por ejemplo, el modelo de red que se importa desde el GIS no es necesario importarlo todos los días, esta tarea se ejecuta una vez al mes. Existen tareas que se ejecutan una vez al año, como por ejemplo las funciones de análisis estadístico de datos. La tarea principal consiste en resolver flujos de carga trifásicos desequilibrados del sistema eléctrico y se ejecuta diariamente de forma automática.

Esta arquitectura es flexible y escalable. Es posible ejecutar varios cálculos de flujo de cargas en paralelo.

Los usuarios con permiso tienen acceso a los resultados contenidos en la base de datos, incluyendo los casos diarios. Se han programado tareas específicas para que los usuarios puedan realizar un análisis más exhaustivo. Al mismo tiempo, la herramienta es muy flexible y permite que los usuarios desarrollen sus propias herramientas de post-proceso de datos. Para ello se dispone de dos alternativas:

- Desarrollo de tareas específicas definidas por el usuario en lenguaje DPL (DlgSILENT Programming Language).
- Desarrollo de tareas específicas definidas por el usuario en Python, incorporado en las últimas versiones del software DlgSILENT PowerFactory.

## Importación de los modelos de redes

Se ha estudiado a conciencia la frecuencia y periodicidad con la que se ejecutan ciertas actividades con objeto de optimizar espacio, potencia de cálculo y obtención de resultados. Por ejemplo, la importación de los modelos de redes de baja tensión desde el sistema de información geográfico (GIS) de ERDF se realiza una vez al mes de forma automática. Es necesario importar los datos “estáticos” de la red, como por ejemplo:

- Descripción y clasificación de los consumidores: residencial, industrial, etc.
- Fases de conexión de los diferentes usuarios con contadores inteligentes.

Existen usuarios sin contadores inteligentes para los que se realiza una estimación de datos no medidos. Por ejemplo, la fase a la que están conectados se estima a partir de un algoritmo propio de equilibrado teniendo en cuenta las fases de conexión de los clientes con contadores inteligentes, los productores, etc.

Finalmente se preparan los proyectos (o modelos de redes de baja tensión) que se van a emplear para ejecutar los algoritmos de cálculo con una frecuencia diaria.

### Tarea principal: “Playback” del día seleccionado

Una vez importados los modelos de red desde el sistema geográfico, se construyen las curvas de consumo y de producción de cada cliente conectado al sistema eléctrico de baja tensión. Esta actividad se realiza de forma automática a diario. Se han desarrollado algoritmos diferentes para el tratamiento de datos en función de la disponibilidad de contadores inteligentes:

- Para los clientes con contadores inteligentes, las curvas se cargan a partir de las medidas disponibles en la base de datos de entrada. Se ha desarrollado un algoritmo específico para la verificación, validación y cualificación de datos que interpola los puntos que eventualmente faltan o decide rechazar la curva en función de los errores que presente.
- Para los clientes sin contadores inteligentes o con curvas rechazadas por el algoritmo anterior, las curvas se construyen a partir de los modelos de ERDF. Para construir estos modelos, se emplean datos sobre la clasificación del cliente, el tipo de día (normal o vacaciones), la medida de temperatura del día de la zona en la cual se sitúa el cliente, etc.

Una vez que cada cliente tiene asignada una curva diaria de consumo o producción, se realiza un cálculo del estado de la red para cada punto de la curva mediante un barrido de flujos de carga. El algoritmo empleado para realizar el cálculo de flujo de cargas considera un modelo trifásico desequilibrado de la red. Según el grado de precisión deseado, el usuario puede seleccionar pasos de ejecución entre 2 horas y 5 minutos, obteniendo desde 12 a 144 resultados del estado de la red de baja tensión al día.

Una vez obtenidos los resultados, se realiza un post-proceso y automáticamente se capturan las condiciones extremas. Estas condiciones extremas se registran en la base de datos de resultados. Del mismo modo se actualizan los datos estadísticos medios para los diferentes elementos (clientes, líneas, acometidas, redes completas hasta el transformador MT/BT).

## HERRAMIENTAS DE POST-PROCESO

### Diagnóstico a gran escala

El análisis de los valores medios de los diferentes elementos es de gran ayuda para detectar puntos débiles tales como:

- Elementos con restricciones.
- Elementos sobrecargados.
- Elementos que operan próximos a sus límites.

Es importante por ejemplo detectar transformadores que operan con sobrecarga o acometidas con caída de tensión excesiva. Una vez detectados los puntos débiles de la red se realiza un análisis con DlgSILENT PowerFactory.

### Caso real: Corregir el equilibrio de fases de una acometida

Una de las causas que genera mayores pérdidas en las redes de baja tensión y caídas de tensión excesivas es el desequilibrio en las fases, es decir, el hecho de no repartir la corriente de igual manera entre las tres fases. La acometida es el tramo de la red comprendida desde la subestación de distribución hasta la caja general de protección para suministros en baja tensión. Antes de proceder a conectar un cliente monofásico en baja tensión, se revisa y comprueba el estado y las condiciones técnicas reglamentarias de las instalaciones del cliente previas al enganche de las mismas. Generalmente se debe tener un especial cuidado en la conexión de fases para que estén perfectamente equilibradas en su consumo y el reparto de corriente sea la misma en las tres fases.



Figura 2. [Fuente ERDF] Red de baja tensión.

Los estudios actuales demuestran que el 50% de las redes de baja tensión de ERDF están desequilibradas. Una vez realizado el enganche de un cliente monofásico, es muy costoso realizar cualquier modificación por lo cual no es viable económicamente volver a equilibrar la mitad de las instalaciones de consumidores en baja tensión. Antes de enviar a una patrulla de operarios para realizar físicamente el cambio de fases, es muy importante valorar la relación que existe entre el coste de dicha actuación respecto a la mejora en la acometida. Los análisis realizados indican que sólo equilibrando un 10% de las redes de BT de ERDF, se obtendrían beneficios importantes para la calidad de la red y del

suministro eléctrico, por ejemplo una reducción de pérdidas eléctricas y mejora de los niveles de tensión.

A continuación se incluye un ejemplo para mostrar un caso rentable de equilibrado de las tres fases de la red eléctrica a partir de datos reales. La red de BT estudiada se muestra en la Figura 2. Esta red está formada por 4 acometidas. La acometida de color rojo (01) presenta un desequilibrio de fases detectado por el prototipo ERABLE y corregido por el algoritmo de equilibrado de fases (“Smart Phase Switching Algorithm”).

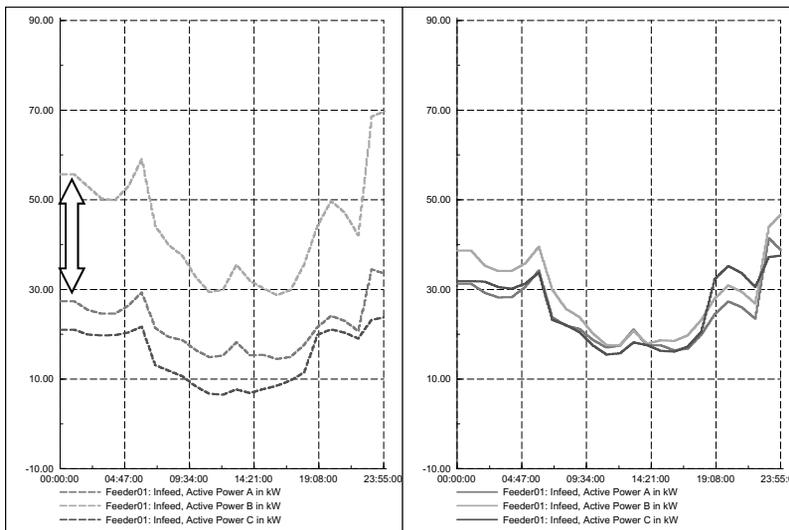


Figura 3. [Fuente ERDF] Potencia activa por fase (24h) en acometida roja. A la izquierda se representa la potencia activa por fase inicial. A la derecha se representa la potencia activa por fase una vez corregido el desequilibrio de fases.

Se ha ejecutado el algoritmo con un paso de 5 minutos, obteniendo 144 resultados en un día escogido al azar. Las figuras siguientes muestran a la izquierda los resultados iniciales y a la derecha los resultados una vez corregido el desequilibrio de carga. La Figura 3 muestra la potencia activa por fase en la acometida más cargada a lo largo de las 24h, antes y después de corregir el desequilibrio.

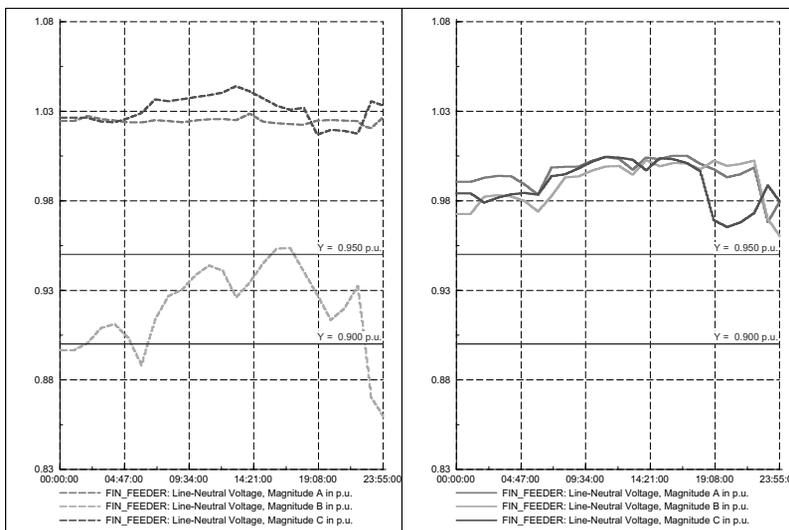


Figura 4. [Fuente ERDF] Tensión por fase (24h) en el punto de la acometida roja donde la tensión es menor. A la izquierda se representa la tensión por fase inicial. A la derecha se representa la tensión por fase una vez corregido el desequilibrio de fases.

La Figura 4 muestra que la tensión por hora en cada fase alcanza valores muy diferentes como consecuencia del desequilibrio de la carga. Se presenta el punto de la acometida roja en el que se dan peores condiciones a lo largo del día. La Figura 5 muestra la tensión a lo largo de la longitud de la acometida en un momento concreto, las 11pm. Se observa que la tensión de la fase B presenta una caída de tensión excesiva. La mayoría del día opera por debajo del 95% de tensión y en momentos puntuales por debajo del 90% de tensión. Una vez corregido el desequilibrio, las tres fases operan a tensiones que se encuentran dentro del rango de operación de +/-10%.

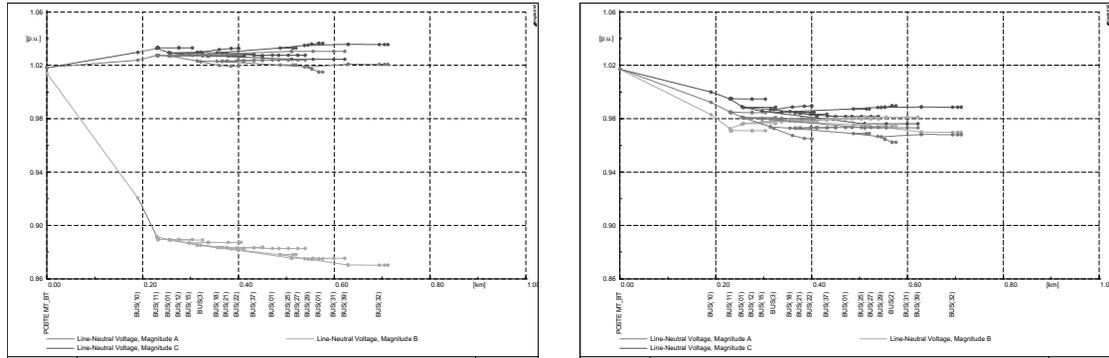


Figura 5. [Fuente ERDF] Tensión a lo largo de la acometida roja (hora más crítica 11 pm). A la izquierda se representa la tensión por fase inicial. A la derecha se representa la tensión por fase una vez corregido el desequilibrio de fases.

Gracias al algoritmo “Smart Phase Switching” desarrollado para buscar el cambio de fases óptimo en los clientes, se observa una mejora de la calidad de suministro en la red de baja tensión que se ha tomado como ejemplo. Este algoritmo automáticamente genera variaciones sobre el modelo de red de base para encontrar la mejor solución al problema tanto económica como de calidad de suministro.

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este artículo se demuestra que los datos registrados por los contadores inteligentes se pueden aprovechar no sólo a nivel de operación sino también a nivel de planificación. Mediante un caso real con un desequilibrio de carga detectado en una acometida de BT, se han ilustrado los beneficios del sistema.

ERDF utiliza la herramienta desde el invierno de 2012. El prototipo se basó en 350 redes de baja tensión con 11.000 curvas diarias. El número de curvas diarias analizadas actualmente ha crecido de forma significativa gracias a la posibilidad de escalar la herramienta y realizar computación en paralelo.

La herramienta se ha diseñado de forma muy flexible: cada usuario con acceso a la base de datos de resultados puede hacer un “playback” (reproducción) de los resultados de un día en concreto o de una hora en concreto, puede cargar el estado de la red (lo que llamamos una fotografía) en condiciones extremas para estudiarla con detalle en DigSILENT PowerFactory y, si fuera necesario, puede desarrollar sus propios algoritmos inteligentes de análisis.

De cara al futuro, se está diseñando la ampliación para integración de las redes de media tensión, la incorporación y desarrollo de controles inteligentes para nuevos tipos de generación, nuevas herramientas probabilísticas para tener en cuenta el impacto de los vehículos eléctricos y algoritmos para gestión activa de la demanda.

## REFERENCIAS

- Roupioz, G., Gorgette, F. & Robe, X., 2013, First Use of Smart Grid Data in Distribution Network Planning, CIRED 2013, Stockholm

# SOFTWARE DE GESTIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE MICRORREDES CEMOS

**Sindia Casado Casado**, Investigadora Junior del Departamento de Integración en Red  
**Mikel Santamaría Rubio**, Investigador Senior Departamento de Integración en Red  
**Mónica Aguado Alonso**, Directora del Departamento de Integración en Red  
Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)

**Resumen:** De la experiencia adquirida en la operación y gestión de la microrred de CENER, se detectó la necesidad de disponer de una herramienta que permitiera simular y validar las estrategias implementadas en estas instalaciones. Para ello, se ha desarrollado una aplicación para la gestión de microrredes denominada CeMOS (CENER Management Optimization Software). CeMOS es un software que permite simular de forma acelerada el comportamiento de una microrred, tanto en modo conectado o aislado. Así, se puede validar las estrategias de gestión introducidas en la simulación y en su caso optimizar tanto el diseño de la instalación como el sistema de control implementado.

**Palabras clave:** Microrred, Plataforma de Simulación, Gestión, Optimización

## ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

La generación distribuida es uno de los caminos a seguir para el desarrollo de las energías renovables. Actualmente, las microrredes eléctricas y térmicas están siendo ampliamente investigadas y se están empezando a implementar. Por ello, si este tipo de instalaciones son diseñadas de manera correcta y se acompañan con una gestión inteligente de las mismas, podrían ser la solución a los múltiples problemas que plantea la red eléctrica hoy en día: pérdidas eléctricas en la red de energía, calidad de energía, suministro de energía en zonas remotas, etc.

Debido a esta tendencia, CENER cuenta en sus instalaciones en Sangüesa (Navarra) con la microrred ATENEA. Los objetivos principales que se persiguen con esta planta son, por una parte, demostrar la viabilidad de este tipo de instalaciones mediante el suministro de energía eléctrica a cargas reales (iluminación de las oficinas del LEA, Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores de CENER, y el alumbrado del polígono donde se encuentra instalada). Además, tiene el objetivo de servir de plataforma de ensayos para equipos de generación, almacenamiento, electrónica de potencia, sistemas de control, comunicaciones y protección de microrredes. Por otra parte, se ha desarrollado una plataforma de simulación en el que todos los componentes pertenecientes a la microrred han sido modelados a través del software Matlab-Simulink.

El propósito de este trabajo reside en la presentación de la aplicación CeMOS (CENER Management Optimization Software) desarrollada por CENER. Se trata de un software de gestión y optimización de microrredes capaz de simular de manera acelerada el comportamiento de las diferentes configuraciones de microrredes objeto de estudio.

## PLATAFORMA DE SIMULACIÓN

CENER ha desarrollado una plataforma de simulación en el que todos los componentes pertenecientes a la microrred ATENEA han sido modelados a través del software Matlab-Simulink.

Los modelos de los equipos que componen la plataforma están validados experimentalmente en la instalación de la microrred ATENEA y son lo suficientemente generalistas para poder ser parametrizables con las características de otros equipos.

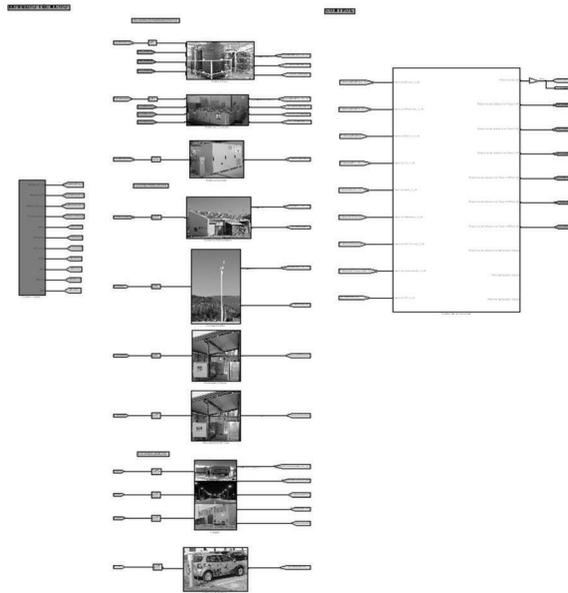


Figura 1. Plataforma simulación microrred.

Esta plataforma consta de modelos pertenecientes a sistemas de generación renovable (Sistema fotovoltaico y aerogenerador), de tipo convencional (microturbina y generador diésel), y diferentes tecnologías de almacenamiento (Batería de flujo, Baterías de Pb-ácido y Baterías de Ion-Litio). A partir de estos modelos se podrá validar la gestión del sistema configurado de acuerdo al estudio que se desee realizar. Por otra parte, se podrán analizar diferentes estrategias de gestión de la energía y ver el comportamiento de los sistemas prediciendo así las respuestas de los equipos ante diferentes eventos.

## CEMOS: SOFTWARE DE GESTIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE MICRORREDES

### Datos de entrada y resultados

Algunos de los datos de entrada necesarios se enumeran a continuación:

- Información relativa a los sistemas de generación y almacenamiento.
- Perfiles de consumo.
- Recurso renovable (radiación y velocidad de viento).
- Desglose tarifario.
- Período de cálculo-simulación.
- Etc.

La información que se obtiene una vez ejecutado el programa:

- Consumo energético de la red por períodos, costes y ahorros económicos.
- Desglose de potencia y energía de cada uno de los equipos.
- Estado de carga de los sistemas de almacenamiento.
- Perfil medio de potencia por meses de cada uno de los equipos.

### Configuración caso de simulación

#### Instalación y equipos

El usuario podrá configurar la instalación de la microrred eligiendo entre varios equipos. Las diferentes opciones de almacenamiento, generación y cargas han sido modeladas en la plataforma de simulación mencionada con anterioridad.

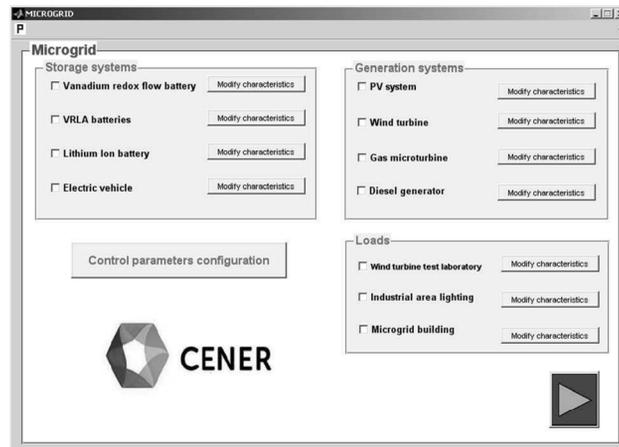


Figura 2. Configuración microrred caso de simulación.

Con ayuda de esta herramienta es posible configurar de forma independiente las características de cada uno de los componentes que formen parte de la instalación a simular. A modo de ejemplo, el usuario se puede encontrar con la pantalla perteneciente al sistema fotovoltaico. En ella se podrán configurar los datos: recurso renovable (radiación), temperatura, potencia, número de módulos en paralelo y coste de la instalación.

### **Límites, versiones y modos de operación**

La aplicación CeMOS permite configurar los parámetros pertenecientes a las estrategias de control implementadas. Estas estrategias están validadas experimentalmente o pueden validarse dentro de la microrred ATENEA. Por un lado, con ayuda de esta herramienta el usuario podrá definir los límites de funcionamiento de los sistemas de almacenamiento (Batería de flujo, banco de baterías Pb-ácido y batería de Ion-Litio). Los límites de operación se encuentran referidos al estado de carga de cada sistema de almacenamiento elegido para realizar así una gestión óptima de la energía en cada momento.

Por otro lado, CeMOS facilita al usuario seleccionar el modo de funcionamiento en el que va a trabajar la microrred. Los dos modos de funcionamiento posibles son modo conectado a la red eléctrica o aislado de la misma.

En último lugar, el usuario podrá elegir la versión de control que se va a utilizar. Existen dos versiones implementadas actualmente en la plataforma. Como se ha comentado con anterioridad, existe la posibilidad de introducir nuevas estrategias para simular el comportamiento de los equipos. Por un lado, la versión 0 sitúa al banco de baterías de Pb-ácido como maestro si la instalación trabaja de manera aislada a la red, es decir, proporcionará las referencias de tensión y frecuencia. En el caso de que trabaje de manera conectada, el banco de baterías se cargará o descargará en función de la estrategia de gestión implementada para ese modo de funcionamiento. Por otro lado, la versión 1 establece las mismas ideas pero en este caso con la batería de flujo.

### **Régimen tarifario y periodo de simulación**

El usuario podrá introducir el coste energético del kWh contratado por la compañía distribuidora de energía eléctrica, cuando las simulaciones se realicen suponiendo que la conexión de la microrred configurada sea conectada a la red.

La herramienta desarrollada CeMOS, permite introducir el período de simulación que desee el usuario en cada momento. Para ello, existe la posibilidad de definir la fecha de inicio y la fecha final de simulación, indicando en cada una de ellas el día y el mes. De esta manera, una vez definido el intervalo de tiempo deseado se puede observar el tiempo total que durará la simulación. Además, el usuario podrá iniciar, pausar, parar y continuar la simulación a través del interfaz gráfico que ofrece la

aplicación. Una vez finalizada la simulación, CeMOS facilita al usuario resultados energéticos y económicos.

## RESULTADOS

Finalmente, el software CeMOS facilita al usuario los resultados pertenecientes a la simulación mediante diferentes gráficos. Por un lado, están los resultados energéticos que muestran las gráficas de los valores característicos de cada uno de los sistemas previamente elegidos (Potencia, estados de carga...). Por otro lado, están los resultados económicos que muestran las tablas y valores del análisis económico de la instalación (ahorro energético y económico, coste de funcionamiento, etc.).

### Caso de simulación

Se detalla un caso de simulación basado en el estudio de una microrred cuyas características se enumeran a continuación. La simulación se lleva a cabo considerando que la microrred está basada:

- Generación: Sistema fotovoltaico 25 kWp.
- Almacenamiento: Baterías Pb-ácido 50 kW 2 horas.
- Cargas: Perfil de consumo Laboratorio de ensayos de aerogeneradores y edificio microrred (luces, ordenadores, etc.).

El tiempo de simulación se establece en tres días, por lo que se introduce un perfil de radiación y temperatura de acuerdo a lo planteado correspondientes a un registro del 1 al 3 enero de 2014.

Se considera que la microrred se encuentra conectada a red y la versión de control es la cero. La estrategia que se sigue en este caso es abastecer con la generación renovable la demanda en todo momento y cargar las baterías cuando existe un exceso de generación y descargarlas cuando la generación no sea suficiente para alimentar los consumos. El objetivo fundamental es minimizar todo lo posible el consumo de energía de la red eléctrica y hacer que la microrred alimente las cargas por sí sola. Por ello, previamente a la simulación y como se ha detallado con anterioridad, se establecen unos límites de funcionamiento para el sistema de almacenamiento que indican el límite máximo al que puede cargarse (en este caso 98 %) y límite mínimo hasta donde se puede descargar (para este ejemplo 60 %). Los resultados que se obtienen tras realizar la simulación son los que presentan a continuación. Por una parte, los datos energéticos muestran el perfil de generación, almacenamiento y cargas para el período de simulación considerado. Por una parte, el modelo del sistema fotovoltaico facilita el perfil de generación de esta fuente renovable como se muestra en las siguientes figuras. Se observa la potencia del sistema a lo largo del período de simulación por una parte, y CeMOS facilita además, al usuario el perfil medio mensual de generación.

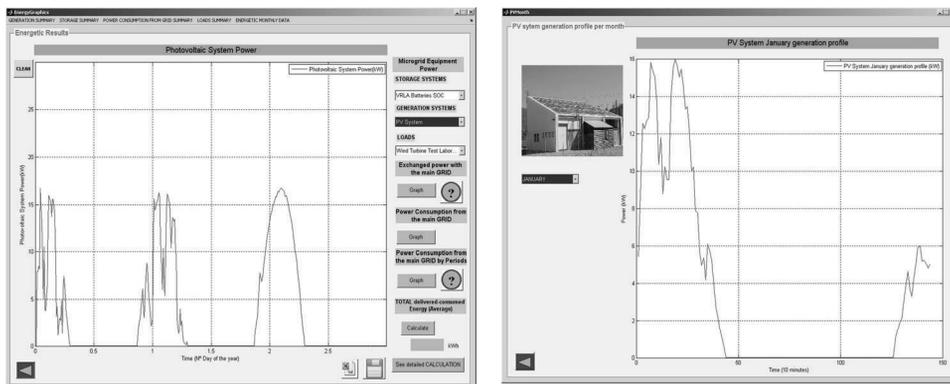


Figura 3. Potencia sistema fotovoltaico.

El perfil de consumo considerado para la simulación es el que muestra la siguiente figura.

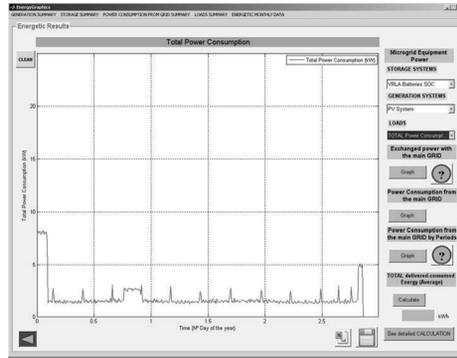


Figura 4. Consumo total.

Las siguientes figuras muestran el comportamiento de las baterías de Pb-ácido (donde se observa su potencia y estado de carga a lo largo del tiempo de simulación) y la potencia intercambiada con la red eléctrica.

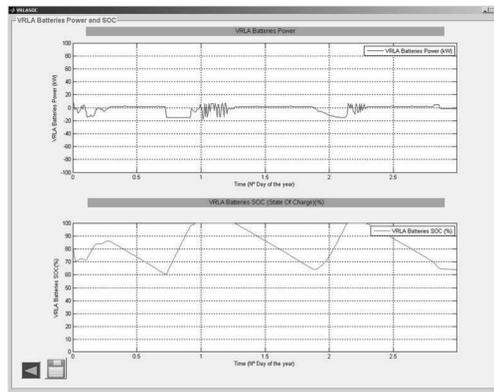


Figura 5. Potencia y estado de carga baterías de Pb-ácido.

El convenio de signos que se sigue en este caso es el siguiente. La potencia negativa es la consumida de la red y las potencias positivas son excedentes de generación que son volcados en ella.

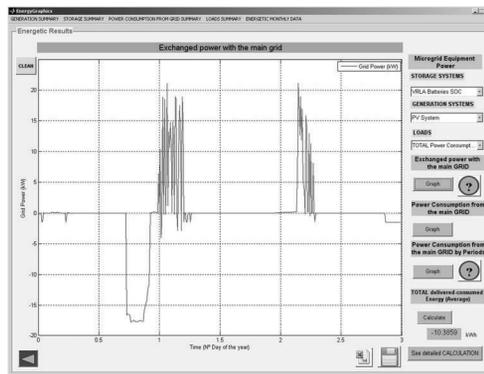


Figura 6. Potencia intercambiada con la red eléctrica.

Se observa como existe un consumo de la red producido durante la noche donde no hay generación fotovoltaica y el estado de carga de la batería llega a su límite inferior de descarga. Por otro lado, se observa cómo se entrega potencia a la red en momentos donde el banco de baterías llega a su límite superior de carga y existe un excedente de producción renovable tras alimentar a las cargas conectadas.

Por otro lado, los datos económicos muestran el coste total de la energía consumida de la red. Se introducen los precios de las tarifas pertenecientes a cada periodo tarifario (en este caso se considera 6 periodos diferentes, como ocurre en el caso del sector industrial). Como se ha visto con anterioridad, se producía un consumo importante de la red. La simulación muestra como este consumo se produce en el periodo 6. Existen otros consumos menores en el periodo 1 y 2. Esto supone un gasto económico de 5.61 Euros para los tres días simulados.

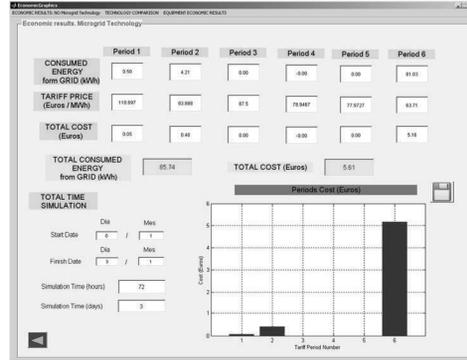


Figura 7. Resultados económicos microrred.

Por su parte, se realiza una simulación considerando que no existe microrred. Es decir, se estudia el sistema cuando la red eléctrica alimenta a las cargas. Finalmente, se proporciona una comparación y se plantea el ahorro (sin considerar la inversión inicial de los equipos) que plantea la tecnología de la microrred. En este caso, para los tres días de simulación el ahorro económico es de 4.37 Euros, como muestra la siguiente figura.

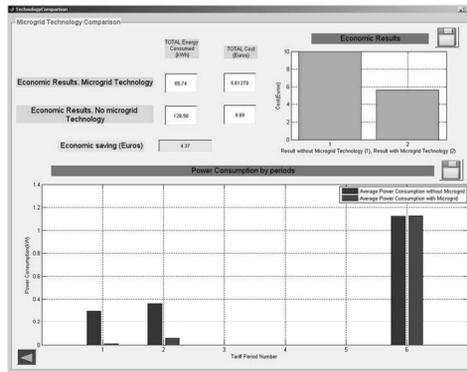


Figura 8. Comparación económica.

## CONCLUSIONES

Finalmente, a través de CeMOS es posible:

- Evaluar el diseño preliminar de la instalación: sistemas de almacenamiento y sistemas de generación escogidos, tipología, dimensiones, etc.
- Validar que la estrategia de gestión cumple los objetivos fijados.
- Programar de forma personalizada la estrategia de gestión de la energía.
- Evaluar posibles mejoras dentro de la instalación.
- Reducir los costes de operación de la instalación
- Etc.

# SISTEMA SELF-HEALING PARA LA REGENERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

Ángel Silos Sánchez, Responsable de Protección y Telecontrol en Media Tensión, Schneider Electric

**Resumen:** La red eléctrica de Distribución de Media Tensión ha ido evolucionando durante estas décadas en relación a la calidad de suministro. La detección de defectos y la reconfiguración de la red han mejorado significativamente gracias a las tecnologías de telecontrol. Esta comunicación propone una nueva línea de investigación y trabajo en la aplicación de un algoritmo para la detección de defectos direccionales y la reconfiguración automática de la red, conocida por el nombre de *Self-Healing*, a través de una arquitectura concreta de comunicación con el protocolo IEC61850 presente en los equipos de detección y telecontrol. De esta manera la inteligencia está distribuida en la red y no es necesaria una operación desde el centro de control optimizando así el tiempo de respuesta ante un defecto.

**Palabras clave:** Self-Healing, Feeder Automation, IED, Defecto, IEC61850, PLC, FPI, Substation Automation, Network Automation, Smart Grid

## INTRODUCCIÓN

La red eléctrica está en constante cambio debido a la aparición de nuevos actores que la están haciendo cambiar y la harán cambiar en las siguientes décadas. Ejemplo de ello son los *Distributed Energy Resources* (DER) posicionados tanto en la Red de Transmisión, en la de Distribución en Media Tensión como en Baja Tensión. No debe olvidarse que la aparición del vehículo eléctrico y el almacenaje acabarán conllevando en la red la creación de islas energéticas.

Estas evoluciones implican dos cambios importantes en la red respecto al modelo tradicional: la dirección del flujo de energía y la disponibilidad de energía. La dirección del flujo es bidireccional debido a que actualmente se presentan DERs en la red. Este hecho hace suponer que la detección de un defecto en la red sea más complicada que en el modelo tradicional.

Adicionalmente el hecho de disponer de energía distribuida y de sistemas más críticos en la red exige una mayor disponibilidad de suministro en la red. A partir de estas necesidades aparece el concepto *Smart Grid* que no deja de ser el vehículo necesario para poder llevar a cabo la adaptación de la red. Dentro de la *Smart Grid* es la automatización de la red uno de los puntos claves. Esta automatización puede ser dividida en *Substation Automation*, automatización de las subestaciones y *Feeder Automation*, automatización de la distribución, en la que se centra esta comunicación.

En la sección “Sistema de Inteligencia Distribuido” de este documento se expone el sistema de inteligencia distribuido donde se define la arquitectura de comunicaciones que debe disponer cada nodo de la red. En la sección “Algoritmo Direccional de Detección de Defectos” se describe el algoritmo de detección de defecto en el que cada nodo es conocedor de donde se sitúa el defecto en la red. Por otro lado en la sección “Protocolo de Actuación ante Defectos” se define el funcionamiento de actuación entre los diferentes nodos de la red eléctrica que tienen por objeto completar el sistema de reconfiguración automática.

## SISTEMA DE INTELIGENCIA DISTRIBUIDO

Las redes tradicionales de Distribución en Media Tensión disponen de un sistema inteligente centralizado en el *Distribution System Operator*, DSO, que les permite realizar la detección del defecto y su posterior reconfiguración. Esta operación se realiza a través de la información aportada por los equipos de detección de paso de falta y posteriormente por la actuación sobre el aparellaje a través de los equipos de telecontrol de la red. Este sistema centralizado monitoriza la información de todos los

elementos en tiempo real a partir de del cual se toman las decisiones necesarias para la reconfiguración de la red.

Una manera de potenciar la automatización entre los elementos de control de la red consistiría en establecer vínculos de unión entre los diferentes equipos que conforman la red. De esta manera los equipos pueden recibir información parcial de la red con el objeto de tomar decisiones y reconfigurar la red sin necesidad de pasar por el centro de control.

Esta inteligencia distribuida en la red proporciona una automatización mucho más directa que la automatización tradicional desde un centro de control, permitiendo así aumentar el tiempo de respuesta de reconfiguración ante una falta. Esta regeneración de la red eléctrica es conocida por Self-Healing que permite mejor índices como el *System Average Interruption Duration Index*, SAIDI. No obstante esto no significa que el centro de control no pueda tener una actuación directa sobre la red con el objeto de controlar la actuación o interrumpirla.

Este tipo de automatización requiere de una red de comunicaciones independiente a la de telecontrol de los centros de transformación. Cabe destacar que el centro de control debe conocer el estado de los diferentes equipos pero no precisa de conocer la comunicación entre ellos. El objetivo es que cada nodo de la red ya sea un centro de transformación aéreo o subterráneo, un centro de reparto o un órgano de corte dispongan de una red local que vincule los equipos del nodo internamente con los de otros. Estas dos redes son: *Telecontrol Network*, para la comunicación de los equipos con el centro de control, y *Automation Network*, pensada para la automatización entre los equipos.

La red *Telecontrol Network* es una red ya establecida entre los nodos de la red eléctrica y el centro de control que puede estar presente en diferentes medios: radio analógica, radio digital, ADSL, etc. A diferencia de la *Telecontrol Network* la red *Automation Network* se establece entre varios nodos como si de una red local se tratase (Berganza et. al, 2014), de hecho no hay vinculación entre las dos se independizan a través de un elemento de comunicaciones como un router establecido en el centro.

El objetivo de la red *Automation Network* es dotar de un enlace de comunicación directo entre los equipos de telecontrol que conforman los centros de transformación. Esta red de comunicaciones se establece entre centros adyacentes vía una salida *Broadband Power Line Communication*, BPLC. La baja latencia de tiempos entre un centro y otro es del orden de 10 ms. Este hecho permite de forma rápida notificar el estado de un equipo a otro. A partir de este conocimiento de estado entre equipos se puede empezar a realizar la reconfiguración de la red eléctrica que haya caído. Adicionalmente cabe destacar que, con la tecnología BPLC, entre los diferentes nodos existen arquitecturas posibles que permiten una alta disponibilidad en la red de la información. (Andersson et. al, 2014).

Así una notificación puede ser transportada través de los diferentes equipos de los diferentes nodos estableciendo un automatismo de reconfiguración entre los mismos. Para poder establecer con criterio este automatismo se precisa que el nodo haga difusión a los nodos adyacentes de su estado. Este envío de información puede establecerse por medio del protocolo IEC61850 que trabaja en una red ETHERNET y que permite realizar una discriminación de la mensajería según la dirección Media Access Control, MAC, de cada equipo. Los mensajes entre los equipos a través del protocolo IEC61850 son conocidos como *Generic Oriented Object Substation Event*, GOOSE, los cuales son enviados como una ráfaga en intervalos configurables de un mínimo de 2 ms.

Por tanto cada nodo de la red eléctrica deberá disponer de una serie de equipos *Intelligent Equipment Devices*, IEDs, de protección, u otros detectores de paso de falta (Biaasse, 2011), que permitan detectar el defecto direccional y comuniquen en IEC61850 y operen con los elementos de corte del mismo. Asimismo el nodo deberá disponer de una salida al centro control como red *Telecontrol Network* y otra como red *Automation Network* que estarán enlazadas por medio de los equipos de automatización del nodo. En la figura 1 se muestra la arquitectura presente en un centro de transformación, en el resto de nodos se debería adaptar esta arquitectura según sus características constructivas.

Cada IED debe recibir las señales de intensidad y tensión a través de sensores en las celdas para poder realizar la protección direccional de fases, ANSI 67, como la protección direccional de tierra, ANSI 67N ya que el sentido de alimentación en la red puede variar. También la funcionalidad ANSI 21FL, localización de falta, debe estar presente en estos equipos para ayudar en la localización física del defecto.

Entre los diferentes IED pueden formar una red de comunicación interna para tener un doble acceso a los mismos. La red *Automation Network* dispone de dos pasarelas PLC con el objeto de hacer la red más robusta. Finalmente la red de Telecontrol Network conectará los IEDs con el centro de control.

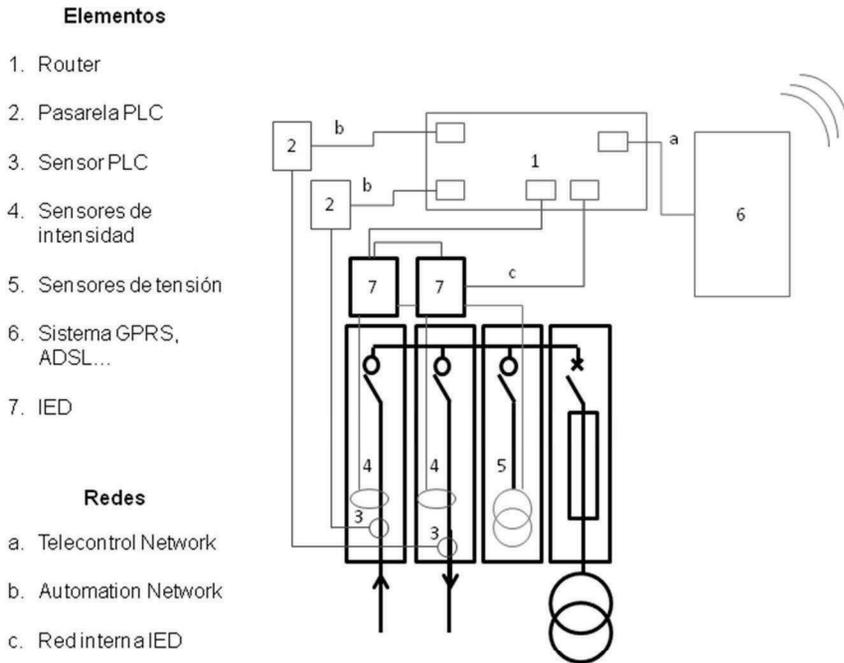


Figura 1. Arquitectura de comunicaciones en un centro de transformación.

## ALGORITMO DIRECCIONAL DE DETECCIÓN DE DEFECTOS

En una red ideal todos los nodos que pueden modificar la configuración de la red con un cambio interno deberían estar automatizados con los dos tipos de redes. Aunque debido al coste que esto supone no todos los nodos tienen por qué tener un equipo de automatización que detecte defectos en la red o pueda operar en el nodo para cambiar su configuración interna. Por este motivo el algoritmo trata cada nodo de forma independiente de tal forma que no todos tengan que estar dentro del sistema Self-Healing. Otros algoritmos de detección de defectos en la red tratan la información de todos los nodos en el centro de control (Silos, 2012).

Con el objeto de poder hacer un Self-Healing en la red es necesario que en el momento del defecto cada nodo conozca la dirección del defecto así como la distancia del mismo. La primera información servirá para enviar una notificación a los nodos adyacentes con el objeto de hacer la configuración. La segunda información servirá al centro de control para en campo más tarde.

Se considera que un nodo tiene una vía de entrada y una vía de salida. Aunque esta entrada y salida pueden ir cambiando a otras vías enlazadas a otros circuitos con el objeto de hacer otros enlaces y recuperar la alimentación en la red. En la figura 2 se muestra una red mallada en la que se pueden montar conexiones entre diferentes nodos tras la salida de una subestación. A continuación se muestran estos diferentes nodos que suelen montar un anillo pero pueden enlazarse con otros nodos de otros anillos (Deschamps, 2009). A la derecha se identifica la estructura de cada nodo dentro del cual se encuentran los elementos de corte que los unen y desunen a otros.

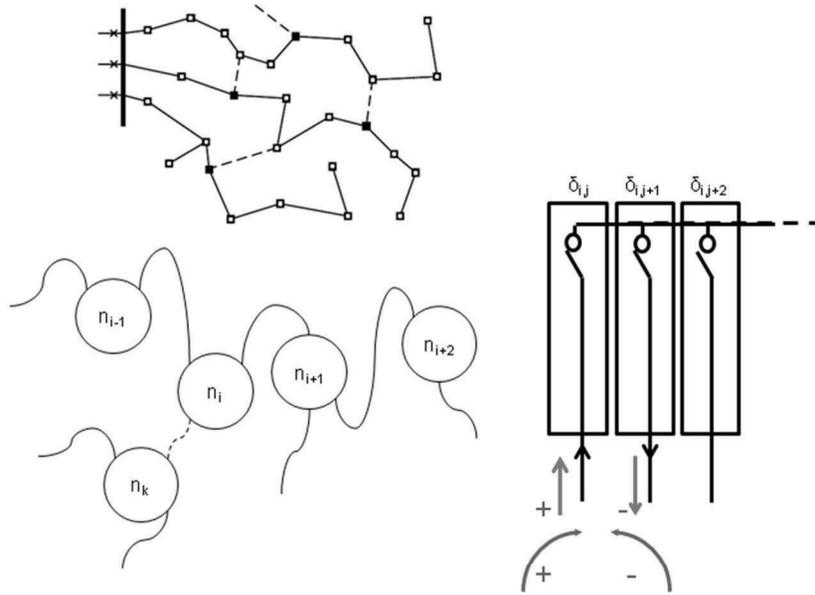


Figura 2. Representación de la red de distribución en Media Tensión.

Se define por tanto un algoritmo  $f$  que dispone de las siguientes variables:

$\lambda_{ij}$ : Distancia del defecto ofrecido por la funcionalidad ANSI 21FL incorporada en el equipo de detección del elemento de corte  $j$  del nodo  $i$ . El valor de esta variable se expresa en km.

$\mu_{ij}$ : Señalización del equipo de detección del elemento  $j$  del nodo  $i$ . Los estados de esta variables pueden ser: 0, si el detector no se activa, 1, si el detector se activa con dirección positiva, ó -1, si el detector se activa con dirección negativa. La dirección positiva se considera cuando la intensidad del defecto entra en el nodo y la dirección negativa cuando sale tal como se muestra en la figura 2.

$\varepsilon_{ij}$ : Estado de activación de la función de detección  $j$  del nodo  $i$ . El valor de esta variable es 1 ó 0 según el equipo haya detectado o no el defecto respectivamente.

$\delta_{i,j}$ : Elemento de corte  $j$  del nodo  $i$ . Este parámetro identifica a una salida o a una entrada de un nodo.

$$f(\lambda_{i,j}, \mu_{i,j}, \varepsilon_{i,j}, \delta_{i,j}) = \frac{\sum_{j=1}^n \lambda_{i,j} \cdot j \cdot \mu_{i,j}}{\left( \sum_{j=1}^n j \cdot \varepsilon_{i,j} \right) - 2} \cdot (\delta_{i,0} \quad \delta_{i,1} \quad \dots \quad \delta_{i,n}) \cdot \begin{pmatrix} \varepsilon_{i,0} \\ \varepsilon_{i,1} \\ \vdots \\ \varepsilon_{i,n} \end{pmatrix}$$

Simplificando, se obtiene:

$$f(\lambda_{i,j}, \mu_{i,j}, \varepsilon_{i,j}, \delta_{i,j}) = (-1)^t \lambda_A \cdot (\delta_{i,0} + \delta_{i,1} + \dots + \delta_{i,n})$$

La expresión anterior determina el sumatorio de los elementos de corte  $j$  de un nodo  $i$  por los que ha pasado el defecto. Asimismo el resultado queda multiplicado por la distancia media al defecto detectada por los IEDs situados en cada elemento de corte. Adicionalmente en el resultado se puede observar si el defecto ha sido positivo o negativo, es decir, si el defecto entra en el centro por el elemento  $j$  de menor peso y sale por el de mayor peso o viceversa respectivamente, como se muestra en la figura 2.

A nivel de implementación este algoritmo debe estar confinado en ambos equipos IED. De hecho los equipos pueden intercambiar información por medio del protocolo IEC61850 ya que ambos están formando una red interna dentro del nodo. Cada IED sería espejo del otro dentro del nodo.

## PROTOCOLO DE ACTUACIÓN ANTE DEFECTOS

En la sección “Algoritmo Direccional de Detección de Defectos” se ha descrito un algoritmo que permite a un nodo conocer si el defecto que ha pasado por él ha sido en una dirección u en otra. De forma intrínseca el nodo puede conocer la dirección del defecto, la distancia al mismo y los elementos de corte por los que ha pasado y así empezar a realizar el automatismo de reconfiguración con otros nodos de la red.

Supóngase una red de  $m$  nodos cada uno de ellos con  $n$  elementos de corte enlazados entre ellos con una configuración especial en anillo abierto como muestra la figura 2. Tras haberse producido un defecto en la red, el dispositivo inteligente del órgano de corte  $\delta_k$  del nodo  $n_i$  que conoce el sentido del defecto, supóngase una circulación del órgano de corte  $\delta_j$  al  $\delta_k$ , enviará un mensaje GOOSE al nodo  $n_{i+1}$  que estará conectado con el órgano de corte  $\delta_j$  a través del órgano de corte  $\delta_k$  del nodo  $n_i$ . La información indicada consistirá en la activación del defecto y el tipo, a tierra o de fases. Adicionalmente se enviará un GOOSE al órgano de corte  $\delta_k$  del nodo  $n_{i-1}$  que es el que comunica con el nodo  $n_i$  a través de su órgano de corte  $\delta_j$ .

Cuando el órgano de corte  $\delta_j$  del nodo  $n_{i+1}$  reciba el mensaje GOOSE y haya visto que el defecto se haya activado por su órgano de corte  $\delta_k$  y que no haya recibido ningún GOOSE del órgano de corte  $\delta_j$  del nodo  $n_{i+2}$  entonces significará que el defecto está entre el nodo  $n_{i+1}$  y el nodo  $n_{i+2}$ .

A partir de este momento el nodo  $n_{i+1}$  debe iniciar el proceso de reconfiguración y para ello operará sobre el elemento de corte  $\delta_k$ , por el que ha salido el defecto, abriéndolo. Tras esta actuación el nodo  $n_{i+1}$  notificará al nodo  $n_{i+2}$  esta apertura y éste actuará sobre el órgano de corte  $\delta_j$  abriéndolo. A partir de este momento el defecto habrá quedado aislado. El nodo  $n_{i+2}$  enviará un mensaje de reconfiguración a través del resto de nodos hasta llegar al nodo  $n_{i+m}$  que tenga un elemento de corte  $\delta_p$  abierto para poder conectarse a otra red disponible.

Toda la reconfiguración debe realizarse con la red afectada sin tensión para hacer una operación controlada. Previamente a la reconfiguración los órganos de corte deben permitir la actuación de los procedimientos automáticos de reenganche de las salidas de subestación. A continuación, en la tabla I, se muestran las operaciones que realizaría un nodo intrínsecamente para reconfigurar la red.

Nodo	Defecto detectado	Órganos de corte	Sentido	GOOSE de defecto del nodo	Actuación de apertura
...	...	...	...	...	...
$n_{i-1}$	Si	$\delta_j$ y $\delta_k$	+	$n_{i-2}, n_i$	No
$n_i$	Si	$\delta_j$ y $\delta_k$	+	$n_{i-1}, n_{i+1}$	No
$n_{i+1}$	Si	$\delta_j$ y $\delta_k$	+	$n_i, n_{i+2}$	No
...	...	...	...	...	...
$n_{i+m-1}$	Si	$\delta_j$ y $\delta_k$	+	$n_{i+m-2}, n_{i+m}$	Apertura $\delta_k$
$n_{i+m}$	No	0	0	$n_{i+m-1}$	Apertura $\delta_j$

Tabla I. Detección del defecto y aislamiento en los nodos.

Una vez se ha aislado el defecto se procede a la reconfiguración de la red. En la tabla II se notifican los mensajes GOOSE a enviar con el objeto de reconfigurar la red.

Nodo	Órganos activos	Recepción GOOSE de regeneración	Emisión de GOOSE de regeneración	Actuación de regeneración
...	...	...	...	...
$n_{i+m}$	$\delta_j$	No	Si	No
$n_{i+m+1}$	$\delta_j$ y $\delta_k$	Si	Si	No
...	...	...	...	...
$n_{i+m+n}$	$\delta_j$	Si	No	$\delta_p$

Tabla II. Regeneración de la red a través de los nodos.

## CONCLUSIONES A LA APLICACIÓN DE LA SOLUCIÓN

El automatismo de Self-Healing mostrado en las secciones anteriores permite disponer de una inteligencia en la red de forma distribuida detectando defectos y reconfigurándola. Combinando este tipo de propuestas junto con la arquitectura de redes en el centro así como tecnologías de comunicación como el PLC se pueden mejorar sustancialmente los tiempos de reconfiguración en la red.

La latencia de un mensaje GOOSE entre nodos de la red. Presenta una latencia muy baja. Gracias a ese tiempo todos los nodos conocen el estado de sus adyacentes y ya pueden realizar la reconfiguración de la red de una forma segura y automática. Cabe destacar que el algoritmo se puede complementar con niveles de seguridad en los que se verifica con detalle las detecciones y actuaciones de los diferentes IEDs diferenciándolos con su propia MAC.

Este algoritmo y protocolo de detección se ha ejemplarizado para redes de distribución de Media Tensión para la red eléctrica, aunque no debe olvidarse que estas mismas redes podrían estar presentes en la distribución eléctrica de grandes infraestructuras como aeropuertos, naves industriales, hospitales, etc.

## REFERENCIAS

- Andersson, L., Maurer, M., Sendin, A., Simón, J., Solaz, 2014, High Availability Solution for Medium Voltage BPL Communication Networks, 2014 18th IEEE International Symposium On Power Line Communications and Its Applications. Glasgow.
- Berganza, I., Sendin, A., Simón, J., Urrutia, I., 2014, PLC Deployment and Architecture for Smart Grid Applications in Iberdrola, 2014 18th IEEE International Symposium On Power Line Communications and Its Applications. Glasgow.
- Biasse, J.M., Chollot, Y., Malot, A., 2011, Improving MV Network Efficiency with Feeder Automation, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution. Frankfurt.
- Deschamps, P., Orsini, J.C., Rasmussen, K.S., 2009, An Alternative Approach to Improving SAIDI and SAIFI Indicators, CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague.
- Silos, A., 2012, Beneficios de la localización de defectos con Feeder Automation para una red eléctrica Smart Grid de distribución en Media Tensión, I Congreso Smart Grids. Madrid.

# LA TERMINACIÓN INTELIGENTE: UN COMPONENTE INNOVADOR PARA PERMITIR EL DESARROLLO DE REDES INTELIGENTES

**Roberto Calone**, Aplicaciones de Protección y Control Manager, ENEL Distribuzione S.p.A.

**Fabio Giammanco**, Normalización y Especificación Manager, Endesa S.A.

**Resumen:** Hasta ahora la inteligencia en una red de MT se concentraba en unos pocos nodos. Para permitir el desarrollo de redes verdaderamente inteligentes, la presencia de inteligencia ampliamente distribuida es una necesidad; por consiguiente es fundamental la instalación de mediciones distribuidas en varios puntos de la red de MV. En este contexto Enel Distribuzione y 3M han trabajado juntos en un componente muy innovador para adaptar las instalaciones existentes: una terminación con sensores (denominada "Terminación inteligente" en la especificación de Enel Distribuzione) para centros de transformación de aislamiento al aire, con sensores pre-calibrados, integrados, para tensión y corriente, altamente precisos y pasivos. Estos componentes se han desarrollado para ser conectado a la RGDM, el dispositivo inteligente de Enel Distribuzione instalado en las subestaciones secundarias para la protección, automatización y gestión de la generación distribuida en MT. En la presentación se describen los requisitos para los dispositivos de red inteligente (requisitos generales de los sensores), la solución desarrollada por 3M para satisfacer estos requisitos y los resultados de la primera instalación piloto.

**Palabras clave:** Terminación Inteligente, Redes Inteligentes

## INTRODUCCIÓN

El foco en el crecimiento económico de la huella de carbono ha llevado a un importante despliegue de fuentes de generación renovable a gran escala (generación distribuida). La integración de estas fuentes en la infraestructura de red existente de electricidad representa un desafío de confiabilidad y eficiencia para Enel Distribuzione y otras compañías eléctricas. Nuevas soluciones de distribución para la automatización y control se han desarrollado para abordar estas cuestiones. Sin embargo, la adquisición de datos de parámetros clave en la red, tales como tensión e intensidad, con una alta precisión y en tiempo real sigue siendo un desafío importante. Esto es especialmente relevante en la red de MT, donde las soluciones técnicas disponibles actualmente rara vez pueden cumplir con los requerimientos de precisión de los datos requeridos y el retorno sobre los requisitos de la inversión (ROI) de todo el sistema. Por lo tanto, la mayoría de las soluciones de adquisición de datos, que permitan inteligencia distribuida hoy se concentran solo en unos nodos de la red general de distribución de MT.

Los accesorios con sensores integrados y su aplicabilidad a la red proporcionan unas mediciones de tensión e intensidad altamente precisas a través de la simple adaptación de los equipos de distribución de MT existentes en la línea. Estos tipos de accesorios con sensores, junto con la infraestructura existente para comunicación de datos, automatización y control, permiten monitorizar en tiempo real la carga de la red, ejercer control y automatización en los centros de distribución.

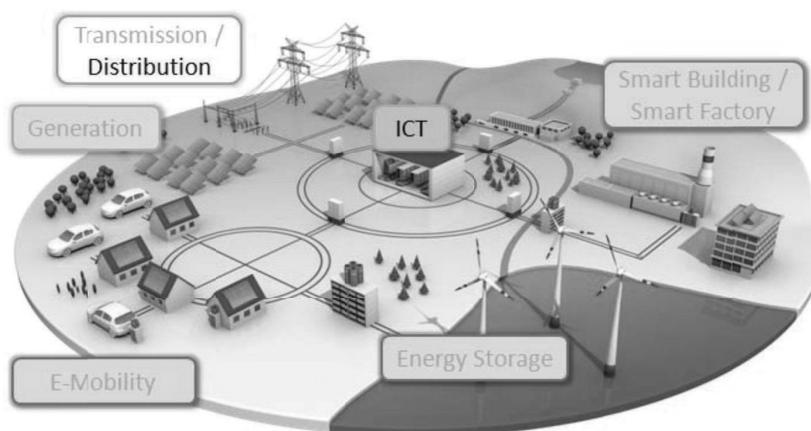


Figura 1. Ilustración Transmisión/Distribución en la Smart Grid.

## TERMINACIÓN SEPARABLE CON SENSORES INTEGRADOS

La experiencia de más de 40 años de innovación en accesorios para cables subterráneos de MT para compañías eléctricas en todo el mundo, le ha permitido a 3M desarrollar una terminación en la que se incorporan sensores integrados, pre-calibrados, altamente precisos, pasivos tanto para tensión como intensidad.



Figura 2. 3MTM Terminación Convencional QX-T24I-vi1-C / 3MTM Terminación Enchufable QX-B24-vi1-C.

Este tipo de terminación es adecuada para el reequipamiento de una gran variedad de los equipos de MT existentes en la red de Enel sin necesidad de cambiar las cabinas y están diseñados para proporcionar datos altamente fiables incluso en ambientes que puedan presentar variabilidad de frecuencia y temperatura. Se pueden instalar directamente en las líneas de alimentación de MT utilizando la tecnología en frío de instalación del accesorio, conectando el sensor de cada fase a una unidad RTU electrónica.

La medida de corriente (carga) se obtiene a través de una bobina Rogowski muy precisa, diseñada específicamente para su integración en la terminación. La medida de tensión se obtiene mediante un sensor pasivo tipo divisor de tensión capacitivo, que compensa la variación con la temperatura. La instalación requiere la desconexión del transformador de distribución por un corto periodo de tiempo para acometer las conexiones. Se pueden instalar fácilmente a la mayoría de RTUs disponibles en el mercado. La experiencia de Enel en este sentido ha sido muy satisfactoria y permite pensar en un despliegue más masivo de este tipo de solución en el futuro.

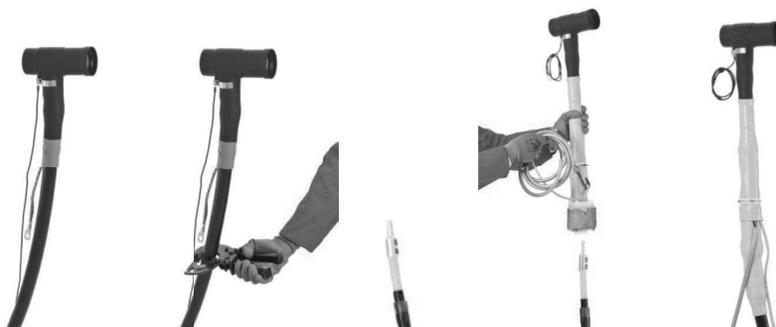


Figura 3. Secuencia de instalación de una Terminación enchufable con sensores para red de MT: a. Terminación enchufable existente, b. Cortar la terminación enchufable, c. Preparación del Cable, d. Conectar e instalar, e. Terminación enchufable con sensores instalada.

### Valores típicos de los sensores utilizados en la prueba piloto Enel:

Medición de tensión:

- Tensión primaria (Upr): 20/V(3) o 15/V(3) o 10/V(3)
- Precisión de la tensión (cada fase): 0,5% – clase 3P
- Desplazamiento de fase:  $\pm 0,5\%$  a tensión nominal

Medición de corriente:

- Corriente primaria nominal ( $I_{pr}$ ): 300 A
- Precisión actual (cada fase) – a  $I_{pr}$  (300 A):  $\pm 1\%$ 
  - o a ratio  $I/I_{pr} = 0.01$  :  $\pm 5\%$
  - o a ratio  $I/I_{pr} = 0,05$  :  $\pm 1\%$
  - o a ratio  $I/I_{pr} = 5$  :  $\pm 5\%$

Los valores de precisión de tensión e intensidad de  $\pm 0.5\%$  han sido probados en un rango de temperatura ambiente entre  $0^\circ\text{C}$  y  $35^\circ\text{C}$ . La exactitud de la medida es el  $\pm 1\%$  en el rango de  $-5^\circ\text{C}$  a  $0^\circ\text{C}$  y  $35^\circ\text{C}$  a  $40^\circ\text{C}$ . Frecuencia nominal 50Hz.

## APLICACIONES

Tecnología avanzada de automatización de la red de distribución de Enel habilitada por el uso de accesorios 3M con sensores integrados.

Estos accesorios proporcionan mediciones fundamentalmente necesarias para el análisis avanzado y de respuesta: alta precisión para valores de tensión y corriente y el ángulo de fase asociado. Las salidas de tensión y corriente se ofrecen como formas de onda analógicas y son capaces de una respuesta de alta frecuencia, dando libertad al usuario para habilitar varios métodos de análisis de red, compleja, en tiempo real y tipo de respuesta. Una breve descripción de algunas de las muchas aplicaciones útiles de esta tecnología se menciona a continuación.

### La Calidad de la Energía: Optimización de volt/Var

La calidad de la energía a través de la optimización de volt/Var, o VVO, consiste en la reducción de la cantidad de potencia reactiva en la red para reducir la corriente total. La potencia reactiva es el resultado de la inductancia parásita y capacitancia que se forma en la red. Mientras que la potencia entregada puede ser imaginaria, una corriente creciente, las pérdidas de la línea y la reducción en el rendimiento son muy reales. La determinación del ángulo de fase requiere de mediciones simultáneas de tensión y corriente (habilitado por los accesorios con sensores integrados) y de un posterior análisis de la relación del tiempo entre los dos. Si se produce una carga inductiva, la tensión precederá a la corriente. Alternativamente, si se produce una carga capacitiva, entonces la corriente precederá a la tensión. En cualquier de estas condiciones se origina un factor de potencia pobre y requerirá de una corriente adicional en la red para proporcionar la misma cantidad de poder real a los usuarios finales. Una vez medidas, las cargas inductivas y capacitivas pueden ser compensadas por conmutación en un banco de capacitores para cancelar las cargas reactivas o mediante un reactor para cancelar las cargas capacitivas.

### Reducción del voltaje de conservación (CVR)

CVR es una práctica que implica mantener la tensión de línea de distribución tan baja como sea posible al tiempo que se garantiza que la tensión entregada se mantiene dentro de las especificaciones requeridas. Esta práctica se basa en el principio de que muchos dispositivos (por ejemplo, aire acondicionado, bombillas de luz fluorescente incandescente, motores de inducción, etc.) funcionan con mayor eficiencia energética a voltajes ligeramente inferiores. La puesta en marcha de una CVR se basa en una combinación de conmutación de condensadores para reducir las pérdidas de la línea, al tiempo que se mantiene una tensión lo más uniforme posible a lo largo de las líneas de distribución, lo que permite además la regulación de la tensión realizada en la subestación para reducir la tensión. Para implementar y optimizar esta tecnología en tiempo real, es crítico disponer de una alta precisión en la medición de tensión, obtenida a partir de los accesorios con sensores, ya que las tensiones primarias deben medirse con exactitud a lo largo de las líneas de alimentador de distribución y en los puntos de consumo.

### Localización y detección de faltas

La localización de averías de una manera eficiente y rápida es una característica que pocas compañías tienen hoy en día, especialmente en redes subterráneas. Enel ha optado por utilizar y experimentar con accesorios con sensores integrados de 3M ya que constituyen un componente clave para acomodar métodos de localización de averías debido a la naturaleza analógica de las salidas y la capacidad de los sensores de corriente para medir los elevados valores que se producen durante una falta, sin saturación magnética. Las formas de onda generadas por una falta y la medida del dispositivo pueden ser muestreados a altas frecuencias y analizados usando métodos como la reflectometría de dominio tiempo (TDR) y transmisometría de dominio tiempo (TDT). Estos métodos de análisis trabajan sobre la base de las formas de onda. Estas mediciones en el tiempo y un modelo de red que incluya un conocimiento de longitudes de cable y una impedancia de acoplamiento, permite la localización mediante la captura de datos. Con un accesorio para cable con sensores y los dispositivos electrónicos integrados en las cabinas (colocados a lo largo de una red eléctrica), Enel ha sido capaz de medir estas faltas desde varias ubicaciones y trianguladas dentro de un pequeño

margen de error. A medida que aumenta la complejidad del sistema con más puntos y más interconexiones, el uso de dispositivos como los accesorios con sensores de 3M se convierten en más necesario si cabe, para proporcionar puntos de medición adicionales que puedan ayudar a aumentar la precisión en la localización de la falta, de una manera rentable y eficiente.

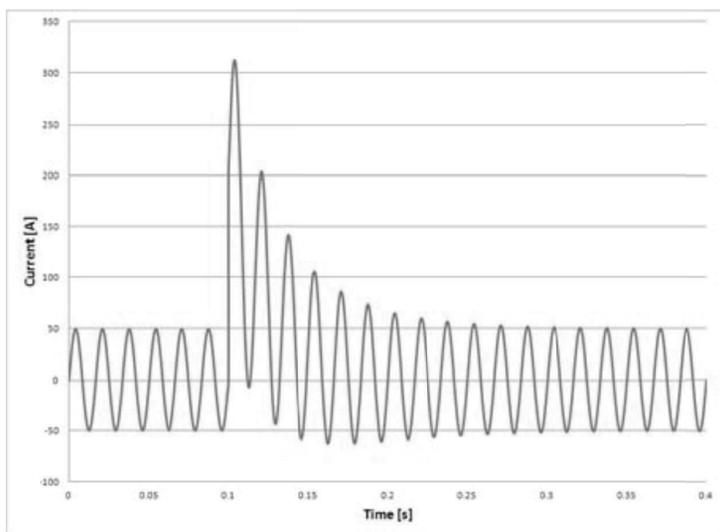


Figura 4. Señal de salida del sensor: simulación de una transición de falta.

La terminación con sensores integrados utilizada por Enel en su prueba piloto cumple con la siguiente normativa:

- Cenelec HD 629.1 S2
- IEC 61238-1

Exactitud de armónicos de tensión y corriente según:

- IEC 60044-7
- IEC 60044-8
- EN 50160

## BENEFICIOS

### Características & Beneficios

- Alta precisión: los accesorios con sensores integrados junto con la electrónica RTU adecuada, permiten la medición de tensión y corriente de forma altamente precisa en cables subterráneos de MT.
- Integrado y compacto en “una pieza – plug&play” para una instalación rápida y fácil.
- Ninguna modificación o reemplazo es necesaria para las cabinas de transformación existentes (no se necesita acceso al transformador).
- Apto para reparaciones en condiciones de espacio limitado y con corta longitud de cable.
- Calibrado: no es necesaria la calibración “in situ”.
- Solo incluye elementos pasivos (no necesita de fuente de alimentación externa).

### El accesorio con sensor permite habilitar la supervisión de la red de distribución para:

- Integración de energías renovables (flujo de energía de control bidireccional).
- Permite la utilización de micro redes.
- Reduce el tiempo de detección y corte de falta.
- Habilita un mantenimiento preventivo de la red de distribución.

Todo ello permite la monitorización de un sistema subterráneo de distribución en MT mediante una interfaz con utilidades de comunicación con la infraestructura existente y proporcionando mediciones “on-line” de tensión e intensidad altamente precisos.

### CAPEX: Actualización en Centros de Distribución existentes para la automatización de la red

- Rápida, fácil y sencilla actualización de la aparamenta/infraestructura existente.

- No se requiere ninguna modificación de la aparamenta/infraestructura instalada.
- No se requiere ninguna obra civil.
- Solución Plug&Play en una sola pieza, para maximizar la eficacia de la instalación (evitar errores).
- Sistema pre-calibrado para una fácil instalación.
- Velocidad de renovación y adaptación de la red de distribución actual.



Figura 5. Fotos de Aplicación.

## CONCLUSIÓN

La capacidad de adquirir datos exactos de los puntos críticos a lo largo del segmento de red de distribución de MT de Enel se ha demostrado como requisito fundamental para la integración de fuentes de generación distribuida, tanto para mejorar la fiabilidad del sistema, como su eficiencia. La experiencia llevada a cabo en las pruebas piloto en varios puntos de Italia, ha demostrado que las soluciones con sensores integrados le permiten a Enel atender esta necesidad, al tiempo que se definen las utilidades básicas necesarias para poder captar los valores de tensión de forma altamente precisa y en tiempo real. Además, la baja inversión, la fácil instalación y la no calibración en campo hacen que el despliegue de estas soluciones sea rápida y eficiente.

# GRID4EU – MONITORIZACIÓN Y CONTROL EN REDES DE BAJA TENSIÓN

**David Pampliega Ruiz**, Jefe de Proyecto GRID4EU, Schneider Electric

**Enrique Ramos Martínez**, Director Centro de Competencias Eléctrico, Schneider Electric

**Resumen:** El proyecto GRID4EU es un proyecto de demostración de soluciones avanzadas en smart grid con amplio potencial de replicación y escalabilidad en Europa. Es uno de los mayores proyectos financiados por la UE (dentro del programa FP7). GRID4EU está compuesto por 6 demostradores (cada uno liderado por una utility), y el artículo se centrará en el liderado por Vattenfall en Suecia, focalizado en monitorización y control de redes de baja tensión, en el cual Vattenfall, ABB, eMeter/Siemens, Schneider Electric y KTH, hacen uso de información proporcionada por smart meters e información recogida de subestaciones secundarias, para mejorar la gestión de cortes de suministro y la monitorización de la calidad de la energía suministrada en redes de baja tensión.

**Palabras clave:** Grid4EU, Smart Grid, Medición Inteligente, Monitorización Baja Tensión, Subestaciones Secundarias

## INTRODUCCIÓN

El proyecto GRID4EU es un proyecto de demostración a gran escala de soluciones avanzadas en smart grid con amplio potencial de replicación y escalabilidad en Europa. El proyecto está parcialmente financiado por el programa de investigación FP7 de la Comisión Europea, siendo uno de los mayores proyectos financiados por la Unión.

GRID4EU involucra a seis utilities (ERDF, Enel Distribuzione, Iberdrola, CEZ Distribuce, Vattenfall Eldistribution y RWE), que abarcan más del 50% de los clientes con medidores eléctricos en Europa. Incluyendo a las mencionadas utilities, en el proyecto participan 27 socios, comprendiendo suministradores de energía, fabricantes y organismos de investigación, que trabajan juntos en uno o más de los seis demostradores liderados por cada una de las utilities. El proyecto GRID4EU comenzó en noviembre de 2011 y finalizará en enero de 2016.

Entre los principales objetivos del proyecto se encuentran el desarrollo y experimentación de tecnologías innovadoras, el análisis coste-beneficio de soluciones en el ámbito de las smart grid o la escalabilidad y replicabilidad de las tecnologías empleadas en Europa.

Las áreas de interés que se analizan y prueban en los distintos demostradores incluyen las siguientes:

- Fuentes de energía renovables.
- Participación activa de clientes.
- Suministro de energía seguro.
- Supervisión y automatización de la red de media y baja tensión.
- Gestión de picos de carga.
- Gestión de la demanda, vehículo eléctrico, almacenamiento, micro redes.

La siguiente figura muestra los seis países en los que se están desplegando los demostradores, así como los socios participantes en el proyecto.

Este artículo se centra en la implementación que se está llevando a cabo en el segundo de los seis demostradores (aquél liderado por Vattenfall Eldistribution en Suecia). En este demostrador, Vattenfall, ABB, eMeter/Siemens, Schneider Electric y KTH harán uso de la información que puede ser proporcionada por medidores inteligentes existentes, junto con la recogida de las subestaciones secundarias, para mejorar la gestión de cortes de suministro y la monitorización de la calidad de la energía en la baja tensión.



Figura 1. Participantes y demostradores del proyecto GRID4EU.

## EL PROYECTO

El segundo demostrador del proyecto GRID4EU tiene lugar en Uppsala, que es la cuarta mayor ciudad de Suecia. En Uppsala, nuevos dispositivos avanzados se han instalado en aproximadamente 100 subestaciones secundarias, que coexistirán con medidores inteligentes existentes así como con la infraestructura de telemedición desplegada. La ambición del demostrador es monitorizar y controlar la red de baja tensión que sirve energía a unos 10.000 clientes durante al menos un año, al mismo tiempo que se experimenta y evalúan distintas soluciones. La siguiente figura muestra la situación de Uppsala dentro de Suecia, así como las áreas de la ciudad que participan en el proyecto (todas las subestaciones secundarias y sus clientes asociados pertenecen a las subestaciones primarias de 70/10 kV de Grånby y Fyrislund).

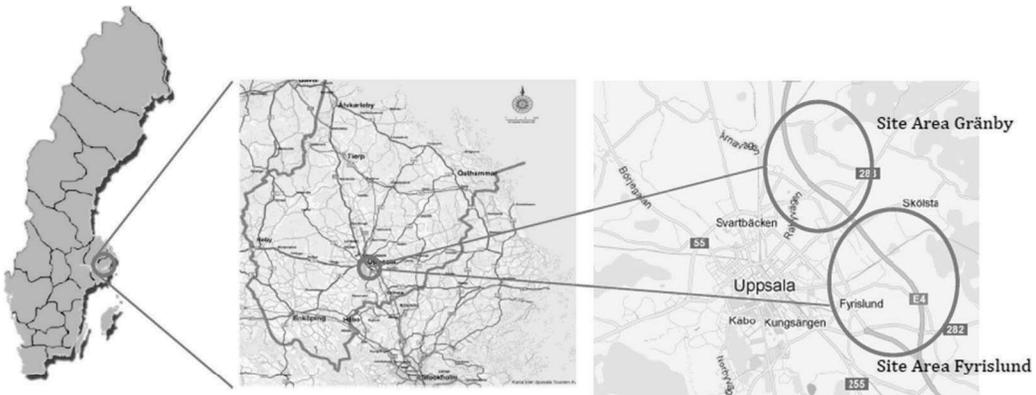


Figura 2. Situación del demostrador en Suecia.

Los principales objetivos que se pretenden alcanzar con la implementación del demostrador son los siguientes:

- Mejorar la calidad del suministro.
- Análisis del flujo de energía medido con propósitos de planificación.
- Monitorización de la calidad del servicio ofrecido.

## Arquitectura

Antes de definir el sistema de monitorización y control de la red de baja tensión, se realizó una descripción de la arquitectura del demostrador empleando el modelo SGAM (Smart Grid Architecture Model) como guía para elaborar las especificaciones del proyecto. El esquema seguido permite modelar los actores en las smart grids y las funciones que desempeñan de una forma estandarizada. Proporciona información acerca de distintos componentes y su configuración física, información a intercambiarse entre dichos componentes y los protocolos de comunicación y modelos de datos utilizados.

Como ya se mencionaba en la introducción, las funciones de monitorización y control de la baja tensión se basarían en dos áreas principales o tecnologías: la medición inteligente y la monitorización de subestaciones secundarias.

Ambas áreas tendrán distintos flujos de información, pero éstos convergerán en el sistema de monitorización y control de la baja tensión, como se puede apreciar en la siguiente figura.

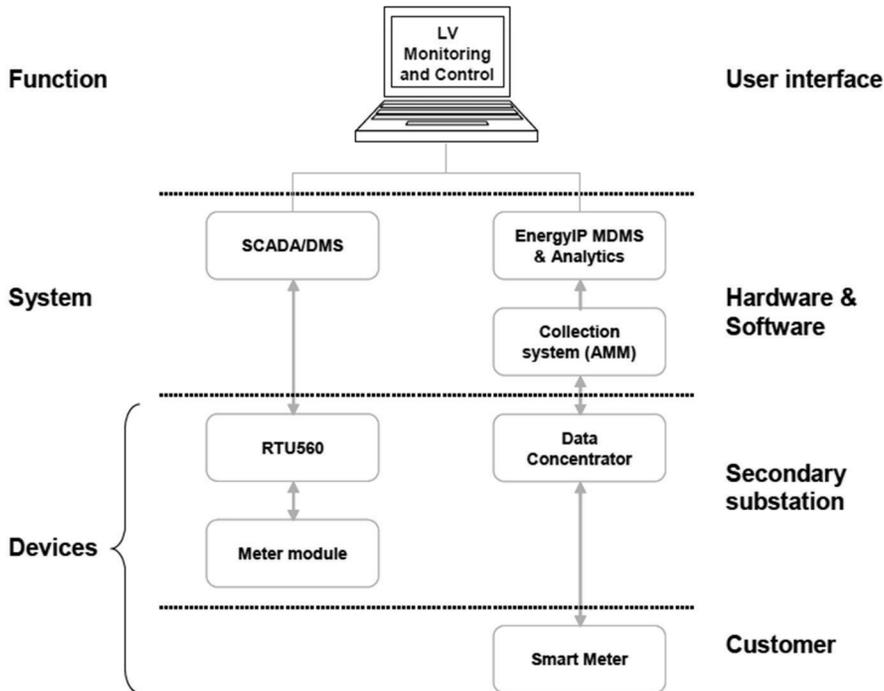


Figura 3. Arquitectura del sistema.

Se puede observar en la figura, como los medidores inteligentes, que se encuentran en las instalaciones de los clientes finales, se comunican con unos dispositivos concentradores de datos, que se encuentran típicamente en las subestaciones secundarias. La comunicación entre los medidores y los concentradores de datos se realiza a través de la propia red eléctrica, usando comunicaciones PLC. Los concentradores de datos recogen la información de todos los medidores conectados a la misma subestación secundaria y los envían al sistema de recolección de medidas (AMM). Es habitual que los concentradores de datos dispongan de un módem GPRS externo para comunicarse con el sistema de recolección de medidas. Una vez la información se encuentra en dicho sistema, ésta se enviaría al

sistema MDMS (Meter Data Management System), donde algunos cálculos analíticos se llevarían a cabo. Cabe destacar que el sistema AMM se encuentra operativo actualmente, gestionando más de 600.000 medidores de Vattenfall, por lo que sólo los datos correspondientes a los 10.000 clientes incluidos en el proyecto GRID4EU se enviarían al MDMS del proyecto GRID4EU.

Por otro lado, el segundo flujo de información es aquél que comprende las RTU (Remote Terminal Unit). En este caso, habrá un módulo de medida que recogerá información de la subestación secundaria y la enviará a la RTU a través de ModBus. Esa información se enviará al sistema SCADA/DMS a través de un módem GPRS con el que cuenta la RTU.

Mencionar que entre los sistemas SCADA/DMS y MDMS se produce un intercambio de información, de forma que se pueda realizar un análisis que combine los datos de los clientes finales (provenientes de los medidores inteligentes) junto con los datos recogidos por las RTU de las subestaciones secundarias.

En la arquitectura descrita, se puede destacar como ambos flujos de información son totalmente independientes, siendo necesario el uso de dos módems GPRS para cada subestación secundaria: uno para el concentrador de datos y otro para la RTU. Como el proyecto está analizando el uso de soluciones con mejor coste-beneficio en el ámbito de las smart grid, una nueva solución de comunicaciones será testada en el demostrador, en la que tan sólo sería necesario disponer de un router con dos conectores Ethernet para poder comunicar tanto el concentrador de datos como la RTU con el sistema de recolección de medidas AMM y con el sistema SCADA/DMS respectivamente. Esta solución sería capaz de unir ambos flujos de información en el punto de origen, y separarlos en el destino, de forma que cada flujo de información llegara a sus respectivos sistemas. Esta solución de comunicaciones ya se ha implementado con éxito en una subestación secundaria en Uppsala. Nuevas implementaciones y pruebas se llevarán a cabo durante este año y el siguiente, de forma que cerca de 15 subestaciones secundarias estén equipadas con esta solución, y poder medir así los beneficios que ésta aporta para el demostrador, comparándola con la solución convencional inicialmente descrita.

## **Funcionalidad de Monitorización y Control**

Para satisfacer los objetivos generales del demostrador, se implementarán dos casos de uso. Además de la descripción de dichos casos de uso, tras ellos se mencionarán otras áreas de investigación abordadas.

### ***Monitorización y control de la baja tensión***

Para este caso de uso, ejemplos de análisis realizados sobre los datos recogidos de los dispositivos de campo son los siguientes:

- Análisis de la información de la red de baja tensión. Para ello, se tendrán en cuenta eventos de pérdida de fase, caídas de tensión y sobretensiones. De las RTU, la información no llegará en forma de eventos, sino que al realizarse una monitorización continua de la subestación secundaria, las medidas se enviarían continuamente al SCADA/DMS.
- Además de lo anterior, es necesario detectar las faltas en la red de baja tensión. Se realizarán análisis de correlación entre los datos proporcionados por los medidores inteligentes y por las RTU para poder identificar futuras faltas en baja tensión.
- También es importante monitorizar la carga de los transformadores. Para ello, se realizarán análisis tanto de los valores horarios proporcionados por los medidores inteligentes, así como de la carga de los transformadores proporcionada por las RTU.

### ***Detección mejorada de cortes de suministro***

Para el segundo caso de uso, ejemplos de análisis realizados sobre los datos recogidos de los dispositivos de campo son los siguientes:

- Es crítico monitorizar los cortes de suministro, realizando un seguimiento de los mismos, tendencias e impacto. Con la información de dichos cortes, será posible identificar las mejores o peores áreas de la red en cuanto a interrupciones de suministro, proporcionando también una

forma de medir el impacto de las mismas en áreas específicas de la red de baja tensión. Otro de los beneficios de esta monitorización de cortes de suministro es que la información recogida de los mismos ayudará a la toma de decisiones de la realización de nuevas inversiones en la red en el futuro.

- El estado de la red de baja tensión basada en eventos de “last gasp” de las RTU y de eventos de restauración de suministro de los medidores inteligentes, ayudarán a monitorizar la calidad de la energía en un modo de operación diario, de forma que se pueda asegurar el nivel de servicio ofrecido al cliente según el acuerdo adquirido con el mismo.
- Por último, es también otra de las áreas de interés para mejorar la detección de cortes de suministro, la medida de los mismos para los clientes de baja tensión. Cada vez que ocurra un corte, el medidor inteligente reportará los detalles sobre el mismo al sistema, incluyendo las fechas de inicio y fin, así como la duración del mismo, por lo que la duración total de cortes de suministro para un cliente o para una subestación secundaria podría calcularse.

### **Otras áreas de investigación**

Además de los dos casos de uso que han sido descritos, en el demostrador se abordan otras áreas de investigación:

- Análisis de pérdidas en la red. Como los medidores inteligentes reportan valores horarios de energía al sistema de recolección de medidas AMM y las RTU reportan valores de energía para los feeders salientes de una subestación secundaria, es posible comparar los valores proporcionados por la RTU con la suma de los valores reportados por los medidores conectados a dicho feeder, de forma que se puedan calcular las pérdidas energéticas en la red.
- Detección de comportamientos fraudulentos. Para poder investigar comportamientos fraudulentos, es necesario analizar conjuntamente los valores de los medidores, los valores de las RTU y los eventos detectados. Se implementarán reglas de correlación que involucren a toda la información mencionada para detectar signos de actividades ilegales que podrían desencadenar investigaciones adicionales para poder confirmarlas.
- Conectividad de dispositivos en el hogar con los medidores. Aunque en este demostrador, los clientes finales no participan en el proyecto (se recogerán datos de medidores inteligentes asociados a clientes finales, pero el cliente final como tal no forma parte del proyecto), la conexión de dispositivos del hogar con los medidores se ha experimentado a nivel de laboratorio. En primer lugar, un “in-home display” comunicándose a través de PLC se conectó a un medidor, por lo que el cliente final sería capaz de ver el consumo registrado por el medidor inteligente en un display independiente del medidor y localizado en su propia vivienda. El display se actualizaría cada pocos minutos o segundos y podría mostrar información acerca del consumo total de energía y otros valores tales como el consumo diario o mensual, para que los clientes finales pudieran gestionar su consumo energético de forma eficiente. Además de lo anterior, algunos conectores inteligentes se añadieron a la red HAN (Home Area Network). Estos conectores se podían encender/apagar remotamente, y además eran capaces de medir el consumo energético de cargas individuales conectadas a los mismos. Toda esa información se mostraría en el display, permitiendo a los clientes finales hacerse una idea de los patrones de consumo de los distintos elementos de consumo de sus hogares.

## **ESTADO ACTUAL Y PRÓXIMOS PASOS**

El estado actual del demostrador con fecha de junio de 2014 es el siguiente:

- La especificación técnica del demostrador se ha finalizado.
- Los preparativos iniciales previos a la fase de implementación han finalizado.
- Las subestaciones secundarias han sido equipadas con sus correspondientes RTU.

- Hasta la fecha, una de las 15 subestaciones secundarias ha sido equipada con la nueva solución de comunicaciones, incluyendo un router para recoger la información tanto del concentrador de datos como de la RTU.

Los próximos pasos en el demostrador son los siguientes:

- Instalar la nueva solución de comunicaciones en 14 subestaciones más.
- Instalar los sistemas SCADA/DMS y MDMS en un entorno IT apropiado.
- Comenzar el periodo de operación del sistema de monitorización y control de la baja tensión, de forma que esté en operación al menos un año, en el que se recoja información de forma diaria y se pueda analizar para resolver los casos de uso mencionados anteriormente.

Los primeros dos pasos mencionados se espera que ocurran durante el verano de 2014, por lo que el sistema podría entrar en operación a finales de verano o a comienzos de otoño en 2014.

## CONCLUSIONES

Durante los últimos años, se ha visto como el despliegue de medidores inteligentes ha comenzado (incluso finalizado) en muchos países de Europa. Este demostrador persigue aprovechar la información que puede proporcionar la infraestructura de telemedición junto con la información que pueden recoger nuevos equipos instalados en las subestaciones secundarias, de forma que pueda incrementarse la calidad del servicio ofrecido a los clientes finales, así como obtener un mayor conocimiento de las interrupciones de suministro que ocurren en la baja tensión.

Se espera que los resultados del proyecto GRID4EU tengan un impacto significativo en implementaciones futuras de tecnologías smart grid. Eligiendo la tecnología adecuada, así como su configuración y comunicaciones, este proyecto demostrativo permitirá hacer más simples futuras implementaciones de proyectos AMM y de smart grid, buscando al mismo tiempo la minimización de costes de inversión y el aumento de la calidad de servicio ofrecida al cliente final.

## BIBLIOGRAFÍA

- Entregable dD2.1. "Demo2 - Detailed project specification and development of demonstration activities" (GRID4EU, 2012).
- Entregable dD2.2. "Demo2 - Detailed technical specification and set-up" (GRID4EU, 2013).

# ARQUITECTURA DE REFERENCIA PARA SMART GRIDS BASADA EN COMPUTACIÓN AUTÓNOMICA

J. Pérez, J. Díaz, C. Vidal, J. Garbajosa, A. Yagüe, C. Fernández-Sánchez  
Universidad Politécnica de Madrid

**Resumen:** Los objetivos que marca la Comisión Europea para Smart Grids requieren incorporar en la red eléctrica sistemas inteligentes de comunicación, monitorización, control y gestión. Para abordar este desafío es necesario un despliegue de infraestructuras TIC en las redes eléctricas. Esto a su vez crea la necesidad de introducir nuevos modelos de arquitecturas software capaces de proveer de cierta *inteligencia* y *autonomía* a la red. Con el objetivo de cubrir estas necesidades, se presenta una arquitectura de referencia que define un nuevo modelo de basado en el concepto de Computación Autónoma. Por medio de esta nueva arquitectura es posible una mejor consecución de los objetivos buscados con las redes inteligentes de energía.

**Palabras clave:** Smart Grid, Arquitectura Software, Computación Autónoma

## INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids) se presentan como una solución para integrar energías renovables, caracterizadas por la intermitencia y distribución de su generación, así como para mejorar la eficiencia de la red, a través de la incorporación de Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC). Las Smart Grids suponen un cambio de paradigma en el modelo de energía, desde el tradicional centralizado (generación-transporte-distribución-consumo), hacia un modelo descentralizado. Una Smart Grid se define como una red eléctrica avanzada en la que se han introducido nuevas funcionalidades, como la comunicación bidireccional entre proveedores y consumidores, y sistemas de monitorización y medida inteligentes (Moslehi & Kumar, 2010).

Para conseguir estos objetivos, en 2012, la Comisión Europea había ya invertido 1,8 billones €, y para el horizonte 2020, esta inversión será aún mayor. Actualmente, uno de los grandes retos es la optimización de recursos energéticos, así como la integración de los recursos de generación distribuida (la mayoría renovables) (Giordeano et. al, 2012). Para hacer frente a este reto se necesitan nuevos modelos y arquitecturas software que permitan la incorporación a la red de sistemas de comunicación, monitorización, control y gestión inteligentes. El objetivo final sería automatizar la gestión a partir de planes y políticas que permitan a la red energética optimizar y equilibrar la oferta y la demanda de energía.

Este objetivo se puede implementar a través de la incorporación de infraestructuras TIC a las redes eléctrica basadas en una arquitectura software cuyo diseño esté basado en nuevos modelos que implementen de manera natural “inteligencia” y “autonomía” dentro de la gestión de los diferentes elementos de la red eléctrica. Esta comunicación presenta una arquitectura de referencia basada en el concepto de *Computación Autónoma* con las metas mencionadas.

La Computación Autónoma (Kephart & Chess, 2003) es un concepto que surge como solución a la creciente complejidad de la gestión de los sistemas computacionales de hoy en día, y la limitación de las capacidades humanas para afrontar esta complejidad. Los sistemas basados en Computación Autónoma son sistemas software que operan principalmente sin intervención externa o humana de acuerdo a un conjunto de reglas y políticas. Esta autonomía, también conocida como *auto-gestión*, se alcanza a través de la implementación de una o más de las siguientes propiedades:

- *Auto-configuración:* se refiere a la instalación y configuración automática de componentes del sistema para cumplir las necesidades del usuario, organización, etc.

- *Auto-optimización: se refiere a la optimización del uso de recursos de acuerdo a las necesidades o restricciones del usuario, organización, etc.*
- *Auto-reparación: se refiere a la detección automática, diagnóstico y reparación de problemas en los componentes del sistema.*
- *Auto-protección: se refiere a la configuración automática para alcanzar ciertos objetivos de seguridad y privacidad.*

Dados los beneficios que la Computación Autónoma podría proporcionar a las Smart Grids, se ha definido una *arquitectura de referencia* distribuida para redes eléctricas, de manera que, inicialmente, ciertos segmentos de la red —microrredes— pudieran operar de forma autónoma a través de la incorporación de unos componentes software denominados *gestores autónomos*. Los gestores autónomos están orquestados de tal forma que proporcionan inteligencia y autonomía a los elementos de la red. Este comportamiento con características de mayor inteligencia y autonomía está principalmente soportado porque los gestores autónomos incorporan capacidades de percepción del entorno, monitorización, análisis, y actuación en tiempo real. La información derivada de tener estas capacidades permite: (i) una mayor coordinación entre productores, proveedores y consumidores de energía para equilibrar su oferta y demanda, (ii) una respuesta en tiempo real a las necesidades del mercado, (iii) una mejor comprensión y análisis del consumo eléctrico, y (iv) una reacción en tiempo real ante cambios para equilibrar la producción y oferta procedente de recursos renovables, cuya generación es intermitente.

## ARQUITECTURA DE REFERENCIA PARA SMART GRIDS AUTÓNOMICAS

La arquitectura de referencia para Smart Grids creada se compone de un conjunto de componentes software. Los componentes software se han dividido en dos grupos, los que implementan políticas autónomas (conectores) y los que no (componentes convencionales). Los conectores implementan los que hemos denominado gestores autónomos, es decir implementan las políticas y los planes de optimización de recursos.

Los elementos de la red tienen en general su correspondiente componente software en la arquitectura, lo que, por una parte, resulta intuitivo al ingeniero eléctrico y por otra permite implementar la autonomía en los correspondientes segmentos de red en los que se está trabajando. Ejemplos de componentes son: productores, consumidores, *prosumers*, transformadores y sistemas de almacenamiento de electricidad (ver *NuclearPowerPlant*, *Substation*, o *Transformer* en figura 1).

Por otro lado, también se han definido una serie de conectores: gestores de la demanda, gestores de almacenamiento, puntos de intercambio, y centros de seccionamiento de red (ver *DemandManager*, *StorageManager*, *ExchangePoint* y *SectionCenter* en figura 1).

Finalmente, los gestores autónomos (ver *AutonomicManager* en figura 1) son una pieza software incorporada dentro de los conectores capaz de: (i) monitorizar continuamente la red con capacidades de procesamiento de datos en tiempo real o cuasi tiempo real, (ii) analizar y responder a cantidades masivas de información procedente de la red, (iii) razonar y tomar decisiones en base a esta información, y (iv) ejecutar planes en base a estas decisiones. Para proporcionar este comportamiento autónomo, los gestores autónomos implementan un modelo conocido como MAPE-K (**M**onitor, **A**nalysis, **P**lan, **E**xecute — **K**nowledge) (Kephart & Chess, 2003). Además, la arquitectura de referencia define un conjunto de componentes complejos (ver *GridController* en figura 1) capaces de orquestar diferentes gestores autónomos desplegados en la red o microrred, siguiendo un enfoque jerárquico que garantiza la escalabilidad de la arquitectura.

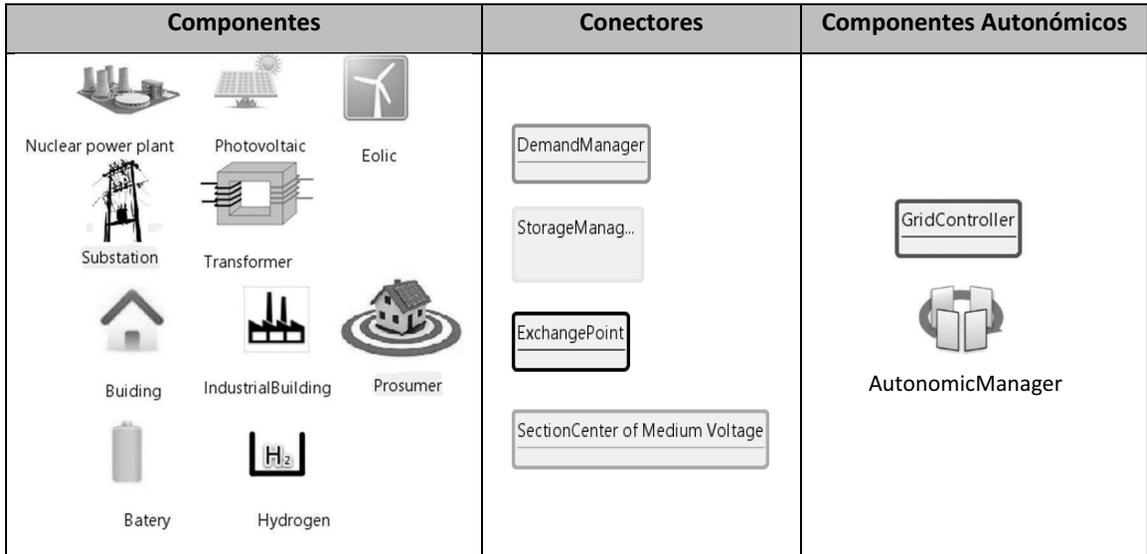


Figura 1. Elementos de la arquitectura de referencia para Smart Grids Autónomicas.

La autonomía de la arquitectura de referencia para Smart Grids se proporciona justamente por los gestores autónomicos, que siguen un modelo MAPE-K (Kephart & Chess, 2003) definido por IBM para implementar computación autónómica (ver figura 2). Según este modelo los recursos gestionados por un sistema autónomo están provistos de un conjunto de sensores que dan información sobre su propio estado. El modelo implementa la monitorización de la información recogida por los sensores, el análisis y detección de síntomas que necesitan acciones correctivas, la planificación de acciones para cambiar el estado de un recurso de acuerdo a una serie de objetivos y políticas, y la ejecución de dichos planes a través de una serie de efectores. Por último, estas acciones se realizan sobre una base de conocimiento.

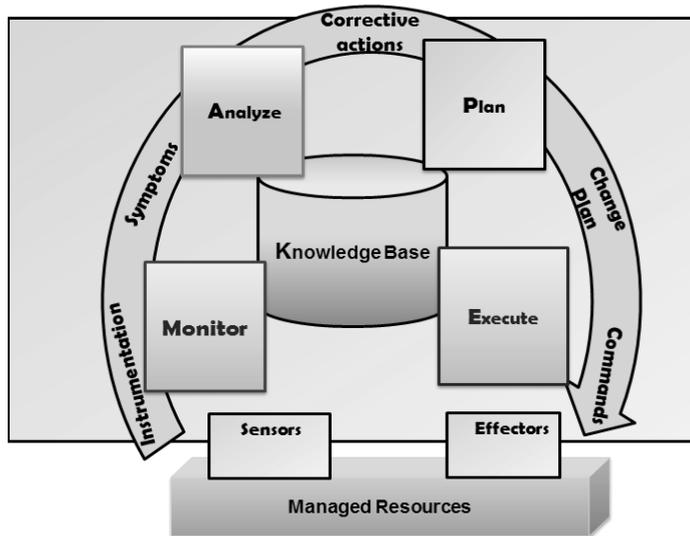


Figura 2. Modelo del ciclo autónómico MAPE-K definido por IBM.

El modelo autónómico facilita la composición jerárquica de gestores autónomicos, como se aprecia en la figura 3. Los distintos recursos (agrupados en la capa de recursos) son gestionados por un gestor autónómico, que implementa las distintas capacidades autónomicas. A su vez, los gestores autónomicos

son tratados como recursos y orquestados por una capa superior compuesta por gestores autónomos de más alto nivel.

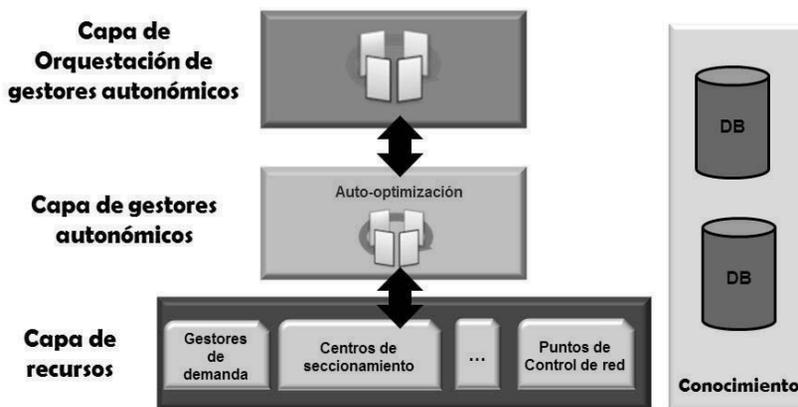


Figura 3. Composición jerárquica de gestores autónomos.

La figura 4 muestra de forma esquemática la implementación de los gestores autónomos. La funcionalidad de los gestores autónomos se ha desplegado en un contenedor de servicios *OSGi* mediante unos componentes software llamados *bundles*. Estos *bundles* implementan las actividades del ciclo autónomo MAPE-K haciendo uso de diferentes herramientas, middleware y librerías Java entre los cuales destacan: el middleware de comunicación publicador-subscriptor *Data Distribution Service* (DDS), un componente para realizar Análisis Complejo de Eventos (CEP), y herramientas para realizar razonamiento semántico sobre la base de conocimiento como *Pellet*, *Jena* y *Jess*.

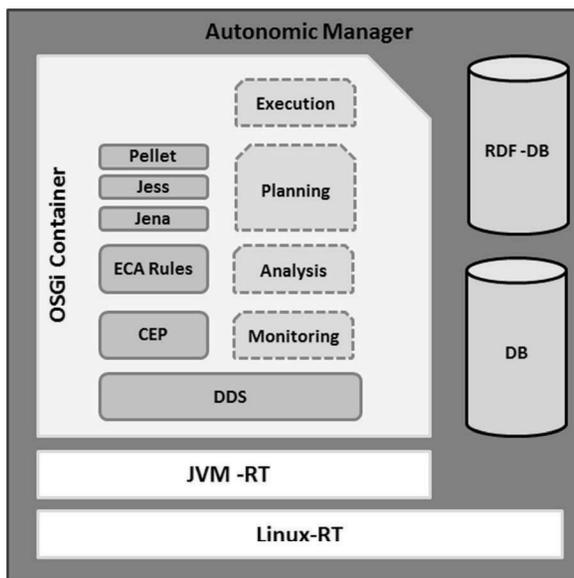


Figura 4. Implementación de un gestor autónomo.

## CASO DE ESTUDIO

Se ha simulado el despliegue de la arquitectura de referencia para Smart Grids en un escenario real que se trata de la microrred semiurbana de Santa Cruz de Mudela, Viso del Marqués y Almuradiel (Ciudad Real). Esta microrred que incluía inicialmente generación distribuida, distribución y transmisión, y demanda, se ha extendido para incorporar almacenamiento. En concreto, la red en la que se basa el caso de estudio está compuesta de:

- 119 km de red MT
- Potencia instalada 14225kVA
- Demanda máxima 4MVA
- 2 subestaciones
- 40 centros de transformación para clientes BT
- 53 centros de transformación para clientes MT
- 3 centros de seccionamiento
- 2 centrales de generación fotovoltaica
- 1 punto frontera
- Este es el escenario real, pero el simulado se extendió para soportar
- 2 sistemas de almacenamiento
- 1 prosumer (consumidor/productor): nave industrial que permite la micro-generación eléctrica a partir de sus calderas de calefacción

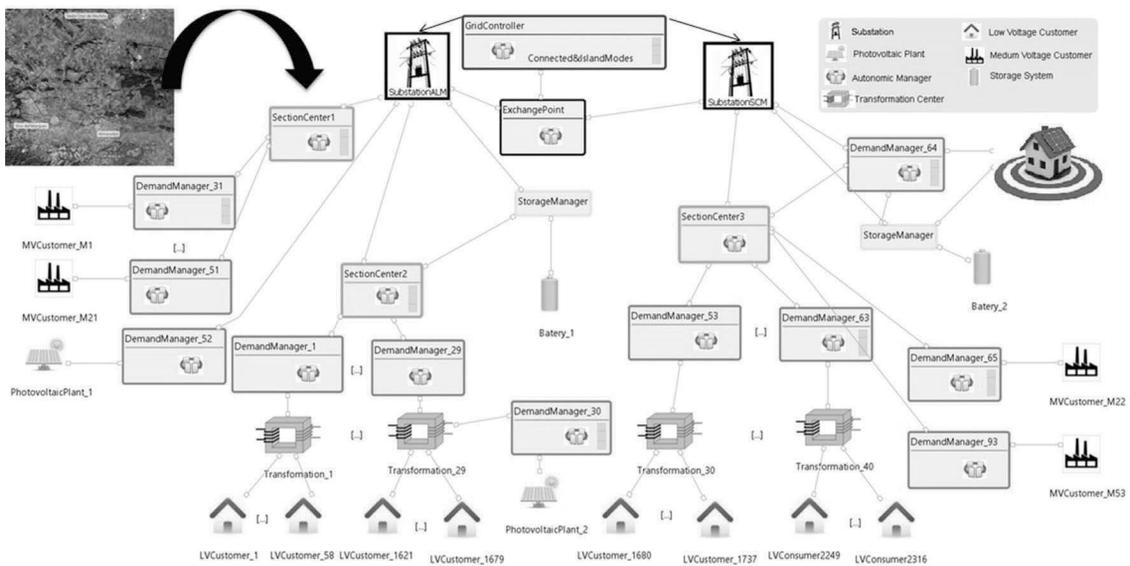


Figura 5. Instancia de la arquitectura de referencia para Smart Grids Autónomas.

La figura 5 muestra una vista de la arquitectura del sistema desplegado en el escenario seleccionado. Como puede verse, se han instalado:

- Un conector de punto de intercambio (ExchangePoint) para bloquear el suministro de energía en una de las secciones de alimentación si las políticas de alto consumo definidas así lo requieren.
- Un conjunto de conectores de centros de seccionamiento (SectionCenter) para definir las políticas de aislamiento de un segmento específico.
- Un conjunto de conectores de gestión de demanda (DemandManager) para tomar decisiones basadas en eventos y en las políticas de la gestión de la energía definidas.
- Un conjunto de componentes de plantas fotovoltaicas (PhotovoltaicPlant) que permiten cambiar el nivel de producción de acuerdo con las políticas de los gestores de demanda.
- Un conjunto de conectores de gestores de almacenamiento (StorageManager) para gestionar el acceso a los datos de almacenamiento.

Por último, el componente GridController es el punto de conexión entre la microrred eléctrica y la red principal de este caso de estudio. Este componente monitoriza los eventos que ocurren en la red eléctrica principal y que son relevantes para la microrred que este controla. Además, el componente GridController implementa las políticas que deben de ser ejecutadas cuando la microrred está operando

tanto en modo conectado, como en modo aislado, así como las políticas para realizar el cambio entre modo conectado y aislado y viceversa.

## CONCLUSIONES

La simulación del despliegue de esta arquitectura ha sido exitoso y es un primer paso para conseguir una arquitectura de referencia madura que dote de mayor autonomía a la microred, y que también posibilite un despliegue en campo.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Ministerio de Industria de España (MITYC) a través del proyecto I+D denominado IMPONET (ITEA 2 09030 - TSI-02400-2010-103), y por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) a través de los proyectos I+D NEMO&CODED (ITEA2 08022 IDI-20110864) y ENERGOS (CEN-20091048).

## REFERENCIAS

- *Giordeano, V., Meletiou A., Covrig C. F., Mengolini, A., Ardelean, M. & Fulli, G., 2012, Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments. <http://ses.jrc.ec.europa.eu> (2 junio 2014)*
- *Kephart, J. O., & Chess, D. M., 2003, The vision of autonomic computing. Computer, 36(1), 41-50.*
- *Moslehi, K. & Kumar, R., 2010, A Reliability Perspective of the Smart Grid. IEEE Trans. on Smart Grid, 1(1)*

# GESTIÓN ÓPTIMA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS CONSIDERANDO RESTRICCIONES ELÉCTRICAS

**Guillem Viñals Canal**, Ingeniero de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)  
**Mónica Aragüés Peñalba**, Ingeniero de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)  
**Oriol Gomis Bellmunt**, Doctor Ingeniero - Profesor, Universidad Politécnica de Cataluña

**Resumen:** Esta comunicación presenta el concepto de microred energética y la problemática de su gestión eficiente siguiendo criterios económicos. Se plantea un algoritmo para la generación de ofertas al mercado eléctrico utilizando técnicas de optimización. El algoritmo simplifica el problema original descomponiéndolo en un problema de programación lineal entera y un problema de programación no lineal convexa. Se consideran generadores renovables y convencionales, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, cargas críticas, cargas gestionables y las líneas eléctricas. Para validar el algoritmo se ha aplicado a una microred de nueve nodos bajo distintos escenarios de precio de mercado, condiciones meteorológicas y condiciones de la red principal.

**Palabras clave:** Microred, Gestión Energética, Optimización

## INTRODUCCIÓN

El incremento de la penetración de la generación distribuida, las previsiones de crecimiento de los vehículos eléctricos, los avances en los sistemas de control y comunicaciones plantean el reto de cuál es la mejor forma de operar el sistema eléctrico. Una opción estudiada para facilitar la gestión del sistema y hacer una gestión más eficiente consiste en la agrupación de recursos energéticos distribuidos conectados físicamente entre ellos en microredes.

Estas microredes se conectan a la red principal mediante un solo punto por lo que respetan el papel del mercado eléctrico como gestor sin generar flujos no controlados en las redes de transporte y distribución. Estos sistemas se conectan a las redes de media o baja tensión, pero se pueden desconectar y operar de forma autónoma si hay algún problema aguas arriba. Respecto a la red principal deben ser capaces de responder como un solo elemento. Para conseguir este control sus elementos se deben conectar mediante interfaces de electrónica de potencia. Las microredes pueden ser de corriente alterna (AC), corriente continua (DC) o híbridas, ofreciendo estas últimas varias ventajas como una reducción de pérdidas por transformaciones de energía, una mejora de la calidad de onda en la red AC, y un incremento de la fiabilidad del sistema (Wang, P. et al. 2013). Un esquema de microred híbrida se muestra en la figura siguiente.

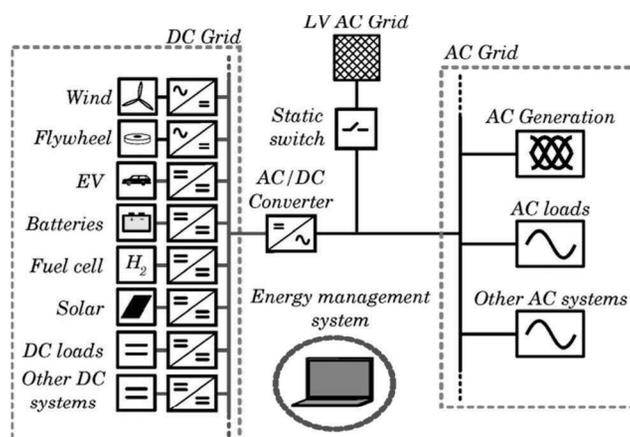


Figura 1. Esquema de una microred.

Las microredes permiten un control coordinado de sus elementos y ofrecen la capacidad de reducir los costes de operación del conjunto de los elementos. La construcción de una microred necesita un importante capital inicial, por lo que es necesario hacer un plan de negocio que garantice su rentabilidad. Con este fin se deben modelar los costes de operación de la microred durante su vida útil. Estos costes no solo dependen de los equipos que la componen sino también del sistema de gestión energética. Para conseguir una buena estimación de los costes se deben modelar tanto los elementos como el sistema de gestión y realizar simulaciones con ambos modelos a la vez.

Una microred debe operarse cumpliendo, en orden de importancia, los siguientes puntos:

1. Garantizar la estabilidad técnica de tensión y frecuencia en la red.
2. Optimizar con criterios económicos los flujos de potencia en la red.

Para satisfacer ambos objetivos simultáneamente se necesita un control jerárquico de dos niveles, es decir, que en el nivel superior (criterios económicos) se genera una consigna para los elementos que se corrige por el lazo inferior (criterios técnicos) hasta llegar al lazo de corriente de los inversores (Guerrero, J. M. et al. 2011). Estos dos niveles pueden a su vez tener también una estructura jerárquica. La interacción de estos lazos de control, el carácter aleatorio de las variables meteorológicas y los errores en la modelización de la microred hacen que la gestión de una microred sea muy compleja y solo puedan estimarse sus costes mediante técnicas de simulación considerando todos los elementos implicados. Con los resultados de las simulaciones sería posible optimizar parámetros de diseño de los lazos de control e identificar los cuellos de botella que impiden una mayor reducción de los costes frente a una gestión desagregada de elementos.

En esta comunicación se analiza con detalle en qué consiste un sistema de gestión de energía, y se centra en la resolución de la problemática de generar las ofertas a presentar al mercado eléctrico. Un caso práctico respalda la modelización teórica.

## SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA

Los sistemas de gestión de una microred energética (EMS por sus siglas en inglés) están compuestos por distintos módulos que interactúan entre ellos. Hay que tener presente que el sistema de gestión debe tomar decisiones pese a no tener toda la información disponible. Mediante los módulos de previsión se estiman las variables estocásticas. La precisión de estos estimadores es mejor a medida que se aproxima el tiempo en que ocurren, por lo que se pueden usar para generar consignas que tengan en cuenta la información más realista posible. Un esquema de EMS se muestra a continuación.

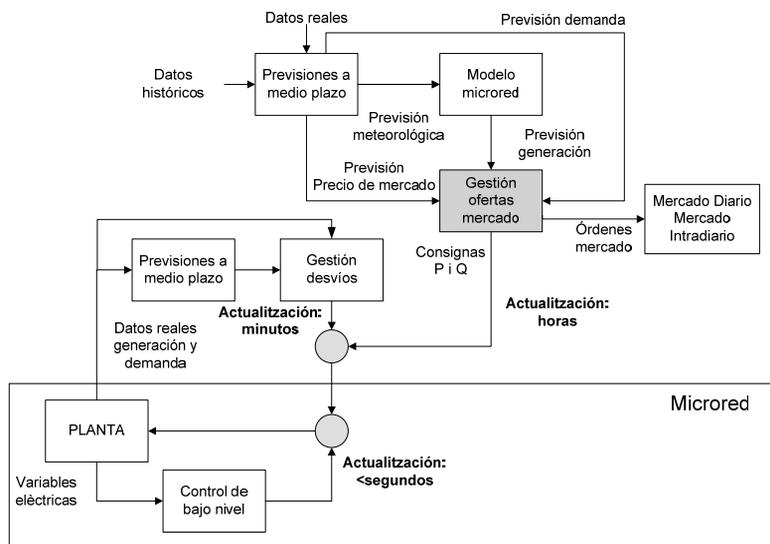


Figura 2. Sistema de gestión energética.

En primer lugar, con previsiones a medio plazo y un modelo matemático de los elementos de la microrred se generan las ofertas al mercado optimizando costes. Con este mismo criterio se corrigen las consignas a medida que se conoce nueva información. Estas consignas son corregidas con criterios técnicos por los lazos de control locales. Los módulos se exponen con más detalle a continuación.

- **Módulo de previsiones a medio y corto plazo:** Utiliza una combinación de modelos atmosféricos con series temporales ARIMA estacionales o técnicas de inteligencia artificial como redes neuronales. Tiene que estimar las variables de todo el día con la mayor resolución temporal posible a partir de los datos actuales.
- **Módulo de planta:** Este módulo tiene que modelar el error de modelización que se hace en la modelización de la microrred. Puede consistir en modelos más complejos de los elementos que participan en la microrred, modelos que tengan en cuenta más parámetros, o perturbar los resultados de la modelización para conseguir un comportamiento más real.
- **Módulo de gestión de ofertas al mercado:** Se encarga de generar las ofertas de participación a los mercados diarios e intradiarios. El tiempo consumido en generar las ofertas no es crítico, por lo que este módulo suele consistir en un problema de optimización que se ejecuta cada vez que la microrred participa en un mercado. En este módulo se pueden optimizar los costes, las pérdidas, las emisiones, etc.
- **Módulo de gestión de desvíos:** El error de las previsiones produce que las consignas generadas anteriormente no serán óptimas para los datos reales. Éste módulo se encarga de encontrar óptimos locales mediante algoritmos online que minimizan el coste de los desvíos.
- **Módulo de control de bajo nivel:** A nivel práctico aparecen diferencias derivadas de los errores en la modelización de los elementos, cambios bruscos de cargas o cambios en la generación. Estos cambios son corregidos por los lazos de control que garantizan la estabilidad del sistema.
- **Modelización de la red:** Para poder optimizar la gestión necesitamos un modelo matemático de todos los elementos que constituyen la microrred.

## GESTIÓN DE OFERTAS AL MERCADO

Para presentar ofertas al mercado eléctrico es necesario modelar los elementos de la microrred. Estos elementos son los generadores primarios, las cargas desplazables, las líneas eléctricas, el punto de conexión a la red principal, los elementos almacenadores de energía, los vehículos eléctricos, los generadores eléctricos y los convertidores.

Los modelos de estos elementos deben considerar los costes de utilización del almacenamiento, una aproximación a los costes asociados a la generación de energía, los beneficios o costes de participar en el mercado eléctrico, los costes asociados al consumo de potencia reactiva en el punto de conexión a la red y los costes de dejar de suministrar cargas.

El problema resultante es no lineal mixto (MINLP). La dimensión del problema está sujeta a los nodos de la microrred, los elementos conectados a estos nodos y la resolución temporal. El problema puede ser fácilmente de gran dimensión.

La función objetivo del problema se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 z = & \sum_{m=1}^{\tau_{total}} \left( \sum_{n=1}^{nbusDC} (CostgenDC_{n,m}) + \sum_{o=1}^{nbusAC} (CostgenAC_{o,m}) \right) \text{ costes generación} \\
 & + \sum_{m=1}^{\tau_{total}} \left( \sum_{n=1}^{nbusAC} ((P_{xarxagen_{n,m}} - P_{xarxaabs_{n,m}}) \cdot Preuxarxa_{n,m}) \right) \text{ costes mercado} \\
 & + \sum_{m=1}^{\tau_{total}} \left( \sum_{n=1}^{nbusAC} P_{nloadAC_{n,m}} \cdot CloadAC_n \right) \text{ costes no suministrar cargas} \\
 & + \sum_{m=1}^{\tau_{total}} \left( \sum_{n=1}^{nbusAC} P_{nloadDC_{n,m}} \cdot CloadDC_n \right) \\
 & + \sum_{m=1}^{nbusDC} \left( \sum_{n=1}^{\tau_{total}} Costbat_{m,n} \right) + \sum_{n=1}^{\tau_{total}} CostQ_{\tau} \\
 & \text{Costes almacenamiento} \qquad \qquad \qquad \text{Costes reactiva}
 \end{aligned}$$

Las restricciones eléctricas introducen no linealidades en el problema pero nos permiten:

- Considerar los límites de tensión, que son muy estrictos en el espacio entre la red principal y las instalaciones interiores. También permite gestionar estos límites con las consignas de potencia reactiva de las máquinas eléctricas.
- Considerar los requerimientos del operador del sistema de potencia reactiva.

Otros elementos que nos pueden introducir restricciones no lineales son:

- Costes de generación y almacenamiento

### Algoritmos de descomposición

La resolución de problemas de optimización no lineales mixtos no garantiza ni la convergencia ni la calidad de la solución obtenida, los resultados pueden ser poco estables manifestando una gran dependencia del punto inicial (Bazaraa, M. et al. 2006). Hay una clase particular de problemas no lineales que no presentan estos problemas: los problemas no lineales convexos. Existen técnicas matemáticas que se basan en la descomposición de un problema no lineal mixto en dos problemas de más fácil resolución como un problema lineal mixto y un problema convexo. Algunas de estas técnicas son la descomposición de Benders o el algoritmo Cutting-plane de Dantzing. Siguiendo el principio fundamental de estas técnicas y aprovechando el conocimiento sobre el problema se ha diseñado un algoritmo que permite solucionar un problema no lineal convexo y un problema lineal entero y conseguir una solución aproximada al problema general. El esquema seguido se muestra a continuación.

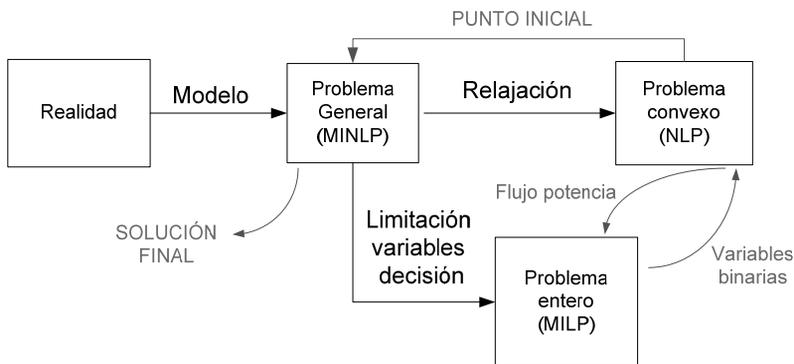


Figura 3. Descomposición del problema de generación de ofertas.

Para la descomposición hay que realizar simplificaciones en los costes, por lo que la solución obtenida se utiliza como punto inicial para el problema no simplificado, permitiendo así que la solución pueda

mejorarse localmente teniendo en cuenta los datos de coste sin simplificar. Las condiciones para que el algoritmo funcione son:

- La red AC debe tener estructura de árbol.
- Los costes deben poder aproximarse con una función convexa.

Estas dos condiciones son muy frecuentes en las redes de distribución.

### CASO DE ESTUDIO Y RESULTADOS

Para validar el algoritmo se plantea un caso práctico para simular. Este consiste en una microred de nueve nodos conectados a la red de distribución de 400V. La microred presenta una estructura híbrida AC/DC que cumple las condiciones mencionadas anteriormente. Las dos redes están unidas mediante dos convertidores para garantizar la disponibilidad del almacenamiento de energía en caso de un fallo en un convertidor. La tensión de la red DC es de 700V. La generación renovable se basa en una turbina eólica y un parque fotovoltaico con una batería. Para garantizar el funcionamiento en modo isla se instalan dos grupos electrógenos y una microturbina de gas. Existen puntos de carga de vehículos eléctricos distribuidos por la microred. El esquema de la red se muestra a continuación.

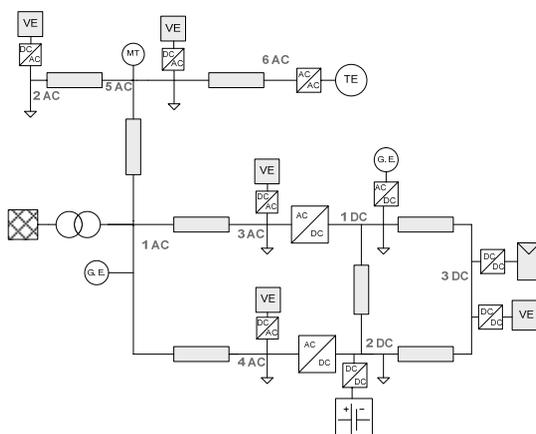


Figura 4. Esquema de la microred de estudio.

A continuación se presentan los resultados obtenidos. En la figura 5 se muestra la resolución del problema para distintos precios de mercado y se observa que la aproximación convexa mediante la descomposición presenta una diferencia muy pequeña con la solución no lineal mixta (general), lo que indica que las aproximaciones hechas en los costes tienen un impacto reducido en la resolución del problema.

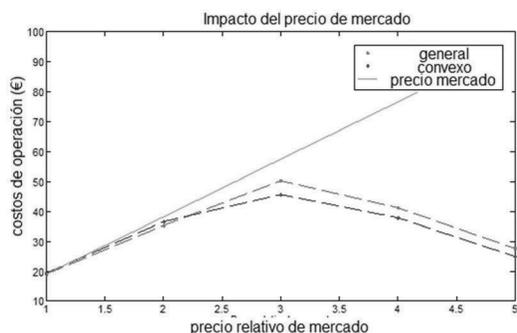


Figura 5. Sensibilidad de las soluciones al precio mercado.

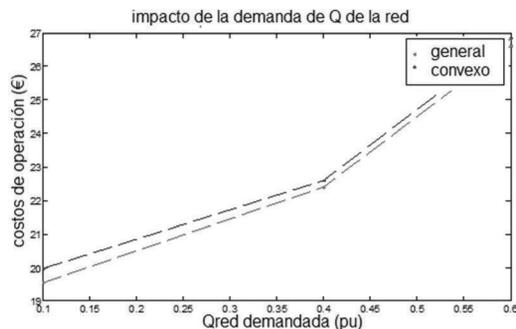


Figura 6. Impacto de la demanda de Q de la red.

La figura 6 muestra cómo se puede utilizar el algoritmo para cuantificar el impacto económico de los requerimientos de potencia reactiva del operador del sistema en el punto de conexión de la microred.

Como es natural, a medida que se demanda más potencia reactiva disminuye nuestra capacidad para optimizar el sistema y los costes se incrementan.

Finalmente se muestran las consignas de potencias reactivas de los distintos elementos de la microred para un día que se ha dividido en períodos de 2 horas. Las potencias activas de la red son las que se negociarían en el mercado eléctrico.

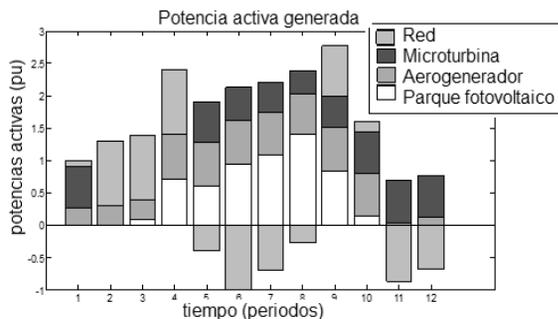


Figura 7. Potencias activas generadas en la microred.

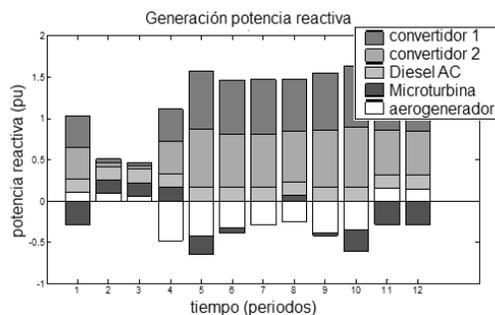


Figura 8. Potencias reactivas generadas en la microred.

## CONCLUSIONES

La estimación de los costes de una microred energética es un problema donde intervienen muchos elementos distintos. La novedad de estos sistemas implica que cada uno de los módulos es ahora mismo un campo de investigación, como los sistemas de predicción basados en inteligencia artificial o los algoritmos heurísticos online. Para poder estimar los costes de operación de una microred es necesario modelar todos estos sistemas y simular cómo actúan para un escenario concreto. Los parámetros de estos escenarios dependen fuertemente de variables no controlables, por lo que se necesitan muchos casos para poder evaluar los beneficios de las distintas posibilidades de gestión.

Es fácil establecer cotas superiores de beneficios de las microredes, que no son realistas pero prometen un gran potencial de reducción de los costes respecto a una gestión no inteligente. El estudio de los costes de las microredes permitiría encontrar qué elementos son los que tienen un mayor impacto en los resultados finales y conocer donde se deben centrar los esfuerzos de investigación.

Otra oportunidad que ofrecen estos sistemas es una gran cantidad de información que puede animar a los consumidores a tener una participación más activa en la gestión de los consumos para contribuir a la reducción de los costes.

## REFERENCIAS

- Peng Wang; Goel, L.; Xiong Liu; Fook Hoong Choo. 2013. Harmonizing AC and DC: A Hybrid AC/DC Future Grid Solution. *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol.11, no.3, pp.76-83
- Guerrero, Josep M. and Vasquez, Juan C. and Matas, José and Garcia de Vicuña, L. and Castilla, Miguel. 2011. Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids – A General Approach Towards Standardization. *IEEE TRANSACTION ON POWER ELECTRONICS* v. 58, n.1 158 – 172.
- Bazaraa, Mokhtar S. and Hanif D. Sherali and C.M. Shetty. 2006. *Nonlinear programming, theory and algorithms*. New Jersey: John Wiley & Sons.

# SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA LA GESTIÓN DE UNA MICRO RED MEDIANTE TECNOLOGÍA PLC PRIME

**Noelia Uribe Pérez**, Estudiante de Doctorado, Centro de Desarrollo de Energías Renovables - Centro Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CEDER-CIEMAT)  
**Luis Hernández Callejo**, Investigador Smart Grids, Centro de Desarrollo de Energías Renovables - Centro Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CEDER-CIEMAT)  
**David de la Vega Moreno**, Profesor Titular de Universidad, Universidad del País Vasco  
**Pablo Angueira Buceta**, Profesor Titular de Universidad, Universidad del País Vasco  
**Txetxu Arzuaga Canals**, ZIV Group Company

**Resumen:** En este artículo se presenta una micro red de generación y almacenamiento distribuidos en la que se pretende establecer un sistema de comunicaciones que permita gestionar la generación, la distribución y el consumo atendiendo a criterios de minimización del consumo eléctrico, minimización de las pérdidas y maximización del beneficio económico. El artículo se centra en el sistema de comunicaciones, incluyendo el despliegue de medidores inteligentes (Smart Meters), la puesta en marcha de los mismos, la conformación de las subredes mediante la tecnología PLC PRIME y la monitorización de las comunicaciones.

**Palabras clave:** Micro Red, Generación Distribuida, Sistema de Comunicaciones, PLC, PRIME, Smart Meter, Data Concentrator

## INTRODUCCIÓN

El modelo eléctrico actual se caracteriza por ser un sistema fuertemente centralizado, tanto en generación como en gestión, conectado a una amplia red de transmisión y distribución, de carácter radial. Este modelo choca de frente con los nuevos requisitos y necesidades que se esperan del sistema eléctrico del futuro y tales desafíos ponen en evidencia su obsolescencia. La introducción progresiva de fuentes energéticas distribuidas, principalmente energías renovables o *Renewable Energy Sources (RES)* y a priori no gestionables, la liberación de los mercados energéticos, el cambio climático, la concienciación social sobre el consumo y su repercusión en el medio ambiente, la eficiencia energética, la seguridad de abastecimiento, la respuesta a la demanda, los sistemas de almacenamiento descentralizados y la progresiva introducción del vehículo eléctrico son factores clave en el cambio del modelo energético y se perfilan como soluciones a la actual crisis energética (Galli et. Al, 2011). Como plantea la *European Smart Grid Technology Platform* (2010), el nuevo sistema ha de caracterizarse por ser flexible, accesible, fiable y económicamente viable. Las fuentes de generación distribuida, *Distributed Energy Resources (DER)* o *Distributed Generation (DG)* suponen un profundo cambio en el modelo energético actual.

El consecuente desafío al desarrollo de la *DG* es cómo integrar esa gran cantidad de puntos de producción distribuidos en la red eléctrica de manera efectiva. La generación distribuida implica una serie de complejas operaciones de gestión que ya no pueden ser consideradas como un elemento pasivo de un sistema radial sino que implica un rediseño del sistema. Es así como surge el concepto de red eléctrica inteligente o *Smart Grid (SG)*.

A raíz de la creación del término *SG* han ido surgiendo otros más acotados en definición y funcionalidad que merecen ser tenidos en cuenta. Uno de ellos es el concepto de micro redes o *microgrids*. Una micro red se caracteriza por ser un sistema de distribución en baja tensión o *low-voltage (LV)* con sistemas distribuidos de generación, almacenamiento y control que puede estar conectada a la red principal o bien quedar aislado. Este tipo de configuración correspondería con un polígono industrial, un pequeña población o incluso un barrio.

Este trabajo pretende cubrir la necesidad de introducir las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) en el contexto eléctrico, antes tradicionalmente separados pero cuya fusión resulta clave para el éxito futuro de las micro redes (Yan et. al, 2013; Laverty et. al, 2010; Gao et. al, 2012) con el fin de gestionar la generación distribuida renovable desplegada en el centro. Para ello se han instalado una serie de dispositivos entre los que destacan los contadores y concentradores de datos en el centro, también conocidos como *Smart Meters (SMs)* y *Data Concentrators (DCs)* respectivamente.

Esta “fusión” de campos de conocimiento se va a hacer a través del uso de la tecnología *Power Line Communications (PLC)*, lo que implicará que ambos niveles (eléctrico y comunicaciones) compartan un medio físico común: el cableado eléctrico. Su gran ventaja frente a otras tecnologías es que el medio ya está desplegado y en teoría cualquier punto conectado a la red es susceptible de beneficiarse de los servicios que se sirvan con *PLC*.

## DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

### Objetivo

El proyecto pretende establecer un sistema de comunicaciones que, a través de señales de control, permita la gestión de la generación, la distribución y el consumo atendiendo a criterios de minimización del consumo eléctrico y de las pérdidas maximizando a su vez el beneficio económico. Consecuentemente, se consigue fomentar las energías renovables y la generación y el almacenamiento distribuidos. Las señales de control se ejecutarán en función de la operación de unos agentes o elementos fundamentales atendiendo a los criterios anteriormente señalados.

### Emplazamiento

El desarrollo del proyecto se lleva a cabo en las instalaciones del CEDER (Centro de Desarrollo de Energías Renovables). Se trata de un centro nacional para la investigación, el desarrollo y el fomento de las energías renovables que pertenece al CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), a su vez Organismo Público de Investigación dependiente del Ministerio de Economía y Competitividad de España. El CEDER-CIEMAT está ubicado en el término de Cubo de la Solana, junto a la pedanía de Lubia, provincia de Soria. La infraestructura desplegada en el CEDER corresponde a la definición de una micro red: múltiples puntos de generación distribuida y almacenamiento conectados con los consumidores (en este caso, edificios y maquinaria) en baja tensión. Se trata de un emplazamiento novedoso y se tienen pocas o ninguna referencia sobre la existencia de algún otro similar.

La red del CEDER se puede describir en dos niveles bien diferenciados entre sí: a nivel *eléctrico* y a nivel de *comunicaciones*, si bien ambos se caracterizan por compartir un medio común, característica intrínseca de la tecnología *PLC*.

### Nivel Eléctrico

Por nivel eléctrico entendemos el transporte y distribución hasta los puntos de demanda/consumo de energía eléctrica.

El centro tiene un potencia contratada de 135 kW, según la tarifa 3.0A. La compañía distribuidora suministra energía eléctrica a un nivel de tensión de 45 kV que, mediante un transformador a la entrada del centro, baja hasta los 15 kV. El elemento transformador de entrada es de 45/15 kV y 1.000 kVA. El centro cuenta con siete centros de transformación (CTs) como se aprecia en la Figura 1. El CEDER también dispone de un amplio despliegue de energía renovable distribuida, agrupada como sigue:

- Energía eólica: 5 aerogeneradores de entre 1.5 y 50 kW.
- Energía fotovoltaica: 3 bancadas fotovoltaicas de 5 kW además de dos tejados fotovoltaicos en los edificios E01 y E03 de 10 kW cada uno.
- Mini-central hidráulica (en fase de instalación) con una producción prevista de 60 kW.

Además se cuenta con dispositivos de almacenamiento electroquímico (baterías de Plomo-Ácido eIÓN-Litio), y mecánico (volante de inercia y bombeo hidráulico).

Finalmente, las cargas del centro lo forman todos los edificios y maquinaria existentes, el grupo turbina-bombeo, además de tres cargas electrónicas móviles de 2,8 kW cada una y configurables en modo monofásico y/o trifásico.

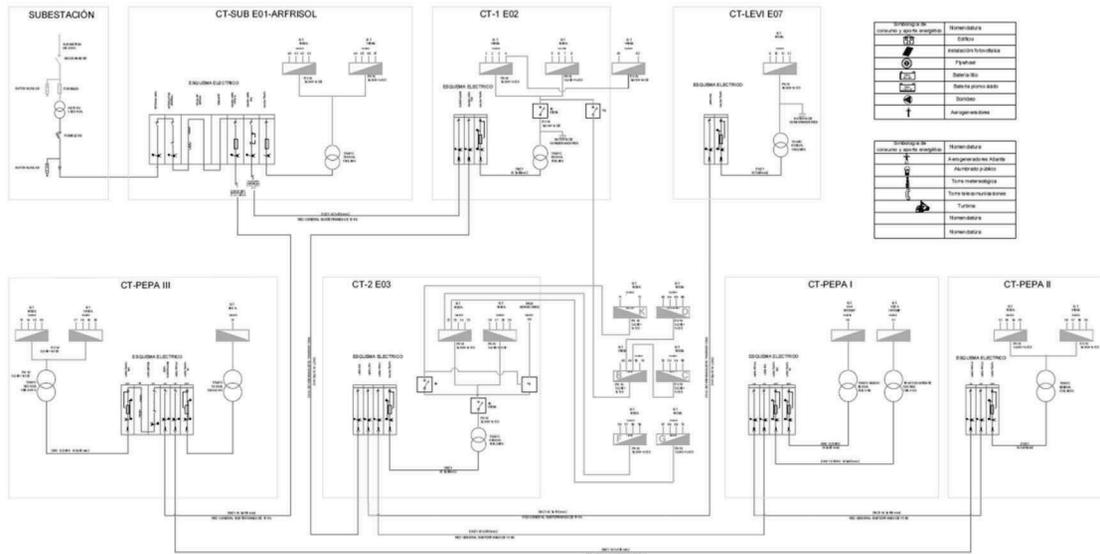


Figura 1. Esquema unifilar del conexionado de los diferentes CTs del CEDER-CIEMAT.

## Nivel Comunicaciones

Todos los edificios del CEDER se encuentran conectados con el Centro de Proceso de Datos (CPD) mediante tecnología *Ethernet*, de manera que se pueda enviar y recibir información desde cualquier punto del centro y procesarla a posteriori de manera descentralizada en cualquier otro punto del centro. Para integrar el sistema de comunicaciones que permita gestionar la generación, distribución y consumo se ha procedido a instalar contadores en puntos estratégicos de demanda y generación. En este sentido podríamos hablar de una evolución del clásico *AMS (Automatic Metering Service)* al *AMI (Advance Metering Infraestructure)*.

## Despliegue de equipos

Actualmente, se han instalado un total de 44 *SMs*, monofásicos (Figura 2.a) y trifásicos (Figura 2.b), dependiendo de la instalación correspondiente; y 9 *DCs* (Figura 2.c). Cada CT lleva un *DC* y además dos de ellos en concreto llevan otro más, haciendo una configuración maestro-esclavo. Los equipos tienen implementado el estándar *PowerLine Intelligent Metering Evolution (PRIME)*, que define las especificaciones de las capas Física y *MAC (PRIME Alliance Technical Working Group, 2010)*. A su ventaja de ser abierto y estar consolidado como solución para la medición avanzada, el control y el monitoreo, se le unen otras funcionalidades como el control de errores y el estado de la conexión en baja tensión (Sendin et. al, 2013). El modelo de datos se basa en el estándar *DLMS/COSEM (DLMS Use Association, 2014)* ampliamente aceptado y aplicado en entornos de medida.



a) SM monofásico

b) SM trifásico

c) DC

Figura 2. Dispositivos de medida y almacenamiento de datos suministrados por ZIV (ZIV Group Company).

Los *SMs* permiten la realización de medidas de intensidad y tensión (3 intensidades de fase y 3 de tensión en el caso de medidores trifásicos), medida de potencia activa con signo y reactiva en los cuatro cuadrantes, medida de energía activa bidireccional y reactiva en los cuatro cuadrantes y medida del factor de potencia instantánea total y por fase.

Los *DC* hacen la función de gestión de la subred que encabezan (funcionalidad *PRIME*) además de ser supervisores de baja tensión (incluyen un contador trifásico) y concentradores de las medidas. Concentradores y contadores se comunican a través de la red de baja tensión en la banda *CENELEC-A*, que comprende desde los 9 hasta los 95 kHz y que está destinada a uso exclusivo de las compañías eléctricas.

### Capa Física (PHY)

La capa física *PRIME* está concebida para la comunicación sobre cableado eléctrico originalmente dedicado a la transmisión y distribución de electricidad a 50-60 Hz. Está basado en una modulación *OFDM* (*Orthogonal Frequency Division Multiplexing*) y permite hasta 96 subportadoras de datos entre 42 kHz y 89 kHz, de esta forma la señal dispone de unos 47 kHz de ancho de banda y se sitúa en la “mejor zona” de la banda *CENELEC-A*, ya que las redes eléctricas típicas de Europa generan problemas a frecuencias por debajo de los 40 kHz. Además, *PRIME* admite 3 tipos de modulación digital (*BPSK*, *QPSK*, *8PSK*) y opcionalmente codificación convolutiva.

### Capa MAC

La capa *MAC PRIME* es orientada a la conexión, lo que implica que cualquier intercambio de información requiere necesariamente el establecimiento de conexión. A cada nodo se le asigna una dirección *MAC* universal (*EUI-48*), por parte del fabricante, que se utiliza durante el proceso de registro en la subred. Como cada subred va a tener un sólo Nodo Base, la dirección *MAC* de éste hace las veces de identificador de dicha subred *SNA* (*SubNetwork Address*).

La conformación de la subred *PRIME* se realiza en forma de árbol y de manera automática, de manera que facilita mucho el despliegue de contadores de forma masiva. Está formada por dos elementos fundamentales:

- **Nodo Base:** Es la “cabeza” de la subred y el que gestiona toda la topología y configuración de la misma y sólo puede haber un Nodo Base por subred. En este caso se han instalado en los centros de transformación (configuración habitual) y están embebidos en los *DCs*. En un primer momento, cada Nodo Base forma la subred en sí misma. Los Nodos Servicio deberán pasar por una fase de registro para entrar a formar parte de la subred.

- **Nodo Servicio:** Son las hojas y raíces de la subred formada por el Nodo Base y, por lo tanto, con los que establecerá comunicación. También están embebidos en los contadores desplegados por el centro. Los Nodos Servicio pueden tener a su vez tres estados principales:
  - o *Desconectado*, es su estado inicial y durante éste no pueden comunicarse ni ejercer de repetidores de otros nodos, por lo que tratarán de buscar una subred a la que conectarse.
  - o *Terminal*, en este estado pueden establecen conexiones y comunicarse pero no pueden reenviar información de otros nodos.
  - o *Switch*, un Nodo Servicio promociona a este estado cuando es necesario que actúen como repetidores de nodos situados a niveles inferiores y además mantiene la funcionalidad del estado *Terminal*. Esta promoción es gestionada por el Nodo Base, y aunque se pueden establecer hasta 8 niveles de *switching* el Nodo Base tratará de minimizarlos para optimizar el ancho de banda de la red.

En el caso del CEDER-CIEMAT la red *PRIME* está compuesta de 7 subredes *PRIME*, cada una de ellas encabezada por un *DC* con su correspondiente Nodo Base.

La topología de la red se auto-configura, de manera que una vez que los aparatos están conectados, comienza su proceso de registro y/o promoción. También pueden darse casos de baja y descenso de nodos si la autoconfiguración de la red así lo estima.

Cuando un Nodo Base se conecta, automáticamente envía tramas *Beacon* en busca de posibles nodos a los que añadir a la subred que conforma. Los Nodos Servicio escuchan estas tramas durante su escaneo de una banda a la que puedan conectarse. Responderán a estas tramas y empezará su proceso de registro en la tabla de registros del Nodo Base, obteniendo el Nodo Servicio su identificador (*Local Node Identifier, LNID*). Estos Nodos Servicio que se conectan directamente al Nodo Base forman el nivel cero. Los Nodos Servicio que no pueden conectarse directamente envían peticiones *broadcast* que derivan en los nodos de niveles superiores solicitando su promoción a repetidores, proceso a cargo del Nodo Base. En cualquier momento el Nodo Base, atendiendo a criterios de autoconfiguración, puede promocionar un Nodo Servicio de estado "terminal" a "repetidor" o *switch* y viceversa. En ese caso, se le asigna un identificador *SID (Switch Identifier)*. De esta forma, un nodo puede ser identificado en la subred a la que pertenece a través de su *SID+LNID*, también conocido como *NID (Node Identifier)*. Si añadimos el *NID* al *SNA* se obtiene el identificador de un nodo a nivel global. La estructura global de direccionamiento se completa con un identificador de la conexión a nivel de subred *LCID (Local Connection Identifier)* que se genera con la conexión de un nodo. Una conexión puede ser identificada a nivel local con la combinación *NID+LCID*. Si a ésta le añadimos el *SNA* se podrá identificar una conexión concreta a nivel global. Además de tramas concretas con información (por ejemplo, datos de medidas del contador) periódicamente se envían y reciben tramas *Keep Alive* para garantizar la presencia de los nodos de la subred.

Podemos ver la topología de la red y su evolución a través de conexiones *Web Services* o con la aplicación *ZIV PRIME Manager*, en adelante *ZPM*. Se trata de una potente herramienta que permite controlar el estado de una red *PRIME*, el tráfico *MAC* que circula, el espectro de ruido, la actualización del *firmware* de los dispositivos y la constelación de la modulación, entre otros.

Los datos capturados por los *SMs* son enviados diariamente mediante tareas programadas gracias a los servicios *web (web services)* implementados en el concentrador. De esta forma, el concentrador interroga a los medidores de su subred obteniendo los datos especificados y conforma ficheros *.xml* que envía a un sistema central (en nuestro caso una base de datos) vía *FTP*.

A través de un servidor *web (web server)* implementado en los concentradores es posible acceder a los dispositivos tanto para obtener valores instantáneos como registros ya almacenados desde cualquier navegador vía *HTTP*. De esta manera se tiene también acceso a la configuración del concentrador. Las peticiones siempre pasan por el *DC*, de forma que si queremos acceder a un *SM* primero conectamos con el concentrador vía *ethernet*, que a su vez establece comunicación aguas abajo con los medidores de su subred mediante tramas *PRIME*.

## CONCLUSIONES

Este artículo se centra en la presentación del sistema de comunicaciones de la micro red desplegada en las instalaciones del CEDER-CIEMAT con la finalidad de gestionar la generación, la distribución y el consumo. Con ello se pretende ir más allá del clásico escenario de “sólo” telemedida.

Se incluye la descripción de los equipos de medida y control así como el despliegue de los mismos en el centro; la capa física y MAC que los caracteriza; la conformación de las subredes con tecnología PRIME así como las opciones de que se disponen para monitorizar y controlar su evolución y los datos que generan.

Con todo lo anterior, queda patente el enorme potencial de la tecnología PLC-PRIME en un entorno de micro red como el descrito y que se verá plasmado en la continuación del trabajo aquí presentado.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo forma parte del proyecto MIREDCON IPT-2012-0611-120000, financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad. El objetivo del mismo es brindar nuevas capacidades a las micro redes convencionales para obtener mejoras y reducir las pérdidas en la distribución de la energía.

## REFERENCIAS

- Galli et. al, 2011, “For the Grid and Through the Grid: The Role of Power Line Communications in the Smart Grid”. Proceedings of the IEEE, 99(6), 998-1027.
- Gao et. al, 2012, “A survey of communication/networking in Smart Grids”. Future Generation Computer Systems, 28(2), 391-404.
- Laverty et. al, 2010, “Telecommunications for smart grid: Backhaul solutions for the distribution network”. In Power and Energy Society General Meeting, IEEE (pp. 1-6).
- Sendin et. al, 2013, “Enhanced Operation of Electricity Distribution Grids Through Smart Metering PLC Network Monitoring, Analysis and Grid Conditioning”. Energies, 6(1), 539-556.
- Yan et. al, 2013, “A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges”. IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 15, No. 1.
- PRIME Alliance Technical Working Group, Draft Standard for Powerline Intelligent Metering Evolution (PRIME), 1.3A ed. [http://www.prime-alliance.org/?page\\_id=769](http://www.prime-alliance.org/?page_id=769). (Septiembre 2013)
- European Commission, “European Smart Grid Technology Platform—Vision and Strategy for European Electricity Networks of the Future,”: <http://www.smartgrids.eu/web/node/28/default.asp>. (Enero 2014)
- DLMS Use Association, Device Language Message specification - Companion Specification for Energy Metering. <http://www.dlms.com/documentation/index.html>. (Mayo 2014)
- ZIV Group Company (Mayo 2014): <http://www.meteringsolutions.ziv.es/documentacion/manuales/castellano/LCCT1005Av01.pdf>

# IMPLANTACIÓN Y RESULTADOS EXPERIMENTALES DE SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

**Quintín Corrionero Salinero**, EDP HC Energía

**Pablo Nicolás Álvarez**, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oviedo

**José Coto Aladro**, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oviedo

**Resumen:** EDP HC Energía y la Universidad de Oviedo están desarrollando un sistema de localización de faltas en las redes de distribución de esta compañía. El sistema asume como principales requerimientos su eficiencia, su universalidad y su bajo coste. El sistema se basa en el cálculo, mediante una metodología propia desarrollada a lo largo del proyecto, de la impedancia equivalente de la falta vista desde la subestación y su confrontación con la impedancia de la red monitorizada, dando como resultado la localización de la falta. El sistema está actualmente instalado y en periodo de pruebas en la red de distribución de la zona de Cangas de Narcea. En la comunicación se detallan los algoritmos y herramientas desarrolladas así como los resultados de su implantación en la red de distribución de la compañía.

**Palabras clave:** Redes de Distribución, Localización de Faltas, Distribution Management System, Intelligent Electronic Devices

## INTRODUCCIÓN

Para las compañías distribuidoras de energía eléctrica resulta fundamental asegurar excelentes índices de calidad de suministro de energía eléctrica. En este contexto, la continuidad del servicio y los tiempos de reposición resultan parámetros fundamentales que es necesario optimizar.

La localización de faltas en redes eléctricas ha resultado desde hace años un aspecto de gran interés para los ingenieros e investigadores, concentrándose los esfuerzos en la localización de defectos en las líneas de transporte debido a su gran impacto en la explotación de los sistemas y al elevado tiempo de localización física de un defecto en líneas mucho más largas que en el caso de distribución. Actualmente, la localización de defectos en la red de distribución ha despertado un gran interés entre las compañías debido a las mayores exigencias de calidad de suministro, así como un ambiente empresarial más competitivo. El desarrollo e implantación de este tipo de sistemas conllevará una mejora en la continuidad del servicio y en los tiempos de reposición, lo que se traduce en una mejora de la calidad del servicio.

Entre los beneficios que un sistema de localización de faltas puede aportar a la explotación de redes de distribución cabe destacar:

- Reducción en el tiempo de localización de la falta, tarea actualmente desarrollada de forma manual por las brigadas de reparación.
- Reducción del tiempo de resolución de incidencias.
- Reducción de los costes de operación. La rápida localización permite a las brigadas comenzar y realizar los trabajos de reparación en tiempos menores. Los costes de operación también disminuyen al reducirse el número total de brigadas en espera.
- Aumento de la satisfacción del cliente, debido a una reducción en el tiempo de resolución de las incidencias.
- Optimización del mantenimiento preventivo. La identificación de zonas con un número alto de faltas transitorias permite programar mantenimiento preventivo como poda de árboles o termografía.

En este artículo se presenta el desarrollo e implantación de un sistema integral de localización y clasificación de faltas para el Sistema de Distribución de HC Energía para un régimen de explotación de

neutro puesto a tierra a través de una resistencia limitadora de la corriente de la falta. El sistema usa los registros de las tensiones y corrientes medias en la subestación de cabecera de cada línea, proporcionando información sobre la pre-falta y la falta que permite calcular la impedancia de defecto así como descriptores para la clasificación de la falta. Se propone una técnica para mejorar la localización de faltas fase-tierra donde la resistencia del defecto es elevada (mayor de los 50 ohmios).

Los requisitos pedidos al sistema a desarrollar son:

- Eficacia. El sistema debe ser capaz de localizar y clasificar las faltas en las redes en que se implemente con una capacidad de resolución suficiente para reducir los tiempos de reposición de servicio actuales y el TIEPI de la compañía, en cualquier escenario de explotación de la red considerada y responder de forma efectiva a los cambios en la topología que la red pueda sufrir.
- Universalidad. El sistema debe ser capaz de ser implementado de forma sencilla en cualquiera de las redes de distribución de la compañía, independientemente de su topología y sus condiciones técnicas de explotación.
- Bajo coste. El sistema debe aprovechar en la mayor medida posible los equipos y dispositivos con los que actualmente cuenta la compañía.
- Facilidad de implementación. El nivel de intrusismo necesario en las instalaciones necesario para su implementación debe ser el mínimo posible.

Para el desarrollo de este proyecto, EDP ha contado con financiación del Plan de Ciencia, Tecnología e Innovación del Principado de Asturias, cofinanciado con fondos FEDER de la Unión Europea, IE13-051-LOCALIZA 2013.

## DESCRIPCIÓN SOLUCIÓN

En esta exposición se propone un sistema de recogida en tiempo real de la información de las faltas ocurridas en líneas de distribución que permita un rápido tratamiento y resolución de los incidentes. La recogida de la información de falta se basa en dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) [1]-[2] existentes en el mercado y ampliamente utilizado por las compañías de distribución eléctrica. Estos equipos además de realizar la función de protección son capaces de monitorizar los parámetros eléctricos de la instalación protegida antes, durante y después del incidente. Estos equipos de protección (IEDs) pueden estar situados en una subestación o en un centro de reparto e instalados en la cabecera de cada línea o “feeder”.

La información recogida por el IED instalado en el “feeder” de la línea es agrupada en dos tipos:

- Información del disparo: tipo y magnitud de la corriente máxima de cortocircuito de las fases en falta expresada en amperios.
- Registro osciloperturbógrafo: donde se registran las formas de onda de las intensidades y tensiones de fase, junto a señales digitales asociadas a la actuación de la protección.

En la figura 1 se muestra un esquema general del sistema implementado. Los IEDs están comunicados con la UCS (Unidad Central de la Subestación). Esta unidad se encarga de la monitorización y almacenaje de todos los eventos que sucedan en cada una de las líneas de la subestación o centros de reparto que tenga asociados. Todos los datos recogidos por el IED se almacenan localmente en el propio equipo. En este punto, es necesario tener en cuenta que la limitada capacidad de almacenamiento que presentan los IEDs provocaría la pérdida de información de incidentes relevantes. La solución adoptada ha obligado al desarrollo de una aplicación local en la UCS (Unidad de Control de la Subestación) que, tras producirse un incidente, descargue la información en un repositorio local evitando de esta manera la pérdida de información. Dicho repositorio se replica en un repositorio central ubicado en el sistema DMS (Distribution Management System), para permitir a los operadores el acceso a dichos oscilos. El DMS se encarga de la monitorización y control de la red de distribución. La UCS envía toda la información del disparo, usando el mismo canal de comunicaciones existente para el envío de la información de telecontrol hacia el sistema DMS.

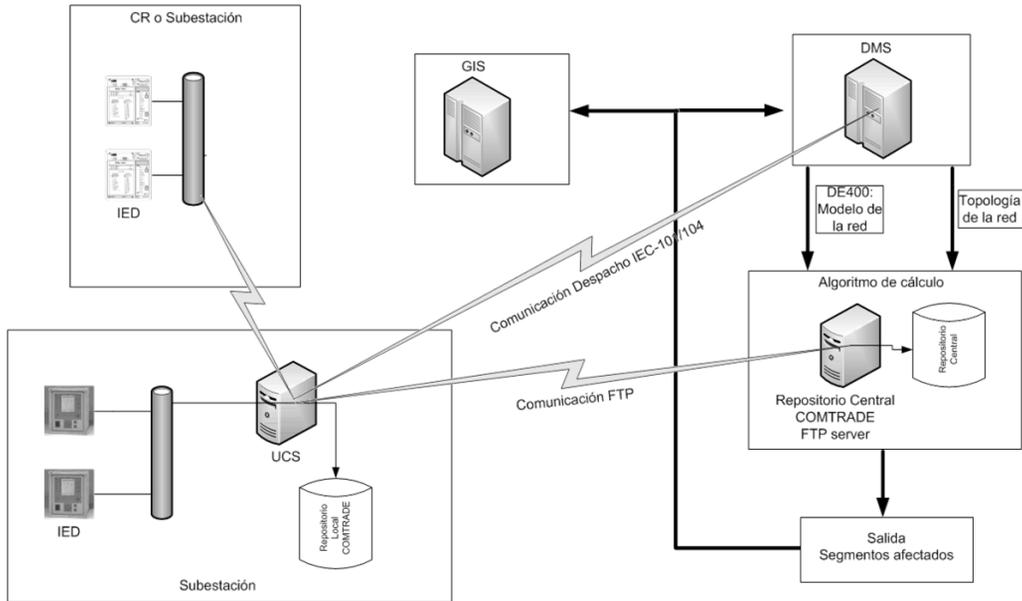


Figura 1. Esquema general del sistema integral de localización de faltas propuesto.

La información del disparo se almacena en formato COMTRADE (Common format for Transient Data Exchange for power systems) [3]. Este formato sigue el estándar IEEE C37.111-1991, usado por la mayoría de los programas de visualización y análisis de faltas.

En el momento en que la protección del IED actúa, la aplicación integrada en la UCS detecta dicha actividad, solicitando de forma inmediata la información del disparo al IED (ver figura 1) para ser enviada al DMS. En este punto el operador del despacho de distribución puede disponer de forma inmediata de la información referente al tipo de disparo producido y la intensidad de cortocircuito. Esta información permite al operador actuar en consecuencia en base a los protocolos de actuación del despacho establecidos por la compañía eléctrica. A la vez esa misma información es enviada al algoritmo de cálculo que permite estimar la localización de la falta producida.

El algoritmo de cálculo se aloja en un servidor dedicado exclusivamente a esta tarea. En el momento que recibe la información de la falta eléctrica solicita la topología de la red y el modelo de la red al DE400 del DMS que es la herramienta de ingeniería de datos del DMS. La salida del "algoritmo de cálculo" definirá los segmentos o tramos de línea en los cuales es más probable que se localice el defecto. Esta información será cargada tanto en el DMS, para que el operador de la red pueda actuar, como en el GIS (Graphic Information System) para que la brigada encargada de reparar el defecto tenga la información cartográfica de su localización.

## Método de localización del defecto

Los métodos de localización de faltas relatados en la literatura técnica, pueden ser agrupados en categorías: métodos basados en el conocimiento y métodos basados en el modelo. Los métodos de localización de faltas basados en el modelo fundan sus resultados en la medida de la componente fundamental o componentes simétricas de la intensidad y la tensión en los puntos de medida. Estos métodos presentan como principal ventaja su simplicidad y su bajo coste. Por su parte, los métodos basados en el conocimiento requieren disponer de una gran cantidad de registros de incidentes para "entrenar" el algoritmo y por lo general, no permiten adoptar soluciones universales aplicables a cualquier subestación o feeder en la red. Para este sistema se ha optado por utilizar métodos basados en el modelo por su simplicidad y bajo coste. En la bibliografía se puede encontrar un amplio análisis de distintas metodologías, [4]-[5]-[6]-[7]-[8]. El mayor inconveniente derivado de los métodos basados en

el modelo es que requieren un modelado de la red muy preciso, tarea también abordada en este proyecto.

Además, estos métodos pueden dar como resultado múltiples localizaciones, como consecuencia de la alta ramificación que presentan las redes de distribución. Esta alta ramificación puede dar lugar a varios tramos de la línea con la misma impedancia vista desde el feeder. Para convertir estas soluciones múltiples no adyacentes en una solución simple es necesario el uso de un sistema adicional a la localización de la falta. En el sistema desarrollado, y dado el amplio despliegue de detectores de paso de falta en las redes de la compañía, este método de discriminación de las soluciones no factibles resulta suficientemente preciso.

## Modelado de la red

Las características intrínsecas de las líneas de distribución: no homogeneidad, tipología radial, alta ramificación y cargas intermedias, son factores que hacen que el modelado de la red sea una tarea complicada.

Para realizar el modelado se ha desarrollado una aplicación que realiza los cálculos de los parámetros eléctricos de cada tramo de línea tanto aéreo como subterráneo. El cálculo de los parámetros eléctricos de líneas aéreas se ha determinado utilizando los parámetros geométricos del apoyo y el tipo de conductor mientras que para líneas subterráneas se han utilizado las características y dimensiones del cable junto con el tipo de tendido. Todos los parámetros eléctricos de las líneas se calculan mediante las ecuaciones de Carson [9].

El sistema desarrollado permite obtener en tiempo real y a demanda del usuario mediante consulta al DMS, la topología de la línea considerada y las características geométricas y técnicas de cada uno de los segmentos que la conforman, realizando el cálculo de los parámetros eléctricos de la línea en falta.

## RESULTADOS

Para determinar la precisión de los métodos utilizados sin la necesidad de esperar a la ocurrencia de faltas reales, se ha modelado en DigSilent Power Factory varias líneas de la red de distribución objeto de estudio. Con el modelo de las líneas, es posible simular varios tipos de falta en distintas localizaciones a lo largo de la red y determinar la precisión de los métodos utilizados así como sus sensibilidades. En la tabla I se muestran los errores medios obtenidos en las simulaciones en función de la resistencia de falta:

	F. Monofásicas	F. Bifásicas	F. Trifásicas
Rf [ohm]	Error Medio	Error Medio	Error Medio
0	-1,4 %	-0,99 %	-1 %
10	-0,86 %	-0,97 %	-0,86 %
20	-0,35 %	-0,87 %	-0,59 %
50	1,3 %	-0,52 %	0,2 %
100	3,86 %	0,11 %	1,6 %
150	6,68 %	0,66 %	2,58 %
500	21,72 %	4,72 %	10,05 %

Tabla I. Errores medios obtenidos por tipo de falta para varias Resistencias de falta (Rf).

La figura 2 es un ejemplo real de un registro osciloperturbográfico de una falta monofásica a tierra. En él se pueden observar las intensidades por las fases y la intensidad homopolar registradas por el IED.

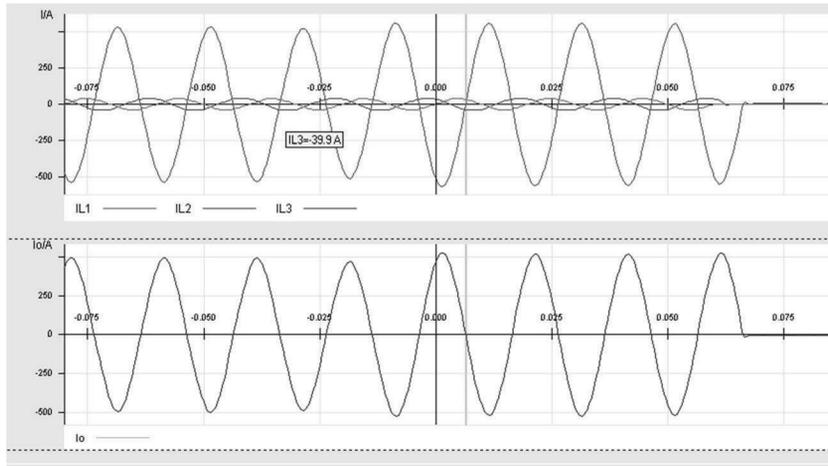


Figura 2. Osciloperturbógrafo de falta monofásica.

En la figura 3 se puede ver la vista que tendría el operador del despacho de distribución. Previamente al sistema de localización de faltas, la forma tradicional de localizar este tipo de averías consistía en enviar una brigada a recorrer la línea haciendo pruebas hasta dar con la localización de la avería. En este caso, la longitud total de la línea es de 14,5km mientras que la avería se produjo a 13,5km, casi al final de la misma. Actualmente, con la información proporcionada por el sistema de localización se consigue una gran disminución en el tiempo de reparación de la avería y por lo tanto una mejora en la continuidad del suministro eléctrico.

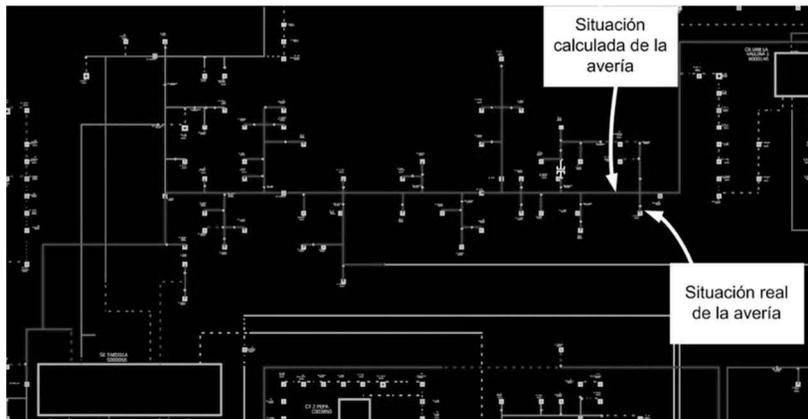


Figura 3. Resultado del sistema de localización.

En la tabla II se muestra un listado de faltas reales registradas durante la puesta en marcha del sistema de localización. En la tabla se destacan las faltas para las que el sistema obtuvo de forma exacta la localización del segmento de línea en el que se produjo la falta. Cabe destacar que existen varios defectos para los cuales es difícil de determinar la localización real de la falta, ya que en muchas ocasiones el defecto desaparece tras el disparo, por lo que las líneas admiten el reenganche, impidiendo encontrar evidencias del defecto previo al recorrer la línea. En estos casos resulta imposible determinar el margen de error cometido por el sistema de localización ya que no se dispone de la ubicación real.

Línea	Tipo	Tipo Falta	Causa	Error[%]	Observaciones
Sella	Aéreo	Monofásico	Rama Árbol	0	Segmento de línea correcto
Sella	Aéreo	Monofásico	Pájaro	-2,6	
Tremañes	Aéreo	Monofásico	Borna trafo	-	No es posible calcular. Transitorio
Barreda Este	Aéreo	Trifásico	Rayo	-	Ubicación real sin confirmar.
Pando	Aéreo	Monofásico	Desconocido	0	Segmento de línea correcto

La Campa	Aéreo	Monofásico	Desconocido	0	Segmento de línea correcto
Matahoyo	Subt.	Monofásico	Fallo Cable	3,3	
Ibias	Aéreo	Bifásico	Desconocido	-	Ubicación real sin confirmar.
Rengos	Aéreo	Monofásico	Desconocido	3,99	
Matiella	Aéreo	Bifásico	Cruce de hilos	0	Segmento de línea correcto
Puelo	Aéreo	Bifásico	Caída Árbol	0	Segmento de línea correcto
Besullo	Aéreo	Trifásico	Rayo	0	Segmento de línea correcto
Modreiro	Aéreo	Monofásico	Rama Árbol	2,32	
Sierra	Aéreo	Monofásico	Nido	0	Segmento de línea correcto
Cangas	Subt.	Bifásico	Desconocido	9,14	
Sierra	Aéreo	Trifásico	Rayo	-	Ubicación real sin confirmar.
El Cueto	Subt.	Bifásico	Cadena Rota	0	Segmento de línea correcto
Leitariegos	Aéreo	Bifásico	Cadena Rota	9,01	

Tabla II. Listado de faltas reales registradas.

## CONCLUSIONES

El sistema de localización de faltas en redes de distribución actualmente en desarrollo en HC Distribución está obteniendo resultados muy precisos en la identificación del tramo de red afectado por un incidente, especialmente en el caso de faltas monofásicas de resistencia de defecto, bifásicas y trifásicas, por lo que se ha convertido en una herramienta fundamental para la operación y mantenimiento de la red, reduciendo considerablemente los tiempos de reposición de servicio.

Actualmente el proyecto está acometiendo distintas mejoras de los algoritmos que afectan a distintos factores de la metodología desarrollada:

- Parámetros de la línea: En muchos casos las bases de datos de instalaciones no cuentan con datos precisos sobre el tipo de cable, tipo de apoyo y/o armado, etc. de los segmentos lo que compromete el cálculo de la impedancia.
- Resistividad del terreno. El valor de la resistividad del terreno afecta al valor de los parámetros, principalmente a la reactancia homopolar, que tiene especial relevancia en faltas monofásicas.
- Cables subterráneos: los resultados obtenidos por los métodos de localización utilizados para faltas monofásicas en redes puramente subterráneas no son lo suficientemente precisos como consecuencia de los retornos de corriente por las pantallas de otros cables adyacentes.
- Grupos de Generación: Los generadores distribuidos, que aportan energía a la falta, deben ser tenidos en cuenta en la metodología de localización.
- Osciloperturbógrafos complejos: en ocasiones, los osciloperturbógrafos registrados presentan transitorios muy complejos que deben sufrir un tratamiento especial para obtener las medidas de corriente y tensión que permitan localizar la falta.

## REFERENCIAS

- [1] Control y protección de líneas de ABB:  
[www.abb.es/product/es/9AAC30200300.aspx?country=ES](http://www.abb.es/product/es/9AAC30200300.aspx?country=ES)
- [2] Oy, A., 2013, 615 series Technical Manual.
- [3] Oy, A., 2005, Feeder Terminal REF54\_, Technical Reference Manual, General.
- [4] R. Das, 1998, Determining the locations of faults in distribution system.
- [5] Tenschert W., 1993, Fault location using fault distance measurement of digital relays.
- [6] Saha M., Provoost F. & Rosolowski E., 2001, Fault location method for MV cable network.
- [7] Novosel D., Hart D. & Hu Y., 1998, System for locating faults estimating fault resistance in distribution with tapped loads.
- [8] Oy, A., Distribution Automation Handbook, Impedance-based Fault Location.
- [9] Hermann W. Dommel, 1996, EMTP Theory Book.

# MODELO DE GESTIÓN ESTRATÉGICO PARA EL DESARROLLO DE REDES INTELIGENTES BASADAS EN ENERGÍAS RENOVABLES PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE Y SOSTENIBLE DE LAS ISLAS GALÁPAGOS – ECUADOR

**Milton Aguas**, Magister, Jefe Informática y Telecomunicaciones, Empresa Eléctrica Provincial Galápagos

**Resumen:** Este Modelo de Gestión Estratégico, permite reestructurar a la administración de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, estableciendo desde el inicio de su aplicación una filosofía corporativa adecuada, una estructura orgánica que se retroalimenta constantemente, además que permite establecer objetivos y estrategias, encaminados a mejorar sus procesos, y el servicio que presta a sus clientes. El uso de la herramienta Balance Scorecard en el sector público es más efectivo que en el privado, porque comúnmente la única medida que las organizaciones tienen son financieras, y estas no revelan si se está creando valor para los ciudadanos o el ambiente, por tanto este modelo nos permite contar con una estructura lógica de objetivos prioritarios, claramente identificados e interrelacionados, dotados de indicadores óptimos que faciliten su ejecución, seguimiento, control y medición del desempeño de la institución, logrando una apropiada y oportuna toma de decisiones de la administración. Se ha definido que la estrategia genérica de la empresa es la implementación de Energías Renovables y la aplicación de mecanismos de Eficiencia Energética. Para ello es necesario que ELEGALAPAGOS estudie y desarrolle cambios tecnológicos, informáticos y de comunicaciones, que ayuden para la Implementación de Redes Inteligentes, con desarrollo de proyectos que coadyuven al desarrollo sustentable y sostenible de las Islas Galápagos que es obligación de todos conservarlo para las actuales y futuras generaciones.

**Palabras clave:** Islas Galápagos, Energía, Renovables, Gestión, Estratégica, Redes Eléctricas Inteligentes

## INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos tiene por objeto generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica en la Provincia de Galápagos; realizar toda clase de actividades de planificación, construcción, desarrollo, ampliación, explotación, administración, compra, venta, arrendamiento de proyectos, sistemas, instalaciones y plantas para la producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como para la implementación de energías alternativas.

El Modelo de Gestión Estratégico en base a la Metodología del Cuadro de Mando Integral cuyo propósito es que la institución cuente con una estructura lógica de objetivos prioritarios claramente identificados e interrelacionados, dotados de indicadores óptimos que faciliten su ejecución, seguimiento, control y toma de decisiones oportuna. Esto beneficiará en la toma de decisiones y proyecciones a mediano y largo plazo para el desarrollo de la “Isla Inteligente” basada en Energías Alternativas

## DESCRIPCIÓN SOLUCIÓN

El propósito de la Implementación de este Modelo de Gestión Estratégico de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos tiene como finalidad orientar las acciones y estrategias necesarias que ésta deberá asumir para alcanzar su fortalecimiento y sostenibilidad operativa, social, ambiental y de servicio a la comunidad hasta el 2020 y cumplir con las Leyes y Normas que la Constitución y los entes de control de la Energía Eléctrica en el Ecuador, para el desarrollo de estrategias y proyectos en base a las Energías Alternativas y que con la tecnología adecuada con optimización de los recursos se pueda desarrollar Redes Eléctricas inteligentes buscando la calidad para sus diferentes servicios a favor de la ciudadanía de la Provincia de Galápagos y su frágil ecosistema a la cual se debe.

## METODOLOGÍA

El Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard) constituirá una de las herramientas más eficaces para implementar y llevar a la práctica el Modelo de Gestión Estratégico para el desarrollo de Redes Inteligentes basadas en Energías Renovables.

Los estudios nos demuestran que no basta con gestionar únicamente con indicadores financieros, lo que conlleva un énfasis excesivo en la consecución de resultados a corto plazo, se hace necesario utilizar indicadores no financieros que apoyados en la metodología del Balance Scorecard ayuden a concentrar los esfuerzos en crear verdadero valor a medio y largo plazo.

“El uso de esta herramienta en el sector público es más efectivo que en el privado, porque sin él, la única medida que las organizaciones fiscales tienen son financieras, y ellas no revelan si se está creando valor para los ciudadanos” (Robert Kaplan).

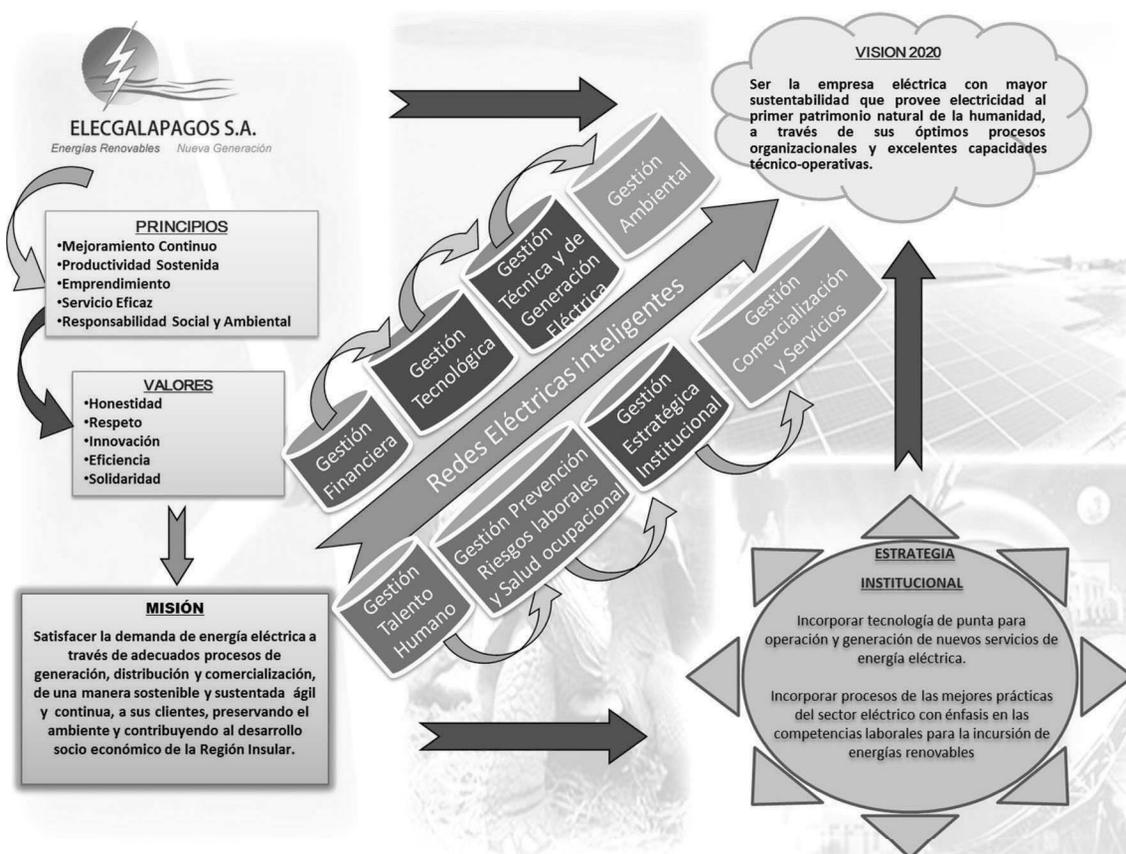


Figura 1. Modelo de Gestión Estratégica – Empresa Eléctrica Provincial Galápagos.

## RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

El modelo centralizado de las centrales de generación eléctrica en Galápagos no se ajusta a las energías renovables, ya que estas no proporcionan un flujo constante de energía (dependen del sol, del viento, etc). La idea es que se creen centrales eléctricas inteligentes distribuidas, capaces de suministrar energía de forma dinámica dentro de lo que se viene a denominar red inteligente o smart grid.

La principal característica de una smart grid, es que permite la distribución de electricidad desde las subestaciones de distribución de hasta los consumidores, utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. Para conseguir este objetivo es necesario un reparto óptimo de la energía que implicaría bien su almacenamiento cuando existe un excedente (algo

realmente complejo y costoso en Galápagos por su ubicación geográfica) o una reestructuración del sistema actual para adaptarse a la demanda de forma flexible aprovechando las tecnologías existentes instaladas ya en temas de energías renovables en todo el Archipiélago de Galápagos.

Los Beneficios provienen específicamente del:

- Mejoramiento en calidad de servicio (reducción tiempo de interrupciones).
- Optimización de Procesos en la Gestión Técnica y Comercial implementación Sistemas Críticos.
- Mejora en la Eficiencia - Reducción de Costos Gestión Operación y Mantenimiento de la Red.
- Maximizar el aprovechamiento de recursos renovables, para la Generación de energía eléctrica.
- Reducción del consumo de diesel.
- Ahorro de Estado por reducción de compra de diesel.
- Reducción de emisiones de CO2.
- Garantizar el suministro eléctrico, y la suficiente reserva de energía en un sistema híbrido renovable + térmico.
- Contribuir a reducir la emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero.
- Eliminar la generación descentralizada, lo cual representa un beneficio adicional ambiental y económico porque se incrementa la eficiencia del sistema.
- Mantener la estabilidad del sistema eléctrico con el uso del suministro de baterías industriales.
- El desarrollo de capacidades y la creación de una estructura para el manejo de temas ambientales están en marcha.

**Disponibilidad, Confiabilidad y Oportunidad de la Información:** Contar con información de calidad y alta disponibilidad y oportunidad para la toma de decisiones, proporciona las herramientas básicas para el control inmediato de toda la información inherente a la gestión, desde diversas áreas de la empresa; a la vez que unifica criterios y procedimientos de control de grandes clientes, instalación de nuevos servicios, inspecciones, lecturas, diseño, construcción, mantenimiento y operación de la red de distribución. Esto posibilita además un mejor aprovechamiento de la red eléctrica instalada.

**Incremento de la rentabilidad de activos:** La disponibilidad de información relativa a la red y la utilización de herramientas de análisis y gestión deben permitir realizar una labor de planificación e ingeniería dirigida a dimensionar adecuadamente la red de distribución, bajo criterios técnicos y económicos. El contar con la topología de la Red Eléctrica, parámetros eléctricos, datos de demanda y consumo en diferentes puntos de la red, permite hacer estudios detallados de reconfiguración de la red eléctrica, ubicación de capacitores, reguladores, reconectores, entre otros equipos que mejoran sustancialmente la operación actual de la red, reducen los tiempos y la frecuencia de interrupción, ayudan a reducir pérdidas, optimizan el uso de la infraestructura de la red, facilitan la optimización de los centros de transformación, etc.

**Mejora de la calidad del servicio:** Mediante un adecuado plan programado de mantenimiento, se minimizará el número de problemas en la red y el tiempo necesario para su identificación y resolución. Por otro lado, la atención de reclamos se verá mejorada al disponer en el momento de la información de la incidencia, del estado en que se encuentra, las acciones que se están ejecutando y para cuándo se prevé la reposición del servicio, además de optimizar la asignación de trabajo en campo. Estas acciones permitirán reducir los tiempos y frecuencia de interrupción y la energía no suministrada.

**Elevar la productividad del personal:** Fortalecer el trabajo por procesos y la automatización del control y supervisión de estos, a través de sistemas como el ERP, el BPM, etc., además de romper el trabajo de las islas departamentales, mejorara sustancialmente la productividad del personal y optimizara el uso de los recursos disponibles.

**Satisfacción del usuario del sistema:** El modelo de gestión y administración de la red que se propone al contar con sistemas bajo el principio de interoperabilidad, permitirá a los operadores tener una visibilidad completa del estado de la red y tomar acciones en menor tiempo y con menos cantidad de recursos; estas acciones ayudarán a mejorar los índices de satisfacción al cliente.

**Control de la energía:** El modelo de gestión con el apoyo de sistemas aportará, mediante una adecuada toma de datos en la red, los medios para realizar un balance de energía; facilitando, entre otras cosas, el cálculo de las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución. Así mismo, permitirá controlar los aspectos cualitativos de la energía distribuida (incidencias, interrupciones, microcortes, sobretensiones, subtensiones y otros, definidos en los estándares de calidad de energía) y el comportamiento de las instalaciones.

**Recuperación de pérdidas comerciales:** Los diferentes sistemas a implantarse, deberán apoyar en la detección de las pérdidas técnicas y no técnicas, y a la vez proporcionar las herramientas adecuadas para combatir las, permitiendo la discriminación por alimentadores, zonas de transformadores, grandes clientes, clientes en mora y su ubicación, zonas de alta concentración de pérdidas, zonas de baja recaudación, ubicación de clientes con consumo convenidos, zonas con altos porcentajes de consumidores ilegales, etc.

**Satisfacción del cliente:** Se tendrá un incremento en la satisfacción del cliente debido a la mejora en la atención técnica administrativa, en la respuesta ante una falla y en la calidad del suministro.

**Diferentes niveles de información:** El modelo de gestión estratégica de ELECGALAPAGOS prevé ofrecer diferentes niveles de información, de acuerdo a los usuarios y sus necesidades de información.

**Mejorar la Operación de la Red:** La operación de la red se verá mejorada sustancialmente por la revisión de los procesos actuales y adopción de nuevos procesos de empresas de clase mundial, por el nuevo modelo de datos y sistemas, tecnología, por contar con personal más capacitado, etc., por lo que luego de la implantación de cada uno de los proyectos, se pretende mejorar significativamente en los siguientes aspectos:

- Mejorar la calidad en la prestación del servicio.
- Manejar más eficientemente el sistema de distribución en operación normal.
- Responder más adecuadamente a las incidencias e interrupciones del servicio.
- Mejorar la confiabilidad y contar con la información suficiente para operar el sistema de distribución.
- Mantener en el mínimo los niveles de pérdidas en la red de distribución.
- Manejar de manera más eficiente las subestaciones existentes.
- Lograr una atención más personalizada a los clientes en todos los eventos, en particular durante las incidencias en la prestación del servicio.

## CONCLUSIONES

- El presente estudio nos permite concluir que es de suma importancia implementar en ELECGALAPAGOS, un modelo de gestión estratégica basado en el Balanced Scorecard, en razón de que tradicionalmente las organizaciones no suelen enfrentar grandes dificultades para definir su estrategia, sino en su implementación.
- Una vez analizado el direccionamiento estratégico, se definió la estrategia institucional que permitirá lograr los objetivos propuestos, orientada a la visión de ELECGALAPAGOS, mediante la aplicación eficiente y exitosa de la misión, que para la institución.
- Si bien es cierto, ELECGALAPAGOS no tiene competencia directa en el Distrito Especial Galápagos, ya que su concesión es única y exclusiva para la generación, distribución, transmisión y comercialización de la energía eléctrica, sin embargo el diagnóstico situacional de la institución permitió identificar con claridad las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de ELECGALAPAGOS, las cuales constituyen la clave para la formulación de estrategias a corto, mediano y largo plazo y que permitirán maximizar las fortalezas, aprovechar las oportunidades, tomar en cuenta debilidades para su mejoramiento o mitigación y finalmente minimizar las amenazas gracias a las fortalezas que se posee.
- Del análisis de los factores estratégicos se concluye que ELECGALAPAGOS posee una clara tendencia a crecer, desde el punto de vista externo, por tanto, debe impulsar las iniciativas u

acciones ofensivas de manera prudente, debido a que el margen de potencialidad es alto, pero a su vez volátil por la inestabilidad política y organizacional. Deberá aprovechar las oportunidades, que le brinda la ubicación geográfica del Archipiélago Galápagos, la connotación que representan las islas a nivel mundial, y por la consideración como patrimonio natural de la humanidad. Deberá usar las estrategias para disminuir los problemas o puntos débiles que se observó del análisis realizado, y minimizar el impacto que pueden tener las amenazas detectadas; estas prácticas le permitirán determinar cómo se encuentra la empresa y redefinir las acciones estratégicas que giran en torno al alcance de los objetivos y la orientación a la que se quiere llevar a ELECGALAPAGOS.

- A la velocidad que se viven los cambios de entorno político, social y empresarial del país, conduce a ELECGALAPAGOS a reformular sus objetivos de planificación a corto, mediano y largo plazo, a fin de conseguir satisfacción de los clientes, contribuyendo a la protección del ambiente con proyectos enfocados a la sostenibilidad de las Islas Galápagos como son la Implementación de las Redes Eléctricas Inteligentes.
- Se ha definido que la estrategia genérica de la empresa es la implementación de Energías Renovables y la aplicación de mecanismos de Eficiencia Energética. Para ello es necesario que ELECGALAPAGOS estudie y desarrolle cambios tecnológicos, informáticos y de comunicaciones, que ayuden para el cambio a Energías Alternativas para el Desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes, coadyuvando al desarrollo sustentable y sostenible del Distrito Especial Galápagos que es obligación de todos conservarlo para las actuales y futuras generaciones.
- Con la implementación de los proyectos propuestos se generará un ahorro de recursos (económicos, tiempo y humanos) importantes, tanto para ELECGALAPAGOS como para los usuarios finales.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, mi Esposa e Hija que con su amor siempre están acompañándome y apoyándome, al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de la República del Ecuador, que provee de los recursos necesarios para que se puedan ejecutar proyectos desarrollados a través de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos en pro mejora del desarrollo sustentable y sostenible de un paraíso natural como son las Islas Galápagos.

## REFERENCIAS

- Ballvé, Alberto, "Cuadro de Mando Integral: Organizando información para crear valor". Ediciones Macchi, año 2000
- Kaplan, Robert y Norton, David. "Cuadro de Mando Integral". Gestión 2000. 1997
- Niven, Paul. "El Cuadro de Mando Integral paso a paso". Gestión 2000. 2003

# UN NUEVO PARADIGMA EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN MULTI-AGENTES

**Felipe Alvarez-Cuevas Figuerola**, Gestor de Proyectos de Sistemas y Comunicaciones, Endesa

**José Comabella López**, Responsable de Arquitectura de Comunicaciones, Endesa

**Susana Carillo Aparicio**, Responsable de Smart Grids, Endesa

**José Francisco Sanz**, Director del Área IER, CIRCE

**Marta Calavia**, Investigador Área IER, CIRCE

**Juan Manuel Perié**, Investigador Área IER, CIRCE

**José Antonio Domínguez**, Investigador colaborador Área IER, CIRCE

**Resumen:** Los incrementos en la demanda de interconexiones de recursos de generación distribuida, precisarán nuevos modelos de gestión y mantenimiento. Dado su volumen elevado, estos sistemas deberán ser altamente escalables, distribuidos y autónomos. Como continuación natural del proyecto Smart City Málaga, ENDESA con la colaboración de la fundación CIRCE está desarrollando una nueva generación de controladores de recursos distribuidos y usuarios de la red basada en un sistema altamente descentralizado y autónomo. El sistema utiliza una arquitectura de control basada en multi-agentes donde cada agente comunica con sus nodos vecinos bidireccionalmente. Este artículo describe las arquitecturas del sistema desarrollado, y las principales conclusiones de su utilización en una red real en la bonita ciudad de Málaga.

**Palabras clave:** Smart-Grids, Generación Distribuida, Multi-agentes, AGC, VCR

## INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

Los incrementos en la demanda de interconexiones de recursos de generación distribuida (Eléctric Vehicle, Combined Heat Power, Photo Voltaics, Aéreo Generadores, Pilas de combustible, etc.), precisarán nuevos modelos de gestión y mantenimiento. Dado su volumen elevado, estos sistemas deberán ser altamente escalables, distribuidos y autónomos.

Como continuación natural del proyecto Smart City Málaga; ENDESA con la colaboración de la fundación CIRCE está desarrollando una nueva generación de controladores de recursos distribuidos (Distributed Energy Resources) y usuarios de la red (en los diferentes niveles de tensión) basada en un sistema altamente descentralizado y autónomo. El sistema utiliza una arquitectura de control basada en multi-agentes donde cada agente comunica con sus nodos vecinos bidireccionalmente.

La mayor ventaja del concepto multi-agente reside en la escalabilidad del sistema. Con el fin de contemplar todos los agentes implicados en los sistemas futuros de recursos distribuidos, el modelo combina en cada nodo un agente técnico y un agente de mercado. Más concretamente el agente técnico se ubica en todos los nodos de la red de Media Tensión (MT) y agrupa las funciones de optimización de potencia activa, y regulación del perfil de tensión mediante consignas de potencia reactiva. El agente de mercado, únicamente es necesario en aquellos puntos de la red en las que hay un cambio de frontera administrativa o diferente dominio dentro de la misma empresa. Éste último, se encarga de coordinar los intereses económicos con los beneficios técnicos del algoritmo de control. El diseño del sistema mantiene sincronizados ambos agentes en todo momento.

El modelo propuesto puede ser fácilmente extendido con funciones de aislamiento de faltas y recuperación de servicio reconfigurando la red, así como control de sistemas de eficiencia energética.

Básicamente, los cambios más radicales que aparecen en la nueva red de nuestra ciudad inteligente son cuatro:

- Gran aumento de la complejidad de la red de distribución secundaria. Mayor automatización y monitorización en MT y BT (Baja Tensión), además de nuevas Comunicaciones en todos los niveles de tensión.
- Previsible aumento del número de mini-generadores en la red de distribución secundaria (Media Tensión).
- Aparición de multitud de generadores en la red de baja tensión que deberán funcionar de forma coordinada, por el despliegue del Autoconsumo.
- Instalación de multitud de sistemas de micro-almacenamiento en la red de BT
- Aparición de contadores inteligentes para el control de la demanda, de la generación y el almacenamiento doméstico.

Los dos primeros ya existen en la actualidad. Sin embargo es previsible que sufran un aumento importante en número e importancia. Por lo que como resultado obtendremos una red mucho más compleja que precisará de mecanismos de control más eficientes y seguros.

El tercer punto corresponde con la mayor novedad y precisará de un especial diseño bajo la perspectiva de estabilidad, seguridad y operación.

El cuarto punto dependerá de la evolución de los precios de los sistemas de almacenamiento (en continuo descenso), permitirá a los usuarios optimizar su facturación a la vez que maximizará las ventajas de los sistemas de generación, desde el punto de vista del operador de red será un elemento clave para garantizar la estabilidad y seguridad de suministros, especialmente en aquellos puntos en los que también se instalen sistemas de generación renovable.

El último punto permitirá también que el control en tiempo real de la distribuidora llegue a los usuarios finales. Su característica masiva precisará la utilización de técnicas especiales sobre mantenimiento y comunicaciones.

Finalmente es importante enfatizar de nuevo que todos estos sistemas tienen un punto de encuentro natural en los centros de transformación de la red de distribución secundaria, punto fundamental donde confluyen de forma natural los tres sistemas básicos (ADA, AMI, y DER).

Este artículo describe las arquitecturas del sistema desarrollado, y las principales conclusiones de su utilización en una red real en la bonita ciudad de Málaga.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

El objetivo de este proyecto es desarrollar unos algoritmos básicos para la regulación en subestación primaria de corriente en salida de subestación y perfil de tensión en la línea MT y BT. La regulación de potencia se realiza a través de la regulación de potencia activa en las subestaciones secundarias. La regulación del perfil de tensión se realiza mediante la regulación de potencia reactiva en las subestaciones secundarias.

### Arquitectura de comunicaciones

La arquitectura propuesta en Smart City Málaga contempla una estructura altamente jerárquica, distribuida y autónoma según se muestra en la siguiente figura. En ella, se ha representado en forma de rectángulos de diferentes colores, los tres niveles de tensión de la red eléctrica (Baja Tensión, Media Tensión y Alta tensión). El paradigma descrito en este artículo, se basa en dos dispositivos bien diferenciados.

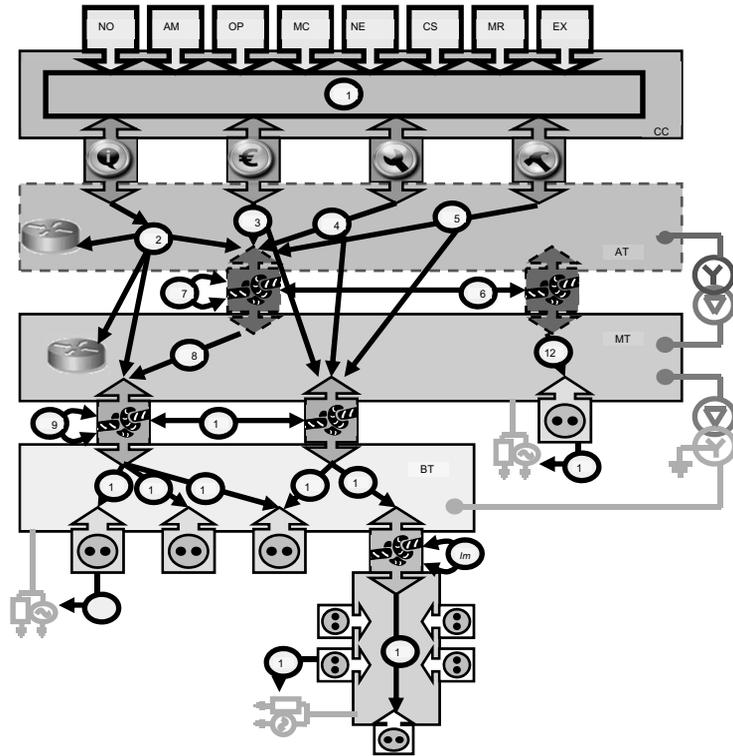


Figura 1.

**iSocket:** Estos dispositivos comunican y controlan los equipos finales de potencia según el esquema siguiente:

Los iSockets comunican con los equipos de potencia y mantienen internamente un modelo virtual de los equipos conectados. Por otro lado; todos los iSocket eléctricamente conectados al mismo iNode (típicamente en un CT) comunican con éste con el fin de ser coordinados. A su vez; los elementos iNode

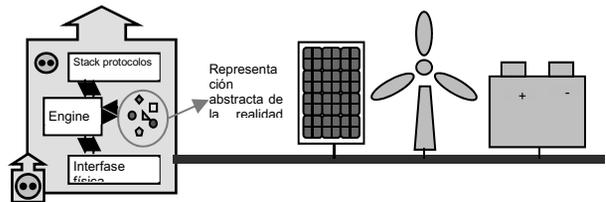


Figura 2.

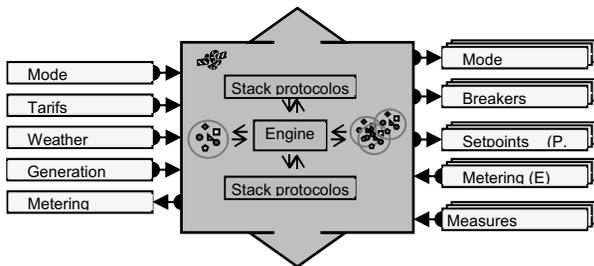


Figura 3.

comunican con todos los iSocket que están eléctricamente conectados con el CT correspondiente y actúa como coordinador. Al mismo tiempo, todos los iNode construyen un modelo sintético representación de 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 micro red de BT.

Todos los iNode de MT son controlados a su vez por el iNode de subestación primaria. En este documento se proponen unos algoritmos con el fin de controlar la tensión y potencia generada en la red de MT. Estos algoritmos deben implementarse en el iNode de Subestación primaria.

Los objetivos de los algoritmos propuestos son:

- Reducir la potencia activa en cabecera de subestación. Para ello se fijará una consigna de referencia que el algoritmo intentará seguir. Por defecto esta potencia puede fijarse a cero.
- Reducir la potencia activa en CT. Para ello se fijará una consigna de referencia (a través del scada local) que el algoritmo intentará seguir. Por defecto esta potencia puede fijarse a cero.
- Limitar las variaciones de tensión a lo largo de las líneas de MT debidas a las cargas o generadores conectados.
- Minimizar el coste total de la energía consumida.

En el primer y segundo caso, se pretende limitar los excesos o defectos de potencia activa en el transformador AT/MT y MT/BT. Para ello se propone implementar un regulador proporcional integral derivativo (PID) que actuará sobre la señal de precio de los iNodes de CT como se describe en el próximo capítulo. La estrategia PID se intuye como la más adecuada para adaptarse al ritmo de cambio típico de un sistema de este tipo.

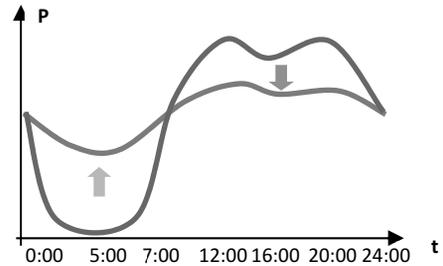


Figura 4.

En el segundo caso el objetivo es limitar las variaciones de tensión en un segmento de línea MT mediante la inyección de potencia reactiva. En efecto, en una línea sin generación el perfil de tensión es monótono decreciente, lo cual puede limitar la longitud de dicha línea. En el caso de que exista generación, la tendencia en este caso no es determinista, creciendo en los puntos de consumo, pudiéndose producir sobretensiones en algunos puntos si el numero de generadores es elevado o cuando la generación supere a los consumos en ese punto.

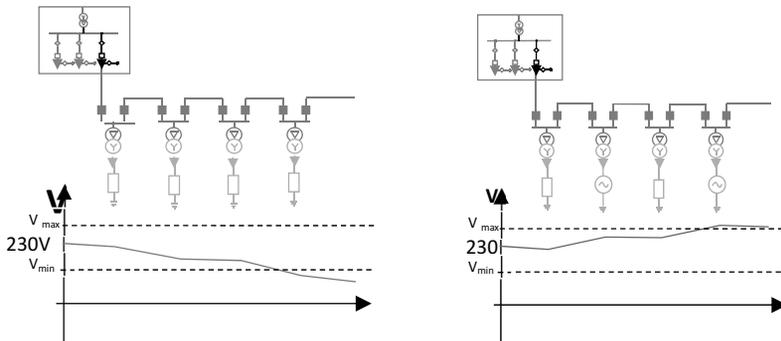


Figura 5.

Mediante la inyección de potencia reactiva en algunos puntos en los que los generadores lo permitan, es posible elevar la tensión en esos puntos o bien disminuirla con reactiva negativa. Nos referiremos al automatismo de regulación de potencia como AGC (Automatic Generation Control), y al automatismo de regulación de tensión como VCR (Voltage Control Regulation). Ambos se describen en las siguientes secciones.

## AGC

Para el control de potencia, se proponen 2 estrategias. Uno regula la potencia desde subestación, enviando consignas de potencia a los CT, y el segundo regula precio, priorizando unas fuentes de generación sobre otras, ambos intentando minimizar la potencia de salida de los transformadores correspondientes.

Para el control de potencia activa, se ha utilizado un regulador diferencial proporcional.

## VCR

Para la regulación de tensión se precisará de utilizar una función de histéresis ( $\mathcal{H}$ ) sobre el valor máximo y mínimo de las medidas de tensión en los centros de transformación seleccionados.

Para ello se contemplarán dos umbrales (HH, y HL) para el valor del máximo de todas las tensiones medidas ( $\max(V_i)$ ); y otros dos LL y LH para el mínimo ( $\min(V_i)$ ).

## Agente de Mercado

El algoritmo propuesto utiliza una combinación de despacho económico con AGC que minimiza una función de coste. En dicha función de coste se suma el coste de los generadores y el coste del almacenamiento. Para los generadores se tiene en cuenta un precio de la energía (activa y reactiva) por periodo y generador de forma que se pueda simular diferentes estrategias de gestión. Para las baterías, se ha optado por un coste de funcionamiento para minimizar los ciclos de carga y descarga.

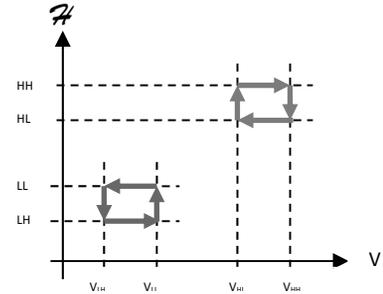


Figura 6.

Los datos de entrada del algoritmo de optimización son los siguientes:

- G: generadores considerados gen-1, gen-2, red.
- B: baterías consideradas bat-1, bat-2.
- dti: duración de cada periodo [h].
- cvpg: coste de la energía activa de cada generador, por periodo [€/kWh].
- cvqg: coste de la energía reactiva de cada generador, por periodo [€/kVARh].
- Sgmax: estimación de potencia aparente máxima disponible de cada generador, por periodo [VA].
- rend: rendimiento de las baterías, en tanto por uno.
- Sbmax: potencia aparente máxima de cada batería [VA].
- cvpb: coste variable de la energía activa de cada batería, por periodo [€/kWh].
- cvqbk,i: coste variable de la energía reactiva de cada batería, por periodo [€/kVARh].

Las variables a optimizar son las siguientes:

- pg: consigna de potencia activa para cada generador, por periodo [W].
- qg: consigna de potencia reactiva para cada generador, por periodo [VAR].
- pbc: potencia activa de carga para cada batería, por periodo [W].
- pbd: potencia activa de descarga para cada batería, por periodo [W].
- qbc: potencia reactiva de carga para el convertidor de cada batería, por periodo [VAR].
- qbd: potencia reactiva de descarga para el convertidor de cada batería, por periodo [VAR].

Para obtener las P y Q de las baterías, el iNode subtrae la potencia de carga de la respectiva potencia de descarga. Se mantiene así el convenio de signos utilizado en los generadores, en las que un valor positivo indica ceder potencia a la micro red y uno negativo absorberla.

La ecuación a minimizar es la del coste total de la micro red:

$$\text{Coste} = \sum_{j \in G} \sum_{i \in P} (pg_{j,i} \cdot cvpg_{j,i} + qg_{j,i} \cdot cvqg_{j,i}) \cdot dt_i + \sum_{k \in B} \sum_{i \in P} (cvpb \cdot (pbc_{k,i} + pbd_{k,i}) + cvqb \cdot (qbc_{k,i} + qbd_{k,i})) \cdot dt_i$$

## METODOLOGÍA

El proyecto se ha definido enteramente utilizando UML (Unified Modelling Language) en cuanto a la definición de los casos de uso, en la definición de los algoritmos (utilizando diagramas de secuencia), y la definición de las clases.

Para la implementación de las comunicaciones se ha optado por utilizar IEC 61850 pues parece la arquitectura de comunicaciones mas prometedora para desplegar sistemas de Smart Grids, y parece existir un consenso generalizado acerca de su conveniencia para Smart Grids, en las dos plataformas mas importantes (Europa, y USA).

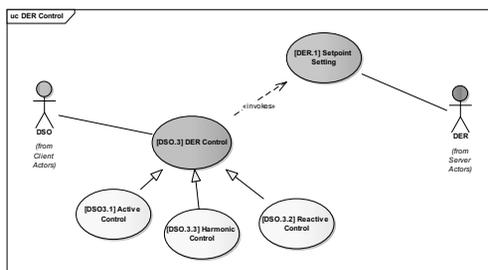


Figura 6.

## RESULTADOS OBTENIDOS

Aunque el sistema se encuentra todavía en fase de implementación. Si se dispone de algunos resultados en simulación que confiamos coincidan con los resultados experimentales una vez el sistema se despliegue en el entorno demostrador definitivo (Málaga).

## CONCLUSIONES

En este documento se ha propuesto un sistema de control y optimización para una micro red de corriente alterna. Se ha optado por un sistema de control distribuido, con dos elementos reguladores de funciones y responsabilidades diferenciadas. Un nivel jerárquico por encima de ellos se sitúa el iNode, cuya función es optimizar el coste del balance energético de la micro red. Se ha presentado el algoritmo de control, la idiosincrasia del software utilizado para la simulación, y se ha verificado el buen funcionamiento del sistema propuesto en diversos escenarios y situaciones.

Actualmente, se está desplegando el sistema en un escenario demostrador real en la red de media tensión ubicada en la zona del paseo marítimo de Málaga, haciendo uso de varios sistemas de almacenamiento, y generación solar y eólica combinados.

La red eléctrica del futuro o Smart Grid será una red eléctrica que integrará 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. Por ello, el desarrollo de estos nuevos dispositivos inteligentes, junto a sensores, sistemas de procesamiento de señal y comunicaciones digitales permitirán que la red sea monitorizable, 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 dirigidos hacia el nuevo modelo energético eficiente para las ciudades del futuro.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo continúa una labor comenzada en el proyecto Smart City Málaga que fue financiado con fondos FEDER durante los años 2009-2012. Los resultados y avances obtenidos en este proyecto no hubiesen sido posibles sin las aportaciones del proyecto mencionado.

## REFERENCIAS

- Colet-Subirachs et. al, 2012, Centralized and distributed active and reactive power control of a utility connected microgrid using IEC61850. IEEE Systems Journal.
- Shengye Lu et. al, 2013, Utilizing SCADA and IEC 61850 for Real-Time MV/LV Network Monitoring, ISGT0243

# SISTEMA DE CONTROL ÓPTIMO CENTRALIZADO DE POTENCIA REACTIVA Y TENSIONES EN PARQUES EÓLICOS/PV

**Daniel Morales Wagner**, Director técnico, Ingelectus Innovative Electrical Solutions SL  
**Adolfo Gastalver Rubio**, Ingeniero de software, Ingelectus Innovative Electrical Solutions SL  
**Esther Romero Ramos**, Profesor Titular, Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla  
**José María Maza Ortega**, Profesor Titular, Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla  
**Ángel Luis Trigo García**, Profesor Contratado Dr., Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla  
**Juan Manuel Mauricio**, Profesor Contratado Dr., Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla  
**Francisco Galván González**, Director Técnico Europa, EDPR  
**José Ángel Díaz Álvarez**, Director de Technical Support, EDPR  
**José Manuel Rodrigo Jiménez**, Head of Performance Engineering, EDPR  
**Rubén Gutiérrez Otero**, Technical Support – Performance Engineering, EDPR

**Resumen:** Este control mejora la operación de parques eólicos/pv que implementando un control óptimo de los recursos de reactiva/tensiones disponibles, con el doble objetivo de maximizar la potencia entregada en el punto de conexión (minimizando las pérdidas de potencia internas en el parque) y cumplir con la normativa vigente o futura en relación a los requerimientos de conexión de red (fp, Q o V). Plantea un control global de todos los elementos disponibles: consignas de reactiva para cada unidad de generación, tomas de transformadores, posición de las baterías de condensadores, etc.

**Palabras clave:** Controlador de planta de potencia (Power Plant Controller), Control óptimo de potencia reactiva, Control óptimo de tensiones, Parque eólicos, Parques fotovoltaicos, Operación óptima

## SISTEMA DE CONTROL ÓPTIMO CENTRALIZADO DE POTENCIA REACTIVA Y TENSIONES EN PARQUES EÓLICOS/PV

### Introducción

En la actualidad es habitual que los parques eólicos y fotovoltaicos tengan un alto grado de automatización en el control con el objetivo de maximizar la potencia activa inyectada a la red. Este control se caracteriza por ser un control primario, es decir, cada unidad de control del parque controla un elemento concreto de forma independiente al resto de las unidades de control, no existiendo en muchos casos un coordinador central que determine en un nivel superior las consignas de referencia que hubieran de seguir cada uno de los controladores locales. A modo de ejemplo el cambiador de tomas automáticos del transformador de cabecera del parque en el punto de conexión actúa en función del desvío de la tensión del nudo que controla, habitualmente el de media tensión, con respecto a una tensión de referencia. Esta tensión de referencia suele ser fijada por el operador técnico del parque basándose habitualmente en la experiencia y buscando que permanezca en unos límites de seguridad, sin buscar otras posibilidades de mejora en la explotación del parque que pudieran obtenerse del cálculo óptimo de dicha tensión de referencia.

Al objetivo principal de maximizar la producción se añade el de cumplir con el factor de potencia [1] u otro tipo de restricción, como podría ser en control de tensiones [2], que imponga el TSO (Transmission System Operator) en el punto de conexión a red y que establece cada reglamento. Esta forma de actuar resulta rentable por parte de los gestores de los parques puesto que suele estar penalizado su incumplimiento y bonificado la consecución de ciertos hitos. La forma de implementar este segundo objetivo suele ser en la mayoría de los casos bastante simplista, y limitándose a determinar la potencia reactiva a inyectar/consumir en el punto de conexión, y repartiéndola proporcionalmente a su capacidad entre cada una de las unidades de generación disponibles [3].

Hoy en día existen herramientas matemáticas capaces de abordar problemas de control complejo como la gestión eléctrica diaria de un parque eólico [3], de forma equivalente por ejemplo a como se hace para redes de transporte [4]. Estas aplicaciones se pueden adaptar a las necesidades del gestor de la instalación y ejecutarse en tiempo real, maximizando su beneficio de explotación y realizando una optimización energética global del sistema que cumpla con todas las restricciones técnicas. En este último sentido, se ha estudiado la utilización óptima de los recursos del sistema para obtener la máxima inyección de potencia activa a la red, la minimización de pérdidas, y garantizar la máxima bonificación por cumplimiento de las restricciones del TSO en el punto de conexión.

Este sistema de control es una aplicación informática que tiene como objetivo decidir para un parque eólico concreto y en tiempo real sobre las consignas óptimas de las variables de control disponibles, en aras de conseguir el máximo beneficio económico vía maximización de la inyección de potencia activa en el punto de conexión del parque a la red y de la remuneración por cumplimiento de factor de potencia u otra restricción de funcionamiento que imponga el TSO (Transmission System Operator) [5].

El sistema desarrollado constituye además un punto de partida inmejorable en aquellos parques donde se instale para abordar la participación de los mismos en el futuro mercado de servicios complementarios asociado al control de tensiones [6], puesto que este control se ejecuta de forma integral y óptima con la solución propuesta y desarrollada, consiguiendo complementar el servicio con máximo beneficio al mismo tiempo que maximiza su producción.

Esta herramienta se ha desarrollado por Ingelectus SL con la colaboración del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla y con el departamento Technical Support-Performance Engineering de EDPR. En este sentido para validar dicho sistema de control se ha procedido a simular la operación de tres parques eólicos que opera EDPR para después pasar a una fase de implementación en campo. La fase de simulación ha finalizado con éxito y en estos momentos la validación del sistema de control se encuentra en fase de implantación en un parque de EDPR en Asturias que finalizará a finales de año.

Actualmente el valor medio de las pérdidas de potencia activa en los parques eólicos está entre un 2 % y un 3% de la potencia generada. Durante la fase de validación de simulaciones se obtuvieron ahorros entre un 5 % y un 10 % de las pérdidas totales del parque suavizando el funcionamiento de las máquinas y cumpliendo siempre con las restricciones del TSO, en este caso en factor de potencia. Estos datos se esperan confirmar durante un periodo de 2 meses de funcionamiento de este sistema de control en un parque eólico real de 50 MW.

Este producto está dirigido a los siguientes sectores o áreas de negocio:

- Operación y mantenimiento de plantas, para garantizar el mejor funcionamiento de la instalación y maximizando la potencia generada. Este producto podría ayudar a mejorar el conocimiento sobre el funcionamiento de las instalaciones y a gestionar de forma eficiente todos los elementos de control optimizando los ingresos de las plantas de generación.
- Los propietarios de la planta, garantizando el cumplimiento de los requisitos de conexión de sus plantas y aumentando la potencia activa generada.
- Desarrolladores SCADA, proporcionando un nuevo software que se puede integrar en sus SCADAs. Este producto le ayudará a desarrollar un controlador de planta inteligente (PPC), que optimiza el comportamiento maximizando la potencia activa.

## Descripción del producto

El sistema de control de potencia reactiva centralizado está desarrollado para funcionar en parques eólicos y parques fotovoltaicos. Este sistema de control utiliza todos los recursos disponibles en la planta, máquinas eólicas, fotovoltaicas, tomas de transformadores, baterías de condensadores, etc. con dos propósitos:

- Cumplir con cualesquiera reglamentos relativos a los requisitos de conexión a red. Es posible implementar las restricciones sobre el punto de conexión del factor de potencia, la potencia reactiva o de referencia de tensión.
- Maximizar la potencia activa, reduciendo al mínimo las pérdidas eléctricas internas en el parque eólico.

El sistema de control se encarga de la optimización de los puntos de ajuste de los elementos de control, sobre todo, los puntos de ajuste de potencia reactiva en las máquinas y las tomas de los transformadores o bancos de condensadores, garantizando el error de estado estacionario nulo. También se comunica con el SCADA existente y por una interfaz adecuada y fácil permite monitorear distintas variables del parque y al mismo tiempo da una estimación de los ahorros producidos por el uso inteligente de PPC.

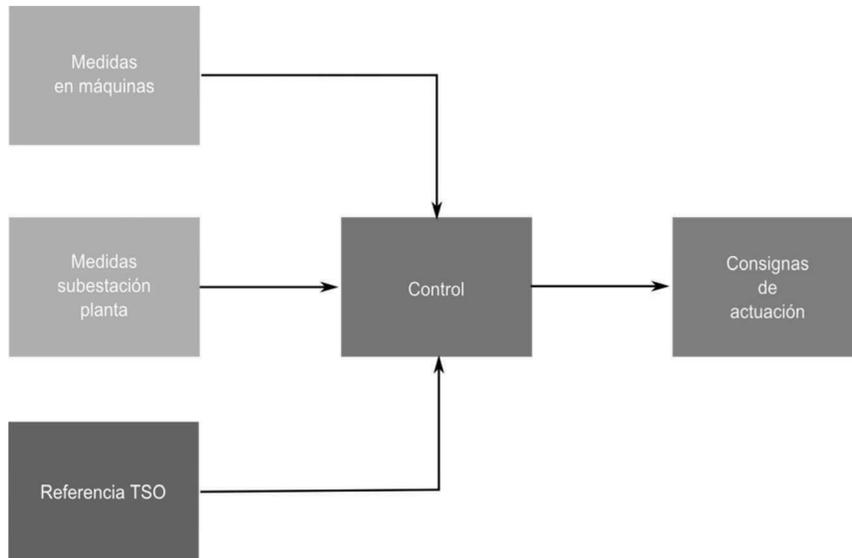


Figura 1. Módulos fundamentales del sistema de control

## Resultados obtenidos

Se han realizado simulaciones HIL (Hardware In the Loop) probando su comportamiento en tiempo real en tres parques distintos de 12 MW, 40 MW y 50 MW de potencia nominal. La simulación HIL constituye una plataforma efectiva porque incluye toda la complejidad de la planta que controla. Esto lo realiza mediante modelos matemáticos de todos los sistemas dinámicos relacionados con la planta bajo control, formando lo que se denomina como "simulación de la planta". Utilizando uno de los softwares más fiables sistemas eléctricos de potencia, PSS/E, y diferentes protocolos de comunicación, este sistema de control propuesto logra controlar las plantas minimizando las pérdidas internas.

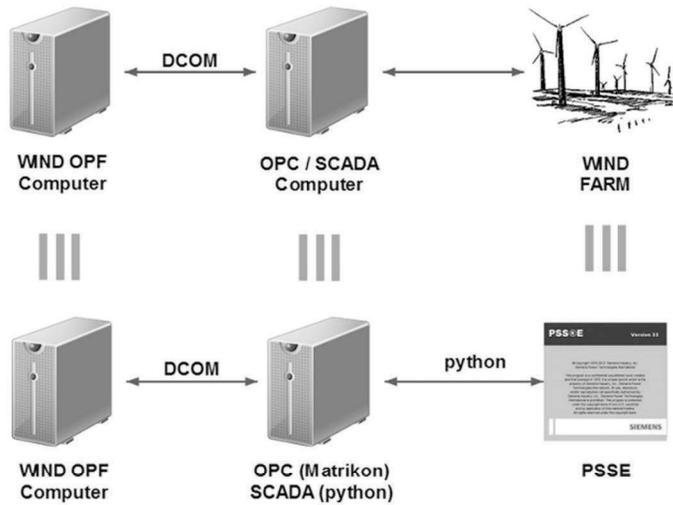


Figura 2. Sistema de simulación HIL (Hardware In the Loop)

Para todas estas simulaciones se han utilizado medidas reales de potencia generada por los aerogeneradores, tensiones en el punto de conexión, posiciones de las tomas de los transformadores y de las tomas de las baterías de condensadores instaladas durante varios meses de funcionamiento. En la figura se puede observar como el sistema de control es capaz de conseguir el factor de potencia deseado con un error muy pequeño. En esta simulación el objetivo es obtener un factor de potencia unidad en términos de energía en una hora de funcionamiento.

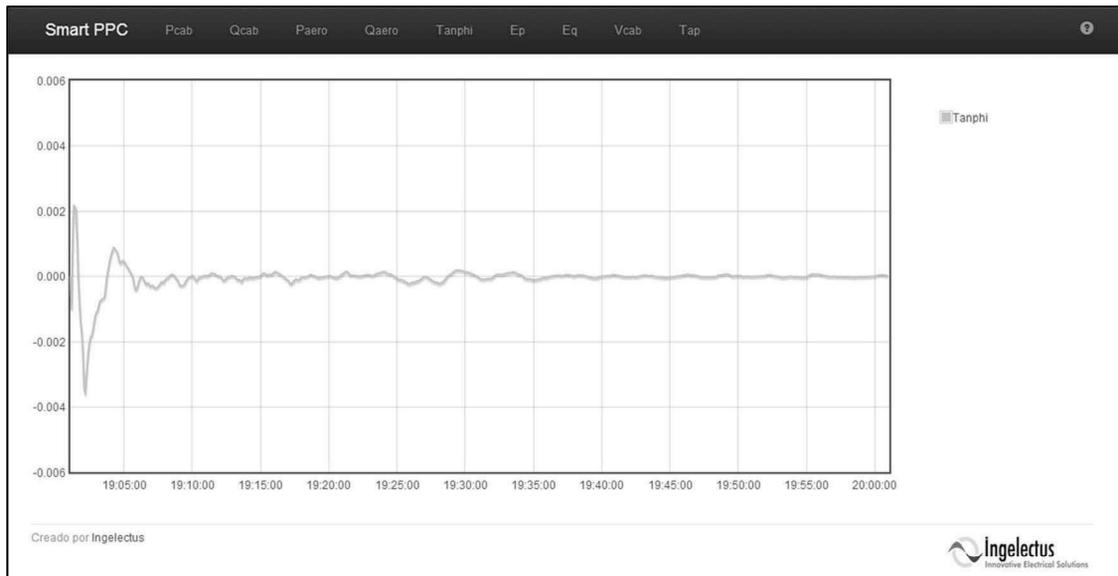


Figura 3. Interface gráfica del sistema de control mostrando el factor de potencia durante una hora.

Mientras el control cumple con los requerimientos de conexión como el factor de potencia también es capaz de minimizar las pérdidas que se producen dentro del parque eólico. Comparando el funcionamiento con el control propuesto con el control que se estaba implementado para estos escenarios se obtienen los siguientes resultados para la planta de 40 MW.

En este caso se probaron tres propuestas de control dependiendo de los límites de tensión permitidos en los nudos de conexión de los aerogeneradores. El primer caso sólo se permitía una desviación de  $\pm 5\%$ , en el segundo un  $\pm 7\%$  y en el tercero un  $\pm 10\%$ .

Escenarios de generación	Pérdidas control actual (kW)	Ahorro en % con respecto al control actual		
		Caso optimizado 1	Caso optimizado 2	Caso optimizado 3
Generando 3 MW	134	9.28%	9.28%	9.28%
Generando 18 MW	353	3.48%	4.29%	5.21%
Generando 39 MW	1211	3.13%	5.94%	9.74%

Tabla I. Ahorro de tres propuesta de control respecto al control actual

Entre otros beneficios de este control se puede observar como reorganiza las prioridades de las máquinas y evita el estrés equilibrando de manera adecuada el despacho de potencia reactiva.

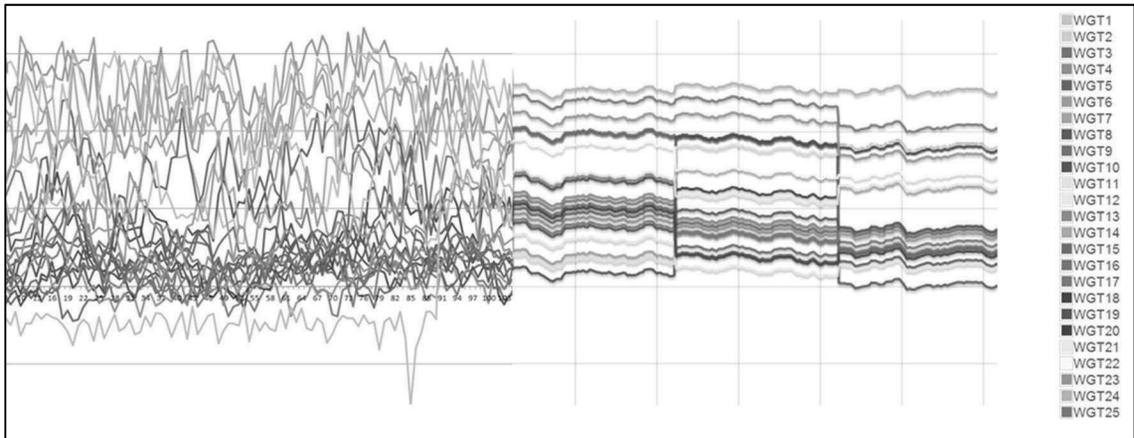


Figura 4. Control de reactiva de los aerogeneradores actuales (izquierda) frente al control propuesto (derecha)

## Conclusiones

Se han realizado simulaciones HIL orientadas a evaluar la operación de parques eólicos con este nuevo sistema de control. Las simulaciones de las distintas estrategias de control han puesto de manifiesto que siempre se puede obtener un estado de funcionamiento que garantiza las mínimas pérdidas, cumpliendo los requisitos en el punto de conexión y garantizando la no desconexión de los aerogeneradores minimizando su estrés.

Para valorar el impacto de las distintas estrategias propuestas se ha realizado un estudio comparativo entre la forma actual de operación, simulada mediante un flujo de cargas, y los estados de operación resultado de la herramienta de optimización. En términos económicos las estrategias propuestas reducen entre un 5 % y un 10 % las pérdidas internas del parque dependiendo de la estrategia usada. En la actualidad el sistema de control se está preparando para ser implementado en un parque eólico de Asturias de una potencia nominal de 50 MW donde estará funcionando durante dos meses para validar tanto el correcto funcionamiento como los ahorros obtenidos en las simulaciones.

## REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: R.D. 1565/2010 Boletín Oficial del Estado: 23 de noviembre de 2010, Núm. 283, 97428 a 97446.
- [2] PREPA, TSO de Puerto Rico: Minimum Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation de 2012.
- [3] Poul Sørensen, Anca D. Hansen, Kenneth Thomsen, Thomas Buhl, Poul Erik Morthorst, Lars Henrik Nielsen, Florin Iov, Frede Blaabjerg, Henrik Aalborg Nielsen, Henrik Madsen and Martin H. Donovan. "Operation and control of large wind turbines and wind farms - Final report" . Risø-R-1532(EN) September 2005
- [4] Gómez, A., 2002. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. McGraw-Hill, 2002.
- [5] Daniel Morales Wagner, Trabajo de tesis de master en Sistemas de Energía Eléctrica: "Estudio y desarrollo del control óptimo de la operación de parques eólicos". Universidad de Sevilla, Diciembre 2013
- [6] Procedimientos de Operación de REE: Propuesta de Procedimiento de Operación P.O.-7.5. "Servicio complementario de control de tensión en el sistema eléctrico español aplicable al régimen especial".

# GESTIÓN INTELIGENTE DE LA DISTRIBUCIÓN PARA OPTIMIZACIÓN REGIONAL DE LA DEMANDA Y DEL SUMINISTRO

**Igor Dremelj**, Vice President Smart Grid Solution Center, Landis+Gyr  
**Sami Haapamäki**, Senior Solution Consultant Smart Grid Solution Center, Landis+Gyr  
**Toshiaki Asano**, General Manager Smart Grid Solution Center, Landis+Gyr  
**Iñigo Cobelo**, Gerente de Mercado Área Redes Inteligentes y Almacenamiento, TECNALIA  
**Jon Anduaga**, Investigador Área Redes Inteligentes y Almacenamiento, TECNALIA  
**Asier Gil de Muro**, Investigador Área Redes Inteligentes y Almacenamiento, TECNALIA

**Resumen:** Landis+Gyr en colaboración con TECNALIA ha probado una nueva solución Smart Grid en condiciones reales. El principal objetivo de este estudio es comprobar si soluciones existentes e innovadoras para la gestión automatizada de la red ( $\mu$ EMS de TOSHIBA) pueden ayudar a las utilities a asegurar y mejorar en sus redes la calidad de la tensión, la generación distribuida y el balanceo de la demanda/suministro de energía en las condiciones más adversas. Las pruebas se realizaron en el Laboratorio de Smart Grids de TECNALIA utilizando elementos controlables como reguladores de tensión, distintas combinaciones de consumo y generación y sistemas de almacenamiento energético basadas en tecnologías LTO<sup>1</sup> (Baterías SCiB de TOSHIBA).

**Palabras clave:** Smart Grid, Generación Distribuida, Almacenamiento Energético, Control de Tensión, Automatización Centros Transformación

## INTRODUCCIÓN

La integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) procedente de generación renovable supone un importante reto tecnológico en las redes de distribución en Media Tensión existentes. Estas redes fueron diseñadas para distribuir la energía generada de forma centralizada a los diferentes clientes. El diseño y operación de las redes eléctricas de distribución siempre asumía flujos de potencia desde las redes de mayor tensión a las de menor tensión. Esta suposición es válida para redes pasivas. Sin embargo, la conexión y operación de la Generación Distribuida (de diversas tecnologías) altera muchas características de la red haciendo menos aplicable los supuestos tradicionales para el diseño y operación de redes de distribución.

La combinación de generación renovable intermitente y los cambiantes hábitos de consumo son la causa de diversas dificultades técnicas como:

- Fluctuaciones de la tensión (especialmente en líneas de alimentación largas y rurales).
- La sobrecarga en las líneas y en el equipamiento de red reduce su vida útil.
- Flujos inversos de energía que pueden alterar los procedimientos normales de operación.

En sistemas en isla, micro-redes y redes débiles los retos son mucho mayores e incluyen problemas de estabilidad y desviaciones de la frecuencia. Los Operadores de los Sistemas de Distribución (DSOs) tienden a aplicar el enfoque de operación basado en “instalar y olvidar” cuando se enfrentan a una petición de conexión de una Generación Distribuida. Esto implica que en un punto determinado de la red, únicamente se conecta un generador si en las condiciones más desfavorables éste no causa ninguna perturbación. A medida que se incrementa la relación entre la potencia de salida del generador distribuido y la potencia de corto circuito del punto de conexión, también se incrementa la probabilidad de tener problemas.

Reforzar las redes de distribución existentes es en muchas ocasiones económicamente inviable, por lo que la solución debe venir del lado de un control de red más innovador, una gestión activa de la red y señales adecuadas del Regulador. El papel del Regulador es crucial.

Para poder incorporar a la red la máxima cantidad posible de generación distribuida, se deben proveer soluciones a estos problemas. El objetivo de este proyecto es demostrar que el uso de tecnologías Smart Grid innovadoras como la solución  $\mu$ EMS de TOSHIBA es una alternativa viable para ayudar a las utilities a superar los retos inherentes a la Generación Distribuida y a los cambiantes hábitos de consumo en Europa. Las pruebas se realizaron utilizando productos existentes de Landis+Gyr y TOSHIBA, instalados en la red del laboratorio de Smart Grids de TECNALIA.

## EL PROYECTO

El objetivo del Proyecto era demostrar las capacidades de una solución Smart Grid disponible en el mercado y mostrar cómo se puede utilizar para eliminar las barreras técnicas de la conexión de Generación Distribuida en las redes de distribución.

Los casos de uso son representativos de los retos reales de operar una línea de distribución con generación renovable y cargas variables. Para ello se generaron distintos escenarios en los que tanto la tensión como la corriente en la línea están fuera de límites. Cada caso de uso está definido por un perfil de carga, un perfil de generación renovable, unas características de línea y una lista de equipos disponibles para que el equipamiento Smart Grid realice acciones de control.

Entre los varios casos de uso que han sido analizados y probados durante el Proyecto, se describen en esta comunicación los dos más críticos: regulación de variaciones de tensión y gestión predictiva de la capacidad de línea.

## MATERIAL Y MÉTODOS

Para probar las funcionalidades del  $\mu$ EMS de Toshiba en un entorno real y controlado, se utilizó el laboratorio de Smart Grids de TECNALIA. Éste laboratorio ofrece una flexible infraestructura de baja tensión que puede adoptar distintas topologías de red y funcionar conectado o aislado de la red principal. Incluye distintos generadores, tecnologías de almacenamiento, cargas y equipos controlables.

Para este Proyecto se ha elegido una determinada configuración del laboratorio que representa una línea de distribución con generación renovable y cargas conectadas en varios puntos de la línea (Figura 1). Se generaron y analizaron distintos escenarios programando la potencia de salida de la generación distribuida y los perfiles de carga. También se tuvieron en cuenta las características de impedancia de la línea, realizando todas las pruebas con impedancias de línea puramente resistiva, puramente inductiva o mixta.

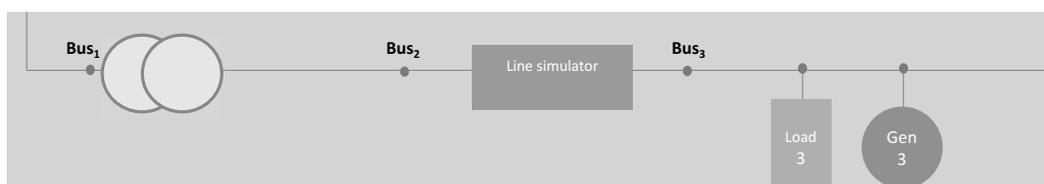


Figura 1. Configuración del Laboratorio.

El  $\mu$ EMS de TOSHIBA puede enviar comandos de control a una amplia variedad de equipos de campo. Para éste proyecto de demostración se utilizó un Regulador de Voltaje de Tiristor (TVR) y un Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS). De cara a probar las capacidades del sistema de control en condiciones extremas, se ha dotado de capacidades de control a las cargas y a la generación.

No resultó práctico desplazar hasta las instalaciones de TECNALIA un TVR ni un BESS de TOSHIBA, razón por la cual se decidió simularlos utilizando hardware y software específicamente diseñado para ello. El simulador TVR se implementó mediante la combinación de dos generadores. Uno de ellos proveía el voltaje en el Bus 1 y el otro en el Bus 2. El simulador de almacenamiento se implementó mediante un generador y una carga controlable.

La integración del equipamiento de control del  $\mu$ EMS de TOSHIBA con la red del laboratorio de TECNALIA se realiza de la misma manera que en una línea de distribución real. La solución  $\mu$ EMS de TOSHIBA, compuesta por un Servidor y un Controlador, cinco terminales Smart Grid S650 de Landis+Gyr y varias RTU's disponibles comercialmente, se instaló en la red, y se integró utilizando los protocolos estándares de comunicaciones MODBUS/TCP y DLMS.

La arquitectura del Sistema se muestra en la Figura 2:

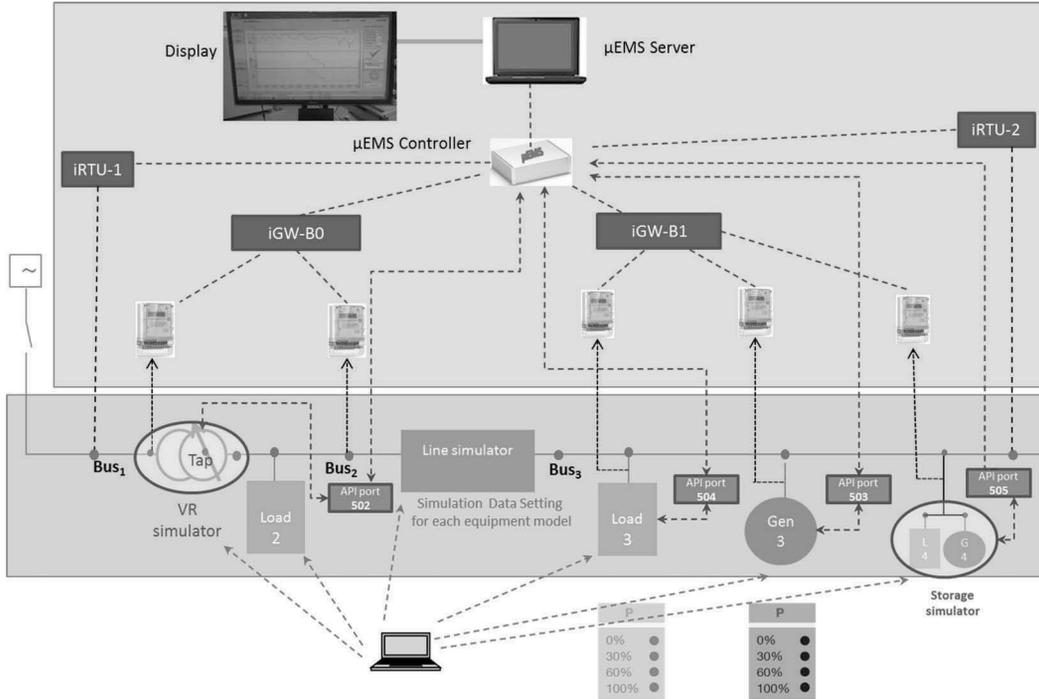


Figura 2. Arquitectura del Sistema.

## RESULTADOS

La Figura 3 muestra el perfil de carga y el perfil de generación del generador conectado al Bus 3 (final de línea) para el tiempo que dura la prueba. La Figura 4 muestra el voltaje medido en el Bus 3 que resultaría en el caso de no aplicar ninguna acción de control.

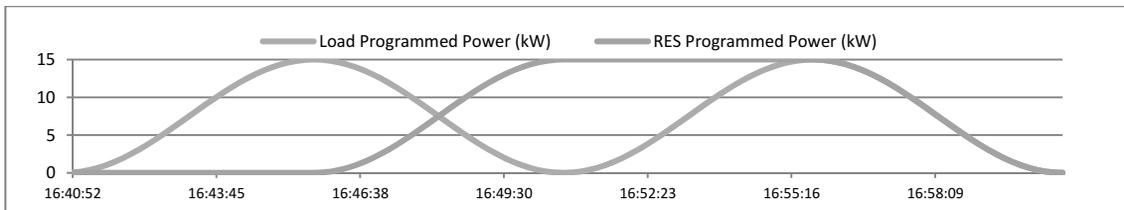


Figura 3. Perfiles programados de consumo y generación al final de la línea.

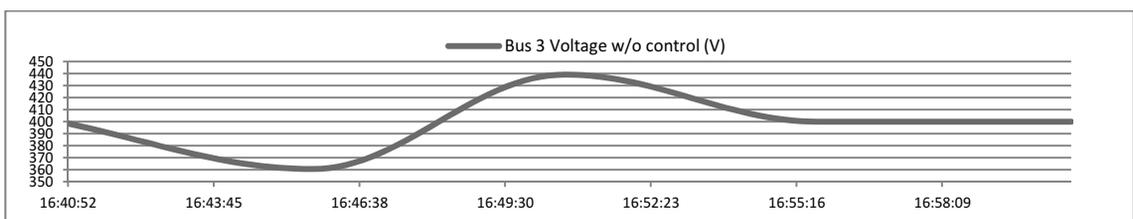


Figura 4. Voltaje al final de la línea sin realizar ningún control.

Durante el día se fuerzan cuatro situaciones diferentes:

- Una primera parte en la que no hay generación y se produce un incremento gradual de la carga. El voltaje en el final de línea cae por debajo de los límites admisibles.
- Una segunda parte donde la generación comienza a incrementarse gradualmente y la carga disminuye. El voltaje en el final de la línea comienza a elevarse gradualmente.
- Una tercera parte en la que la generación alcanza un máximo y la carga comienza a incrementarse de nuevo. La tensión en el final de la línea comienza gradualmente a descender.
- Una parte final donde la carga y la generación se igualan. No hay flujo de energía a lo largo de la línea y por lo tanto el voltaje no varía a lo largo de la línea.

Éste mismo caso se prueba utilizando el Sistema de control  $\mu$ EMS de TOSHIBA. Los dispositivos controlables disponibles son el TVR (regulador de tensión) y el BESS (almacenamiento energético). El TVR tiene 5 tomas y el BESS puede ajustar linealmente su salida. El controlador prioriza el control del TVR sobre el control de las baterías. La capacidad de absorber o inyectar reactiva sólo se implementa cuando el TVR ha alcanzado la posición de toma máxima o mínima.

El voltaje resultante y las acciones de control se pueden ver en la Figura 5:

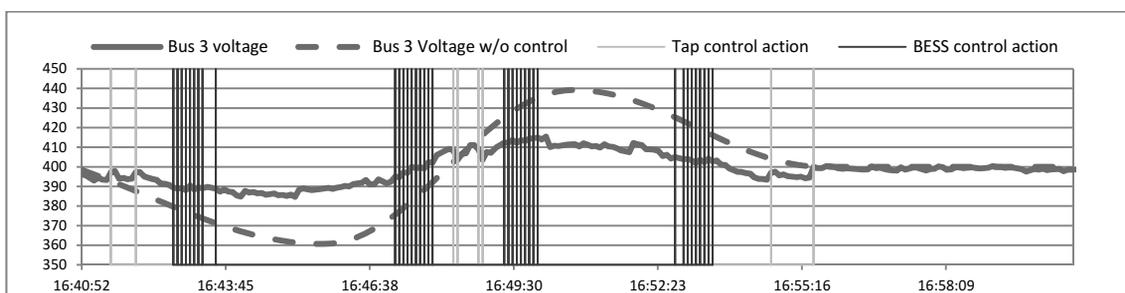


Figura 5. Voltaje al final de la línea aplicando acciones de control.

Las líneas verticales representan los instantes en los que el  $\mu$ EMS de TOSHIBA ha enviado señales de control a los equipos instalados en campo, es decir al cambiador de tomas del TVR (líneas amarillas) y al inversor del BESS (líneas negras). En este escenario la batería únicamente inyecta o absorbe reactiva. El voltaje medido en el final de línea (Bus 3) durante las cuatro partes del día se mantiene dentro de los límites aceptables y mucho más constante si lo comparamos con la situación en la que no se aplicó control (Figura 5).

También se realizaron pruebas en las que se analizaban los casos en los que la capacidad de la línea estaba en el límite. La Figura 6 muestra el perfil de carga y el perfil de generación del generador conectado al Bus 3 (final de línea) para el tiempo que dura la prueba. La Figura 7 muestra la corriente medida que fluye por la línea (Bus 2) que resultaría en el caso de no aplicar ninguna acción de control. La máxima corriente admisible por la línea se limitó a 25 A.

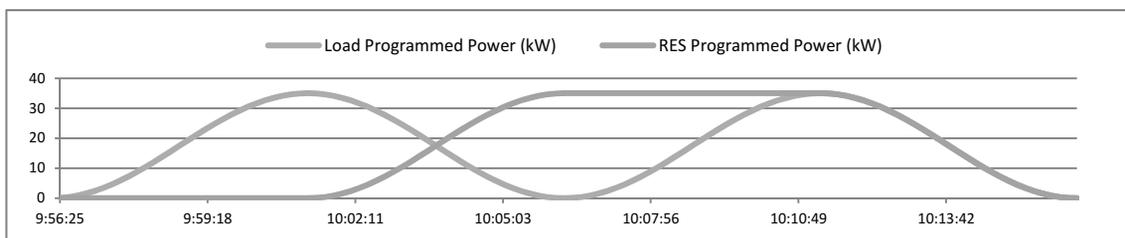


Figura 6. Perfiles programados de consumo y generación al final de la línea.

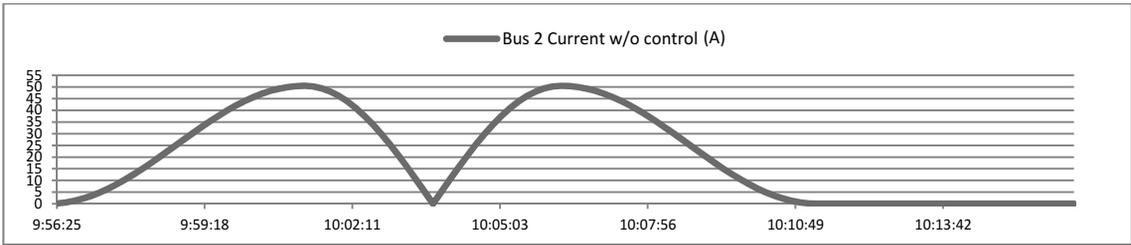


Figura 7. Flujo de corriente sin aplicar control.

Durante el día se fuerzan cuatro situaciones diferentes:

- Una primera parte en la que no hay generación y hay un incremento gradual de la carga. La corriente del Bus 2 al Bus 3 se incrementa y se excede la capacidad máxima de la línea.
- Una segunda parte en la que el generador comienza a incrementar la potencia y la carga disminuye. El flujo de corriente del Bus 2 al Bus 3 disminuye, llega a cero y cambia de sentido.
- Una tercera parte donde la generación alcanza un máximo y la carga llega a cero. La corriente inversa que fluye del Bus 3 al Bus 2 excede nuevamente la capacidad de la línea.
- Una parte final donde la carga y la generación se igualan. No hay flujo de carga en la línea.

Éste mismo caso se prueba utilizando el Sistema de control  $\mu$ EMS de TOSHIBA. Los dispositivos controlables disponibles son el BESS (almacenamiento energético) y la carga y la generación interrumpibles conectadas al final de la línea. En la prueba se definieron tres niveles de reducción (interrupción) de la carga y la generación: reducción del 40%, 70% y 100%.

La ventaja del BESS es que puede importar/exportar energía y ajustar linealmente su salida. Por este motivo, la acción correctora (de control) se priorizó primero en el BESS, seguido por la interrupción de la generación renovable y por último de la interrupción de la carga. La Figura 8 muestra la potencia activa absorbida/inyectada por el sistema de almacenamiento energético con baterías (BESS) y la corriente resultante que fluye en la línea.

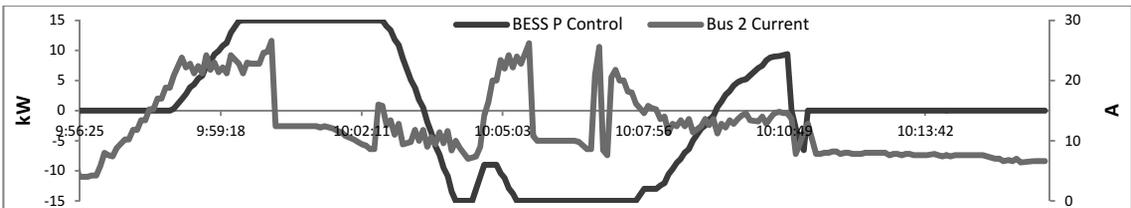


Figura 8. Potencia activa absorbida/inyectada por el sistema de almacenamiento y corriente que circula por la línea.

El Sistema de control  $\mu$ EMS trata de mantener la corriente por debajo de la máxima capacidad utilizando solo el sistema de almacenamiento. Únicamente cuando éste alcanza su límite (máxima carga) el controlador decide interrumpir la carga y/o la generación.

La Figura 9 muestra los momentos en los que actúa la interrupción de la carga y de la generación.

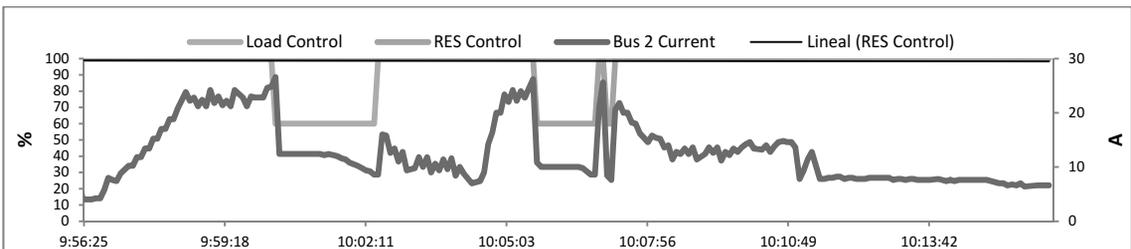


Figura 9. Perfiles de consumo y generación resultantes.

La Figura 10 muestra cómo la corriente resultante en la línea se mantiene por debajo de los límites.

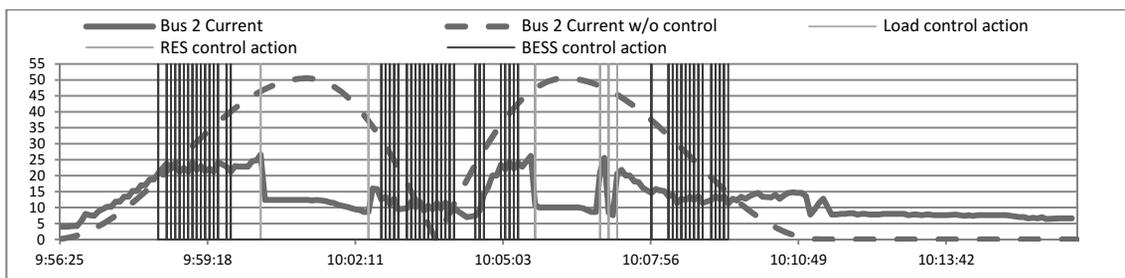


Figura 10. Comparación de las corrientes sin aplicar control y aplicando acciones de control.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Las pruebas realizadas en éste Proyecto muestran cómo el equipamiento y la tecnología que ofrecen proveedores de soluciones Smart Grid como Landis+Gyr, una empresa del Grupo TOSHIBA, ofrecen un rendimiento suficiente para ser desplegadas en campo. Se ha podido constatar cómo ésta solución puede resolver satisfactoriamente las restricciones en la red en áreas con generación distribuida instalada. Con ésta solución fue posible controlar y mantener el voltaje dentro de los límites previstos y prevenir el “flickering” (debido a las subtensiones) y las pérdidas (debidas a las sobretensiones). Teniendo la posibilidad de gestionar el estado de carga (SOC) del BESS conectado a la red así como interrumpir cargas y/o generación renovable ésta solución puede gestionar de forma rápida y eficiente la capacidad de la línea.

No obstante, el despliegue de sistemas como éste depende en gran medida de la regulación. Alcanzar los objetivos del mandato 20-20-20 requiere un incremento de las fuentes de generación renovables y un uso eficiente de los recursos en las redes de distribución actuales, dando lugar a la aparición de problemas en la red similares a los descritos en este documento. De cara a hacer frente a estos retos se deben eliminar las barreras regulatorias a la instalación de soluciones Smart Grid similares a la presentada en este documento.

Uno de los retos identificados en los sistemas de control de la red de distribución es la ingente cantidad de datos que tendrían que ser transmitidos si los esquemas de control permanecen completamente centralizados. El controlador  $\mu$ EMS de TOSHIBA aplica inteligencia distribuida y no depende únicamente en las comunicaciones en tiempo real con el sistema SCADA centralizado. La comunicación entre el sistema de control  $\mu$ EMS y los dispositivos en campo es local y se limita al área del alimentador reduciendo el coste de operación e incrementando la fiabilidad y robustez.

## AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial para TECNALIA por hacer posible las pruebas y por ofrecer su amplia experiencia en la validación y certificación de equipamiento Smart Grid.

<sup>i</sup> Las baterías SCiB (“Super Charge Ion Battery”) de TOSHIBA son baterías de Ion-Litio que utilizan nanocristales de titanato de litio (LTO – Lithium Titanium Oxide) en la superficie de su ánodo en lugar de carbono. Esto le da al ánodo de una superficie de unos 100 metros cuadrados por gramo, en comparación con los 3 metros cuadrados por gramo del carbono, permitiendo que los electrones entren y salgan del ánodo rápidamente. Esto hace que sea posible la recarga rápida y proporciona altas corrientes cuando sea necesario.

## SAGER II: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A GRAN ESCALA PARA LA RED ELÉCTRICA

**Jesús María Rodríguez**, Director General, AEG Power Solutions Ibérica  
**José Angel Alzola Echazarra**, División de Energía y de Medio Ambiente, Tecnalia

**Resumen:** AEG Power Solutions Ibérica (AEG-PSI) está liderando el proyecto SAGER II con el objetivo desarrollar, en colaboración con Iberdrola Ingeniería y Construcción y TECNALIA, un sistema de almacenamiento de energía a gran escala para aplicaciones de red eléctrica, ligadas a centros de transformación. Para ello se está llevando a cabo un proceso de innovación integral que incluye un módulo de almacenamiento de energía basado en plomo avanzado, una electrónica de potencia modular y altamente eficiente y un sistema inteligente de gestión energética. El proyecto se va a completar con una instalación en el Centro de Transformación Arquímedes de Iberdrola (Vitoria) en el verano de 2014. El objetivo principal es la viabilidad económica a corto plazo. Hoy en día la gran barrera del almacenamiento son los elevados costes. SAGER II propone una solución de plomo avanzado que manteniendo la robustez y el coste moderado del plomo convencional ofrece una vida útil más larga, por su tecnología y control a través de un novedoso BMS (Battery Management System).

**Palabras clave:** Almacenamiento de Energía, Conversión de Potencia, BMS (Battery Management System), Plomo Avanzado

### INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico está experimentando una importante evolución desde hace algunos años, debido a numerosos factores como el incremento de la demanda de electricidad, la liberalización del sistema eléctrico, las normativas medioambientales y de emisiones de gases, el aumento de la generación distribuida o la creciente importancia de la generación de origen renovable. Estos factores están provocando cambios relevantes en los modelos de gestión y planificación tradicionales de la red eléctrica.

Dentro de este nuevo marco energético, el almacenamiento de energía está identificado como un elemento clave para el desarrollo de las redes eléctricas del futuro. Su participación permite desacoplar la generación y el consumo de energía eléctrica, introduciendo una gran flexibilidad que redundará en una gestión más eficiente del sistema. En concreto su concurso será fundamental para mejorar la calidad de la energía, facilitar el desarrollo de la gestión distribuida, asegurar la estabilidad y fiabilidad del suministro y permitir una mayor y más fácil integración en la red de energía de origen renovable.

El potencial de mercado de estas tecnologías es enorme dada la gran cantidad de posibles aplicaciones. Este hecho, junto con la realidad de que hoy en día todavía son necesarios grandes avances en las tecnologías de almacenamiento de energía, hacen de este sector una vía muy interesante de diversificación y de adaptación al mercado futuro.

Sin embargo, los sistemas de almacenamiento de energía de media y gran escala se encuentran en una fase emergente de desarrollo. A día de hoy, solamente el bombeo hidráulico se puede considerar como una tecnología madura con instalaciones comerciales de tamaño significativo. La presencia de otros sistemas de almacenamiento de energía en la red eléctrica es aún testimonial y prácticamente todas las instalaciones existentes tienen un carácter de demostración.

En este contexto, SAGER propone el desarrollo de un sistema almacenamiento de energía de 500 kW y 600 kWh que se probará en un Centro de Transformación Arquímedes de Vitoria. Por limitaciones del propio CT, la potencia máxima estará restringida a 100 kW.

## OBJETIVOS

El proyecto SAGER tiene como objetivo el desarrollo de un sistema de almacenamiento de energía a gran escala para aplicaciones de red eléctrica que sitúe a AEG-PSI en una posición de referencia en un momento clave de la evolución de este sector del mercado.

Este objetivo principal se desglosa en los siguientes objetivos operativos:

- Desarrollo de un módulo de almacenamiento de energía basado en la tecnología de plomo avanzado.
- Desarrollo de la electrónica de potencia para la conexión a red del sistema. Debe ser un sistema modular y altamente eficiente.
- Desarrollo de un sistema de gestión energética (EMS – Energy Management System) que tome en función de las variables del sistema las decisiones de carga y descarga de la batería para optimizar tanto el rendimiento económico como la operación técnica.
- Integración de sistemas en un prototipo SAGER de 500kW de potencia y 600 kWh de capacidad de almacenamiento de energía para validar la tecnología en una instalación en campo.
- Análisis de la viabilidad económica de la aplicación.
- Propuesta de una familia de soluciones SAGER considerando tanto diferentes escenarios de Centros de Transformación como otras posibles aplicaciones.

En el plano de mercado, el objetivo principal es la viabilidad económica a corto plazo. Hoy en día la gran barrera del almacenamiento estacionario son los elevados costes y SAGER II pretende dar un salto adelante en este apartado. Para ello se propone como tecnología de almacenamiento las baterías de plomo-ácido avanzado, que manteniendo la robustez y el coste moderado del plomo convencional presentan una vida útil más larga en términos de ciclabilidad.

## APLICACIONES

La aplicación principal de SAGER es aplanar el perfil de consumo del Centro de Transformación a través del recorte de los picos de demanda con la energía almacenada en las horas valle de la noche. De esta forma se facilita la operación de la red eléctrica, se optimiza la eficiencia de los transformadores y se pueden retrasar las inversiones necesarias por incremento de consumo.

Para analizar este escenario se han obtenido datos reales de consumo del Centro de Transformación Arquímedes (figura 1). A partir del análisis de los perfiles de consumo diario a lo largo de una serie de semanas se han establecido patrones de demanda como el que se muestra a la derecha de la figura.

El consumo (línea azul) de los picos puede ser recortado a partir de la energía almacenada en las zonas azules de los valles. Se establecen para ello unos umbrales inferior (verde) y superior (rojo) que establecen los límites de carga/descarga de las baterías. Los perfiles de consumo pueden variar de forma estacional y también por la alternancia laborables/festivos, de forma que el gestor debe adecuar estos valores para un uso más eficiente. Obviamente cuanto mayor sea el recorte deseado mayor es el tamaño del almacenamiento requerido. La cuestión a resolver por el EMS es por tanto encontrar el punto óptimo en el que el coste extra que suponen las baterías proporcione el beneficio máximo.

En paralelo se analizará la viabilidad del uso de SAGER para otras aplicaciones, con especial atención a las energías renovables y a las smart-grids, considerando escenarios como. a) integración de energías renovables: gestionabilidad de la producción, atenuación de fluctuaciones y mejora en las predicciones; b) servicios de regulación de tensión y frecuencia, con especial atención a escenarios como redes débiles e islas; c) compra-venta de energía; d) participación en la capacidad de reserva; e) calidad de suministro: huecos, cortes y garantía de suministro.

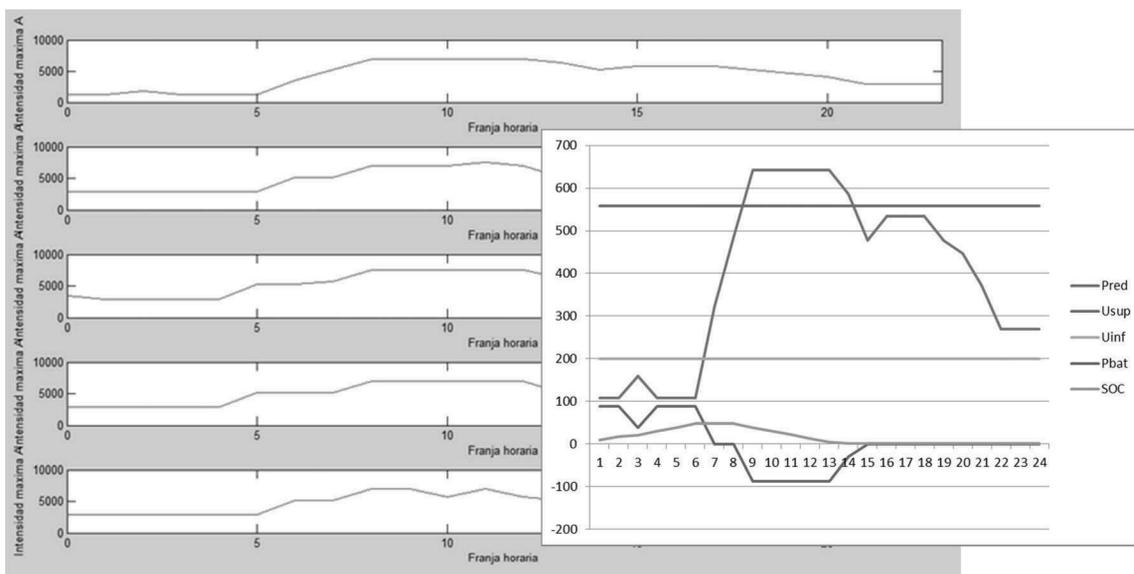


Figura 1. Perfiles de consumo reales del CT Arquímedes y patrón de demanda.

Estas aplicaciones están empezando a presentar una demanda importante a nivel internacional, especialmente en Iberoamérica donde el alto potencial de generación renovable se ve condicionado por un menor desarrollo en las infraestructuras de transporte y distribución eléctrica.

## LA SOLUCIÓN

### Arquitectura

La figura 2 muestra la arquitectura del sistema. Se basa en un concepto modular, de forma que tanto las baterías como el sistema de conversión de potencia (PCS: Power Conversion System) puedan combinarse de forma sencilla para dimensionar el sistema de la forma más adecuada para cada aplicación concreta. El conjunto resultante está controlado por un gestor energético (EMS: Energy Management System) que establece la estrategia más eficiente para el uso de la capacidad de almacenamiento instalada. Este control puede realizarse de forma local o a partir de consignas recibidas desde el gestor de la red, de forma que se pueda operar de forma coordinada un conjunto distribuido de sistemas SAGER.

El diseño se basa en el empleo de contenedores estándar, utilizando uno de ellos para las baterías y otro para los convertidores de potencia y el control. Cada contenedor puede albergar uno o dos convertidores y los sistemas de control (SC.Ctrl) y de monitorización y almacenamiento de datos (SC.Log). El sistema de control se comunica con el EMS. Opcionalmente se puede incluir un transformador para realizar la conexión en media tensión.

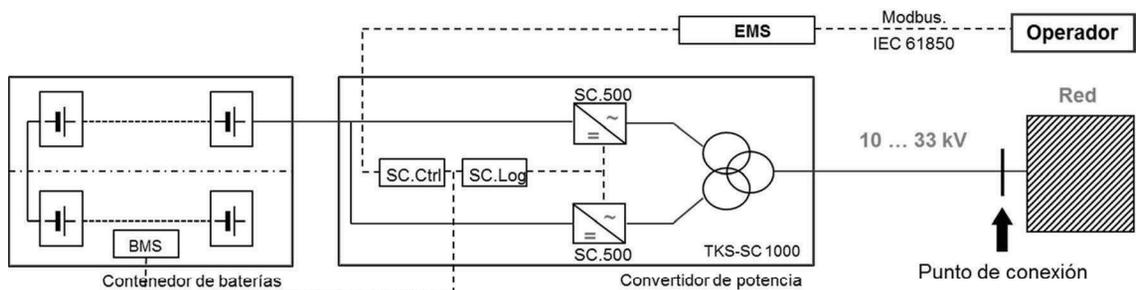


Figura 2. Arquitectura de la planta SAGER.

## Convertidor de potencia

La unidad incorpora un Convertidor SC.500 de 500 kW de AEG-PSI. Se ha diseñado de acuerdo a los requisitos más exigentes en cuanto a procesos de carga/descarga de baterías, demandas de la red y comportamiento operativo para diferentes escenarios.



Figura 3. Vista interior y exterior del convertidor SC.500.

Además de la tecnología de plomo avanzada considerada en el proyecto SAGER, el convertidor permite utilizar cualquier otra tipología de batería disponible tales como litio, sodio-azufre, flujo o Zebra y las futuras como Na-ion. Cuenta además con la más avanzada tecnología de medida y control, de forma que la gestión puede realizarse de forma remota desde cualquier lugar del mundo. Su tecnología IGBT es inherentemente bidireccional y permite la operación en cuatro cuadrantes con total flexibilidad para la gestión de potencias activas y reactivas. Las únicas restricciones en este caso son las derivadas de la tecnología de almacenamiento utilizada (figura 4).

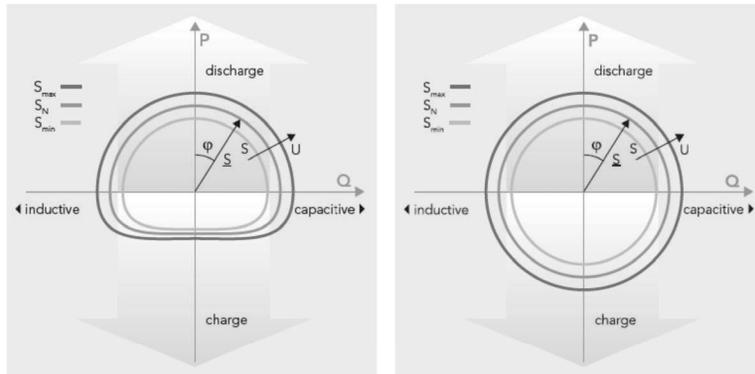


Figura 4. Diagrama de operación con baterías de plomo (izquierda) y baterías de litio (derecha).

El convertidor SC.500 presenta una gran eficiencia (hasta el 98.4%), cubre un rango muy amplio de tensiones DC (450-1.000 V) y permite operar tanto en modo conectado a red como en modo isla.

## Baterías

A partir de simulaciones con datos reales de la operación de la subestación Arquímedes, se ha dimensionado el tamaño del almacenamiento para minimizar el coste de la inversión y cumplir con los requisitos de usuario. Con esta información se ha seleccionado una celda básica, se ha establecido la

configuración serie-paralelo más adecuada y se ha definido la distribución física del conjunto en este caso 300 celdas de 1000 Ah, de acuerdo con la siguiente figura:

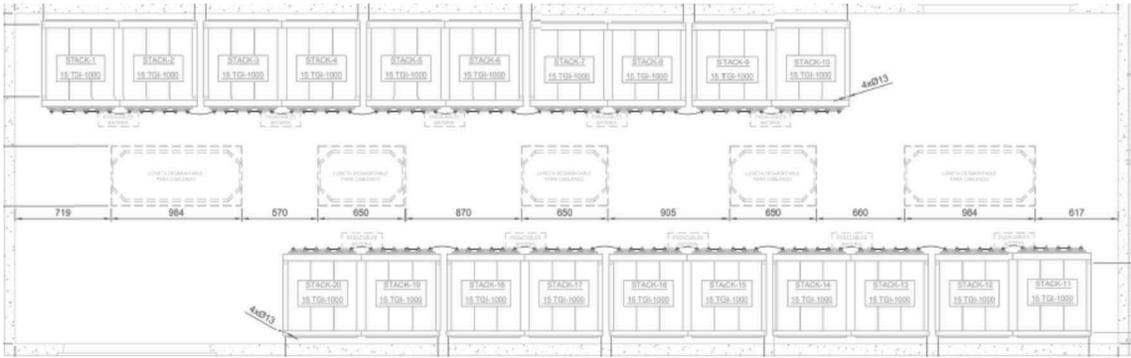


Figura 5. Distribución en planta del contenedor de baterías.

La tecnología a utilizar es la TGI (Tubular – GEL- estancas sin mantenimiento), son baterías robustas, con alta inmunidad frente a descargas profundas y debido a su configuración en rack necesitan menos superficie para alojarlas. Destacan además por su alta eficiencia (85 %), vida útil extendida (15 a 20 años, 1.200 a 5.200 ciclos), mantenimiento mínimo y muy baja autodescarga.

### Battery Management System (BMS)

Se ha desarrollado un BMS innovador basado en tecnología inalámbrica. Cada celda cuenta con un sensor integrado que se comunica sin necesidad de cables vía Zigbee con un elemento central que concentra toda la información del conjunto. Se evitan así los cableados extensivos de los sistemas convencionales, lo que aumenta la fiabilidad y sencillez del sistema a la vez que reduce su coste.



Figura 6. BMS inalámbrico.

Los sensores se colocan mecánicamente sobre el polo negativo de la batería y se alimentan de la propia celda a la que van conectados. El consumo es extremadamente bajo y no es significativo desde el punto de vista operativo de la batería.

El sistema puede monitorizar de forma continua hasta más de 300 celdas conectadas en serie, lo que permite realizar un seguimiento detallado de la evolución de las celdas a implementar procedimientos de mantenimiento predictivo.

## IMPLANTACIÓN

La implantación SAGER se va a completar a lo largo del año 2014 en el Centro de Transformación Arquímedes, en el polígono industrial Jundiz de Vitoria. El nivel de demanda que hoy día registra este C.T. Arquímedes se caracteriza por una fuerte saturación en el suministro de energía en horas punta, así como por la aparición de problemas de calidad de suministro. Se trata por lo tanto de un escenario muy adecuado para completar una prueba exigente del sistema.



Figura 7. Lugar de implantación del proyecto SAGER.

La instalación se realizará en base a dos edificios prefabricados de acuerdo con la siguiente distribución:

1. Edificio de potencia (2,380 metros x 6,080 metros). Alberga el cuadro de conexión a red, el transformador aislador 283V/400V de 160kVA, el cuadro de distribución baja tensión, el convertidor de potencia, el sistema de control con interface hombre-máquina y el concentrador de comunicaciones
2. Edificio de baterías (8,420 metros por 2,620 metros). Alberga tanto las baterías como el sistema de monitorización (BMS).

## CONCLUSIONES

El proyecto SAGER supone un reto tecnológico muy importante como es el desarrollo de un sistema de almacenamiento eficiente, seguro y de bajo coste para su utilización a gran escala. El reto está presente en diversos ámbitos de desarrollo tales como: a) convertidores de gran tamaño y altamente eficientes; b) gestión energética flexible y eficiente; c) tecnologías de almacenamiento de bajo coste y los futuros sistemas de Na – Ion en colaboración con el Centro de Investigación CIC Energigune.

SAGER aborda todos estos ámbitos desde una perspectiva integral, de forma que el desarrollo y validación de una instalación en campo formada por múltiples elementos innovadores permite alcanzar un posicionamiento privilegiado en un mercado con un potencial de crecimiento muy elevado.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren mostrar su agradecimiento al Gobierno Vasco por su contribución a través del programa GAITEK para la financiación del proyecto SAGER, al Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz por la licencia temporal de ocupación de espacio público incluyendo el experimento dentro de la iniciativa “Ciudad Laboratorio” del Dpto. de Desarrollo Económico y a Iberdrola Ingeniería y Construcción por el análisis de los perfiles de demanda del Centro de Transformación Arquímedes.

# DESARROLLO DE UNA MICRORRED DE LABORATORIO PARA ESTUDIOS DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES A LA RED ELÉCTRICA

**Eduardo Prieto-Araujo, Andreu Vidal-Clos, Gerard Clariana-Colet, Guillem Vinyals-Canal, Roberto Villafáfila-Robles y Oriol Gomis-Bellmunt**  
CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)

**Resumen:** Se describe el diseño y el funcionamiento de una microrred de laboratorio que permite desarrollar una gran variedad de experimentos relacionados con la integración de energías renovables a red. Su estructura se basa en la interconexión de tres sistemas de emulación programables, los cuales se pueden configurar de forma que actúen como elementos de generación, almacenamiento o consumo. Esta configuración permite realizar un gran número de experimentos simplemente modificando la programación del sistema, siendo una herramienta muy útil durante el desarrollo de nuevas soluciones.

**Palabras clave:** Microrred, Generación Distribuida, Almacenamiento, Integración a Red, Emuladores

## INTRODUCCIÓN

El concepto de microrred se define como una instalación que incluye un conjunto de generadores y cargas operados como una entidad controlable, la cual es capaz de suministrar potencia eléctrica y térmica a escala local (Lasseter, 2002). Dicho concepto ha ido evolucionando desde su aparición para incorporar otros elementos como el almacenamiento (Basak et. al, 2013) o funcionalidades avanzadas como el funcionamiento en isla. A nivel general, las microrredes se pueden entender como sistemas que pueden incorporar una gran cantidad de dispositivos de muy variada naturaleza, los cuales deben que ser controlados y coordinados de forma adecuada.

La aparición de este nuevo concepto, ha promovido durante los últimos años el desarrollo de múltiples proyectos. A nivel experimental, se han construido un importante número de microrredes (Lidula & Rajapakse, 2011) para investigar nuevas soluciones en relación a su control, operación, protección, gestión de la energía, comunicaciones, entre otros aspectos. A modo de ejemplo, el proyecto *CERTS (Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions) Microgrid laboratory Project* (Lasseter et. al. 2011), construyó una microrred a gran escala con el objetivo de demostrar que es posible realizar de forma adecuada la integración a red de sistemas de generación distribuida. A una escala menor, a nivel de laboratorio, la microrred propuesta por IREC (*Institut de Recerca en Energia de Catalunya*) (Ruiz-Alvarez, 2012), basa su funcionamiento en dispositivos emuladores programables, hecho que incrementa las posibilidades de experimentación del sistema.

En este trabajo se presenta una microrred de laboratorio que permite realizar experimentos a una potencia reducida. El principal objetivo del proyecto es crear un sistema completo, flexible, seguro, escalable, expandible y de dimensiones reducidas, para que pueda ser utilizado en un laboratorio o en una red real, para experimentar con nuevas soluciones dentro del campo de las microrredes. Estos requisitos de diseño, se concretaron en la implementación de una plataforma de laboratorio, basada en tres sistemas de emulación programables, que permiten representar una gran variedad de recursos y escenarios distintos.

## LA ESTRUCTURA DE MICRORRED

Partiendo del concepto de microrred general expuesto en la introducción, es posible construir una gran variedad de topologías. La Figura 1 muestra una de las posibles configuraciones, donde se interconectan sistemas de generación distribuida, almacenamiento y consumos, controlados mediante un gestor de energía. Esta topología se considera la base sobre la cual se ha desarrollado la microrred experimental. Básicamente, para construir la plataforma, los elementos reales se han sustituido por emuladores, que

reproducirán su comportamiento. En la siguiente sección, se introduce el concepto de emulador, antes de exponer la estructura y funcionamiento de la plataforma experimental.

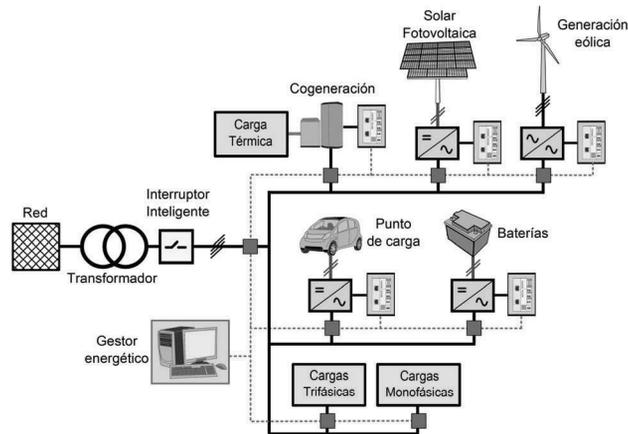


Figura 1. Esquema unifilar de una microrred genérica.

## EL CONCEPTO DE EMULACIÓN

Un emulador es un dispositivo que imita el comportamiento de un recurso real. Básicamente, se compone de dos partes, una capa de software y una de hardware. La capa de software calcula las variables de estado que mostraría el sistema real ante el mismo escenario. Una vez obtenidas las variables, éstas se aplican mediante la capa hardware con el objetivo de representar fielmente el comportamiento del sistema real representado.

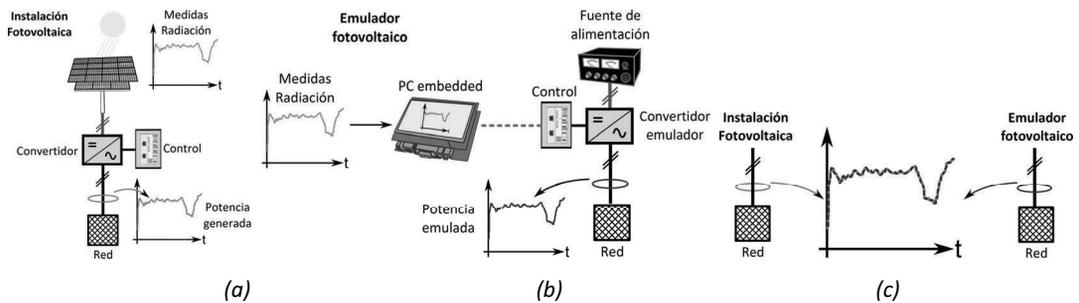


Figura 2. Emulación de un sistema fotovoltaico: a) Instalación fotovoltaica real, b) Emulador fotovoltaico, c) Comparativa teórica de la potencia emulada y la potencia real.

La Figura 2a muestra un sistema de generación fotovoltaico convencional, formado por un panel y un convertidor AC/DC para su integración a red. Supóngase que se miden durante un cierto intervalo de tiempo la radiación solar y la potencia que genera la instalación.

En la Figura 2b se muestra una de las diferentes topologías de emulador fotovoltaico. En este caso, el sistema emulador intenta representar el funcionamiento de la instalación fotovoltaica de la Figura 2a, a nivel de potencia inyectada a red. Los datos de entrada al sistema de emulación son las medidas de radiación tomadas durante el experimento mostrado en la Figura 2a. En base a estos datos, la capa de software del emulador calcula la potencia que el sistema real estaría inyectando a red ante las mismas condiciones. Calculada dicha potencia, la capa hardware de emulación (convertidor) se encarga de convertirla en real. Evidentemente, para que el sistema de emulación pueda inyectar esta potencia a red, resulta imprescindible disponer de un sistema de alimentación.

Finalmente, en la Figura 2c se representan de forma teórica la potencia inyectada a red por ambos sistemas. Conceptualmente, las potencias deberían ser iguales, ya que asumiendo que los dos sistemas

funcionan bajo las mismas condiciones, si los parámetros de configuración del sistema de emulación son correctos, la potencia inyectada por éste debería ser la misma que la del sistema real.

## IMPLEMENTACIÓN DE LA MICRORRED

Una vez descrito el concepto de emulación, se presenta la estructura final de microrred implementada. La plataforma está formada por cuatro elementos (Figura 3):

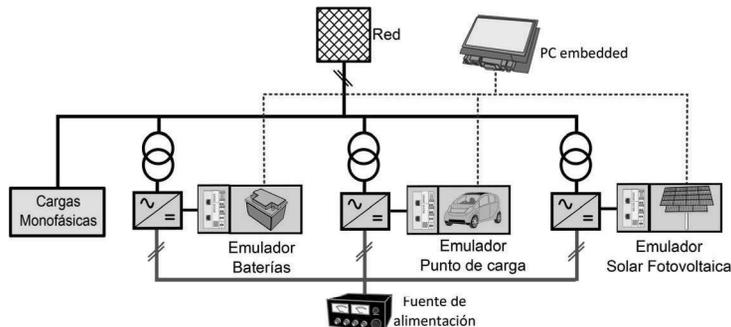


Figura 3. Esquema unifilar de la microrred implementada.

- Conexión a red: red de baja tensión monofásica
- Cargas monofásicas: es posible conectar todo tipo de cargas al sistema
- PC embedded: se emplea este dispositivo para definir los datos de entrada de la emulación y para calcular los perfiles de potencia que deben seguir cada uno de los emuladores (capa de software común para los diferentes emuladores).
- Emuladores: en base a los perfiles de potencia generados por el PC embedded, inyectarán a red la potencia correspondiente (capa hardware de emulación).

A continuación se resume el funcionamiento de los tres emuladores utilizados en la implementación de la microrred.

### Emulador fotovoltaico

El emulador fotovoltaico (*Emulador PV*) representa el comportamiento del panel junto con el del convertidor inversor. Se considera que en todo momento se aplica sobre el panel un algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), que permite extraer la máxima potencia del módulo. Las condiciones de radiación solar y localización, junto con los parámetros del módulo se introducen en el *PC embedded* que calcula la potencia que la instalación real estaría inyectando a red ante las mismas condiciones. Posteriormente, estos datos se van transfiriendo en tiempo real al sistema de electrónica de potencia que inyectará la potencia equivalente a la microrred.

### Emulador de punto de carga

El emulador de los puntos de carga de vehículos eléctricos (*Emulador EV*) determina un perfil de potencias correspondiente al consumo del conjunto de vehículos que participan en la estación de carga. Estos vehículos se organizan en flotas cuyos horarios se conocen antes de empezar la simulación y se especifican sus consumos medios, capacidades de la batería y potencia de carga. La estación de carga consiste en un conjunto de cargadores con una potencia y eficiencia determinada. El proceso de carga sigue una estrategia de *Potencia constante – Tensión constante* para todos los vehículos y la característica corriente-tensión de la batería se ha obtenido del modelo empírico propuesto en (Chen, 2006).

Para determinar el consumo de los vehículos se lleva a cabo una simulación dónde cada vehículo se considera por separado, y se aplica un algoritmo de gestión de cargas. No se considera un precio variable de la energía y los vehículos se cargan siempre que pueden, hasta poder satisfacer sus necesidades energéticas. Cuando termina la simulación, se agregan los consumos de todos los vehículos

para generar la curva de potencia del punto de carga, la cual se transforma en real mediante la capa de hardware.

### Emulador de baterías

El emulador de baterías (*Emulador BAT*) se controla de manera que pueda absorber o inyectar potencia en función de lo que se requiera. Se puede considerar un rendimiento tanto para la carga como para la descarga (considerando el convertidor de control y el proceso químico), así como el estado de carga inicial y actual de la batería. En función de la potencia inyectada/absorbida que defina la capa de software, la capa de hardware intercambiará la potencia correspondiente con la red.

## MICRORRED EXPERIMENTAL

La Figura 4 muestra la implementación real de la microrred. En la imagen de la derecha se observan los tres emuladores (encuadrados en azul) y la fuente de alimentación (encuadrada en verde), que permite a los emuladores trabajar de forma bidireccional. También se pueden ver el *PC embedded* donde está implementada la capa de software de la emulación y los transformadores, inductivos y aparataje necesarios para que el sistema funcione adecuadamente.

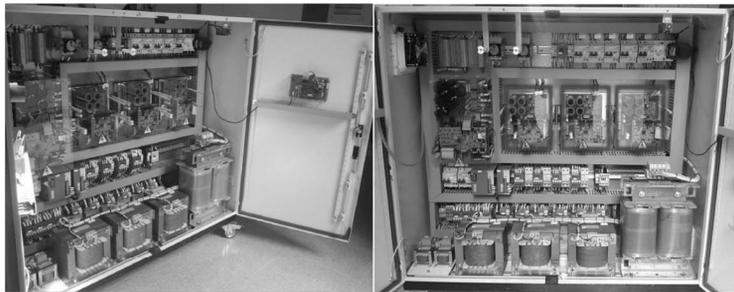
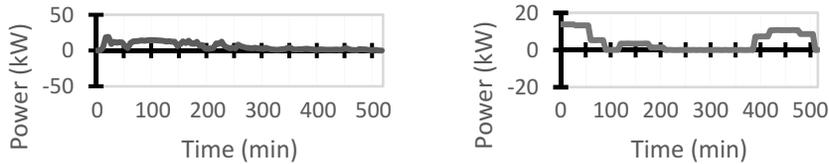


Figura 4. Montaje final de la microrred implementada.

## CASO DE ESTUDIO

Para ilustrar el funcionamiento de la microrred se ha diseñado un experimento en el cual se utilizan los tres emuladores incluidos en la plataforma. Tomando como base el esquema de la Figura 3, el experimento trata de emular el funcionamiento de un punto de carga de vehículos eléctricos en combinación con un sistema de generación fotovoltaico. Además se incorpora una batería al sistema, como medida de soporte, para almacenar excedentes de energía fotovoltaica cuando el consumo del punto de carga sea reducido y para dar potencia de apoyo cuando varios coches estén recargando las baterías y la potencia de los paneles no sea suficiente. A continuación se expone de forma breve la configuración que se ha llevado a cabo de los emuladores.

- Emulador fotovoltaico: introduciendo los datos de radiación, localización y los parámetros del panel, se obtiene que el sistema real seguiría un perfil de potencia como el de la Figura 5a.
- Emulador de punto de carga: se define una flota de vehículos públicos, formada por 5 coches públicos: dos ambulancias, dos coches de policía y un coche oficial. En base a la configuración del emulador de punto de carga, éste mismo gestiona de forma autónoma la carga de vehículos. En base a estas condiciones se obtiene el perfil de potencia de la Figura 5b.
- Emulador de Batería: Se encarga de absorber los excedentes de la generación fotovoltaica y de inyectarlos cuando sea necesario, para dar soporte a la carga de vehículos eléctricos. Se presupone un estado de carga y una capacidad suficientes para que la batería no se descargue en ningún momento durante la emulación. Por tanto, simplemente midiendo la potencia que consume el punto de carga y la que generan los paneles, se calcula la diferencia que debe inyectar o absorber para conseguir un balance neto con la red.
- Cargas monofásicas: No se consideran otras cargas durante el experimento.



(a) Perfil de potencias de la instalación fotovoltaica (b) Perfil de potencias de la emulación de punto de carga  
 Figura 5. Perfiles de potencia calculados.

Una vez calculados los perfiles de potencia fotovoltaica y de punto de carga calculados en el *PC embedded*, las potencias correspondientes se transmiten a tiempo real hacia los convertidores emuladores que las inyectarán a red. En cuanto al emulador de baterías, su capa software, mide la potencia intercambiada por el emulador fotovoltaico y por el punto de carga, y calcula la potencia que deberá inyectar o absorber la batería para que la potencia intercambiada con la red sea nula.

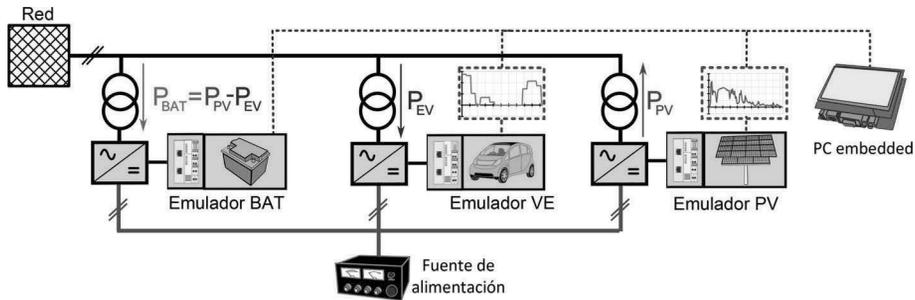


Figura 6. Perfiles de potencia calculados.

Nótese que los perfiles calculados corresponden aproximadamente a 8 horas (500 minutos). La plataforma también ofrece la posibilidad de realizar emulaciones aceleradas en el tiempo, de forma que un experimento como el del ejemplo se pueda realizar en tiempo reducido. En este caso, se decide recrear el escenario de emulación correspondiente a 8 horas, en tan solo 8 minutos. Así, es posible observar el comportamiento que tendría el sistema a lo largo de un tercio del día. A modo resumen, la Figura 6 muestra la configuración de cada uno de los emuladores para el caso de estudio descrito.

## RESULTADOS EXPERIMENTALES

A continuación se exponen los resultados obtenidos, después de aplicar los perfiles de potencia a los emuladores y el correspondiente control de carga/descarga de la batería. La Figura 7 muestra una captura de osciloscopio de las corrientes de fase que circulan por el sistema. Nótese que la duración real del experimento son 500s (50 s/div), ya que se ha acelerado la emulación (1 minuto equivale a 1 segundo de emulación). Las corrientes medidas son las que circulan por los diferentes emuladores (Emulador PV: magenta, emulador punto de carga: azul y emulador de batería: verde).

Para comprender mejor el funcionamiento del sistema, se debe realizar el cálculo de la potencia activa que intercambian cada uno de los convertidores dentro de la microrred. Nótese que al trabajar con convertidores monofásicos, la potencia que intercambian con la red no es constante por lo que se debe trabajar con el valor medio de esta, tal y como se muestra en la Figura 7. En ella se observa como la evolución de las potencias de los emuladores de punto de carga y fotovoltaico siguen los perfiles generados por su capa de software (Figura 5) de forma satisfactoria. En cuanto a la batería, se aprecia como en todo momento cumple su objetivo de compensar el balance energético, absorbiendo energía cuando hay excedente fotovoltaico (Intervalo entre 250-350 min.) y al contrario cuando el punto de carga necesita más potencia de la generada (Intervalo 25-60).

## CONCLUSIONES

En este artículo se han presentado el diseño, la implementación y el funcionamiento de una microrred de laboratorio creada para desarrollar experimentos con sistemas que incorporen energías renovables. Se ha presentado el concepto de emulación y se han descrito los diferentes emuladores incluidos en la plataforma. Por último, se ha presentado un experimento en el que se muestra la operación de los tres sistemas de emulación, validando su buen comportamiento y operación. A modo de conclusión, simplemente comentar que la flexibilidad de la plataforma permitirá que pueda utilizarse como base para futuros experimentos permitiendo incluso la incorporación de nuevos nodos o emuladores.

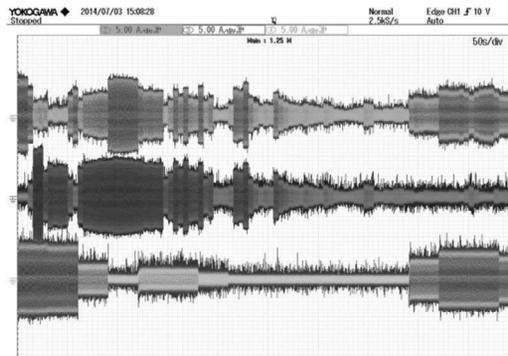


Figura 7. Captura de las diferentes corrientes del sistema.

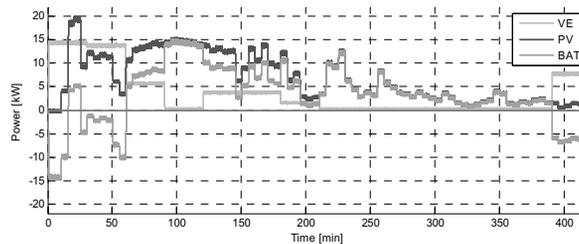


Figura 8. Cálculo de las potencias inyectadas por los convertidores.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad mediante el proyecto IPT-2011-1892-920000.

## REFERENCIAS

- Lasseter, R.H. Microgrids. In Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, volume 1, pages 305–308 vol.1, 2002.
- Lasseter, R.H., Eto, J.H., Schenkman, B., Stevens, J., Vollkommer, H., Klapp, D., Linton E., Hurtado H., and Roy J. Certs microgrid laboratory test bed. Power Delivery, IEEE Transactions on, 26(1):325–332, 2011.
- Min Chen, Min; Rincón Mora, Gabriel A. Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I–V Performance. IEEE transactions on energy conversion, vol. 21, no. 2, june 2006
- Prasenjit Basak S. Chowdhury S. Halder nee Dey and S.P. Chowdhury. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. Renewable and Sustainable Energy Reviews. IET renewable energy series. The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- Ruiz-Alvarez, A., Colet-Subirachs, A., Alvarez-Cuevas Figuerola, F., Gomis-Bellmunt, O., and Sudria-Andreu, A. Operation of a utility connected microgrid using an iec 61850-based multi-level management system. Smart Grid, IEEE Transactions on, 3(2):858–865, 2012.

# EMULADOR UNIVERSAL PARA MICROREDES EXPERIMENTALES

**Daniel Montesinos i Miracle**, Director Técnico, TEKNOCEA,

Jefe Área Electrónica de Potencia, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)

**Marc Pagès Giménez**, Jefe de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)

**Daniel Heredero**, Jefe de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)

**Macià Capó**, Ingeniero de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)

**Tomàs Lledó Ponsati**, Jefe de Proyectos, TEKNOCEA

**Resumen:** El proceso de implantación de microredes requiere soluciones técnicas relacionadas con distintas temáticas, tales como la electrónica de potencia, las comunicaciones industriales, dispositivos de protección, gestión de la energía, gestión de la demanda, algoritmos de control, estabilidad de la red, entre otros. A pesar de la investigación llevada a cabo en dichas temáticas, existen todavía innumerables líneas de investigación al respecto. La microred experimental es la herramienta principal para todos aquellos centros que desarrollan este tipo de actividades. Este texto presenta un proyecto actualmente vivo de creación de una plataforma de emulación universal para microredes. Mediante esta plataforma se pueden emular baterías, generadores fotovoltaicos, micro-turbinas eólicas, generadores síncronos, redes trifásicas y monofásicas e incluso cargas locales monofásicas y trifásicas. Dada la infinidad de escenarios posibles en una microred y la dependencia de la meteorología de algunas de las variables implicadas, la posibilidad de usar la emulación de las fuentes distribuidas permite reducir el tiempo de desarrollo de cualquier sistema implicado en una microred.

**Palabras clave:** Microred, Emulador, Generación Distribuida

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la generación a partir de fuentes renovables ha sido objeto de una revolución tecnológica. Dicha revolución ha provocado a la vez una actividad frenética en los sectores industrial e intelectual. Toda esta actividad ha conllevado una penetración constantemente creciente en el mix energético global [1], [2]. Los motivos de este auge son diversos.

Desde el punto de vista de la generación tradicional, tenemos el veto social y ambiental a la energía nuclear, por un lado, y por el otro, se observa cómo la generación mediante combustibles fósiles topa con la problemática del agotamiento de recursos y de las presiones políticas derivadas del protocolo de Kioto.

Desde el punto de vista de la demanda eléctrica, y también relacionado con el medio ambiente, el vehículo eléctrico es un vector potencial de crecimiento en los próximos años. En algunos estudios, el vehículo eléctrico es visto como un dispositivo de almacenamiento que permitirá en el futuro regular el sistema eléctrico.

En cuanto a la generación distribuida, se ha finalizado una etapa de financiación pública de la generación renovable, proceso del cual se recogen ahora los frutos, con una disminución radical del precio de algunas tecnologías, como es el caso de la fotovoltaica.

En consecuencia, ante un horizonte de encarecimiento de las fuentes tradicionales, crecimiento de la demanda y disminución del precio de la generación renovable distribuida, parece sensato pensar que sea cada vez más común que los consumidores de energía opten por tener generación propia para su abastecimiento parcial.

Entre los avances llevados a cabo, conviene destacar el esfuerzo realizado en innovación en tecnologías de generación, alcanzando eficiencias cada vez más elevadas y rebajando el coste de las instalaciones generadoras. Otra gran labor es la que hace referencia a la estabilidad del sistema energético en lo que se conoce como integración a red de fuentes renovables.

Es conocido que muchos de los sistemas actuales de generación inyectan la potencia al sistema como fuentes de corriente y a menudo generan inestabilidad en la red, desconectándose ante situaciones críticas que precisamente requieren de un soporte. En este sentido han aparecido procedimientos de operación en los códigos locales de obligado cumplimiento en plantas de generación de potencia relativamente pequeña.

El concepto de microred, en este contexto, ha pasado de asociarse a sistemas instalados en zonas no electrificadas trabajando en isla a ser concebidos como el principal instrumento de integración de fuentes de generación distribuido y almacenamiento al sistema público.

Según algunas definiciones [3], para el sistema público una microred no debe ser más que una carga agregada que se gestiona como un todo y es capaz de detectar inestabilidades en la red para desconectarse y pasar a autoabastecer sus consumos locales, formando una isla o bien dar soporte a la misma en función de la estrategia definida. Esta flexibilidad es posible gracias a la entrada en escena de la electrónica de potencia.

En los últimos años se han divulgado multitud de resultados referentes a microredes experimentales [4]. Si bien a nivel comercial las microredes no tienen todavía un mercado maduro en comparación al suministro tradicional, en la industria de la electrónica es actualmente un tema de interés, del cual se llevan a cabo numerosas líneas de investigación.

Teniendo en cuenta el carácter mayoritariamente experimental de las microredes entendidas según lo expuesto anteriormente, se hace imprescindible disponer de mecanismos de verificación de los algoritmos y dispositivos que forman el conjunto ante distintos escenarios, existiendo una heurística infinita. A ello hay que sumarle el agravante de la dependencia de algunos de estos parámetros con agentes que se escapan al control de los ingenieros que desarrollan dichos sistemas. Algunos de estos parámetros pueden ser la velocidad del viento, la irradiancia solar, la formas de onda de la red pública, etc.

En este contexto nace la necesidad de un dispositivo que sustituya la fuente de generación, almacenamiento, red, etc y que imite su respuesta eléctrica mediante un convertidor electrónico. Mediante estos sistemas se puede ensayar la microred a todos los niveles sin necesidad de esperar a que se den las condiciones meteorológicas, la forma de onda de la red, la evolución de las variables internas, etc.

En la actualidad se pueden encontrar numerosas fuentes de alimentación programables comerciales. En algunos casos las fuentes programables se acompañan de un software que les confiere la posibilidad copiar la respuesta de alguna fuente distribuida en continua, de un generador síncrono, de la red, etc. En la mayoría de casos, dichas fuentes son unidireccionales. En el caso del emulador de redes esto impide la posibilidad de la inyección a red. En otros casos, como el caso de las baterías, la bidireccionalidad es obligada. Así mismo, se ha visto que en general los fabricantes disponen de multitud de referencias de distintos productos, cada pensada para una aplicación distinta.

## PROPUESTA

La plataforma que se presenta en este texto consiste en un emulador universal para microredes. La principal aportación de este dispositivo es el hecho de estar pensado para la emulación de todo tipo de fuentes distribuidas en una microred sin necesidad de realizar modificaciones en el hardware, y la posibilidad de ser controlados externamente para modificar tanto parámetros de las fuentes como variables que modifican su respuesta eléctrica.

En la Figura 1 se presenta un ejemplo de microred basado en esta plataforma, encontraríamos 5 dispositivos de emulación para la red, fotovoltaica, grupo diesel, baterías y cargas locales. Cada plataforma debe recibir los parámetros que definen el funcionamiento de la fuente durante su configuración y las variables que afectan al mismo durante la operación.

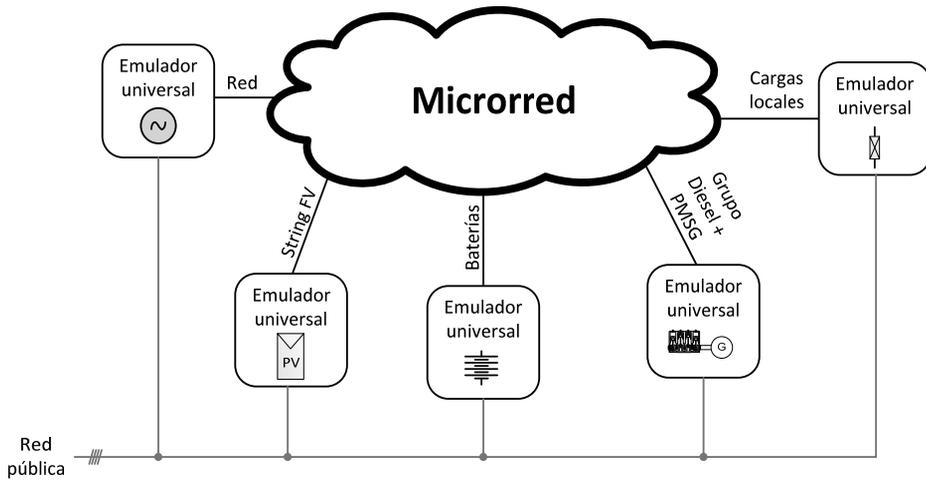


Figura 1. Esquema unifilar ejemplo.

En la Figura 1 se pueden observar dispositivos que funcionan en corriente continua y corriente alterna, como fuente de tensión y como fuente de corriente a la vez que algunos de ellos son bidireccionales mientras otros se usan solo en uno o dos cuadrantes.

El emulador universal se define a cuatro niveles que deben ser implementados para la culminación del proyecto. Cada nivel, utiliza los niveles inferiores al propio para ejecutar sus funciones. La Figura 2 muestra la estructura de los distintos niveles.

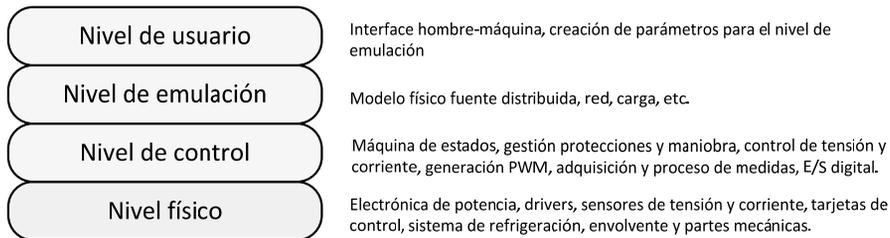


Figura 2. Estructura del proyecto de emulador universal.

El nivel físico comprende todo el hardware necesario para llevar a cabo la emulación de distintas fuentes. Se trata, entonces de la electrónica de potencia, circuitos auxiliares de disparo de los transistores de potencia, sistema de medida de magnitudes eléctricas y sistema de control.

El nivel de control implementa la máquina de estados, gestión de las protecciones y maniobra, el algoritmo de sincronización con la red, el tratamiento digital de las medidas y todos los lazos de control de las magnitudes eléctricas del emulador.

En el nivel de emulación se encuentran los modelos de las fuentes de distribución. Los perfiles de las fuentes culminan su función con la generación de consignas eléctricas al emulador.

Finalmente, el nivel de usuario se encarga de la interacción del emulador con el usuario, en este caso, el operador de la microrred experimental.

### Nivel físico

La Figura 3 muestra un esquema conceptual de la celda de potencia que permite la emulación de fuentes DC, AC monofásicas y AC trifásicas.

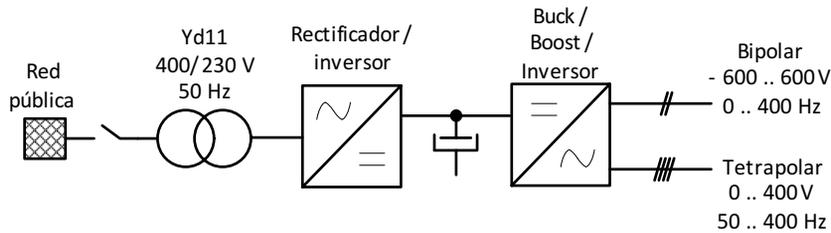


Figura 3. Esquema de bloques del convertidor.

El convertidor se alimenta con una red trifásica de 400 V – 50 Hz y tres hilos. Cuenta con un transformador de aislamiento en la entrada que garantiza que no haya referencias eléctricas entre la salida y la red de alimentación. A continuación se añade una etapa rectificadora/inversora que alimenta el bus de continua y lo mantiene a tensión nominal. Esta etapa trabaja de forma equilibrada, de forma que la red de alimentación ve un consumo/inyección equilibrado, con factor de potencia unitario y con un contenido armónico por debajo del 5 % a régimen nominal. A continuación se conecta la etapa de salida, que mediante distintas configuraciones se puede controlar como una fuente de tensión o corriente bipolar (o monofásica), con un amplio espectro de funcionamiento, o bien como un sistema tetrapolar que le confiere la capacidad de emular desde una red de baja tensión bidireccional hasta cargas locales desequilibradas, no lineales y/o con consumo de reactiva. La fotografía de la Figura 4 muestra el aspecto del emulador.



Figura 4. Fotografía del emulador universal.

## Nivel de control

El nivel de control se encarga de ejecutar la máquina de estados que a la vez gestiona las protecciones y la aparamenta para la magnetización del transformador de entrada, precarga del bus y posterior enclavamiento con la red. Finalizada la precarga, el nivel de control queda a la espera de recibir la configuración de los contactores de configuración y salida, la orden de marcha, así como las consignas de tensión y/o corriente. Dicha información proviene del nivel de emulación.

Ante las consignas recibidas por parte de los niveles superiores, el nivel de control ejecuta los lazos de control de todas las magnitudes eléctricas del convertidor. Entre las principales funciones se encuentran el algoritmo de sincronización con la red, el lazo de corriente del rectificador de entrada, el lazo de la tensión de bus, el lazo de la corriente de salida y el lazo de la tensión de salida.

En la medida que el dispositivo debe emular respuestas eléctricas de distinta tipología, el control de las magnitudes de salida entraña severas dificultades, ya que se trata de magnitudes tanto continuas, en el caso de las baterías, fotovoltaica, etc, como alternas de distinta frecuencia y amplitud, como es el caso de la generación mediante máquinas eléctricas (grupo diésel, eólica, etc). Por ello, se trabaja en un control universal, que alcance todo el espectro necesario.

La Figura 5 muestra un diagrama de bode en lazo cerrado del control de corriente que se emplea en este sistema. Se puede observar que la respuesta en magnitud es unitaria y en desfase muy pequeña para un amplio abanico de frecuencias.

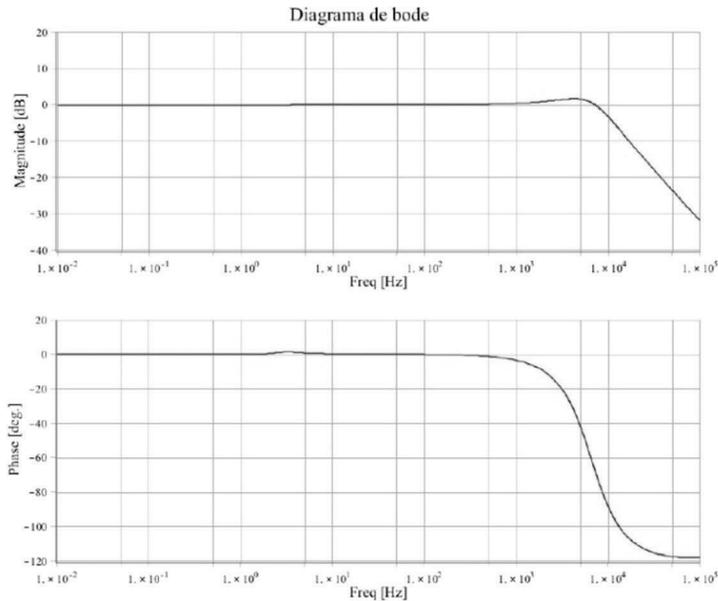


Figura 5. Diagrama de bode del control de corriente de salida usado en el emulador.

## Nivel emulación

El nivel de emulación implementa unos modelos predeterminados, correspondientes a cada una de los dispositivos a emular. El punto de partida son los parámetros del dispositivo a emular y las variables implicadas en la respuesta. Mediante la ejecución del modelo, se obtienen las consignas de tensión y/o corriente en cada instante.

El proceso que tiene lugar en este nivel parte de los parámetros característicos del recurso distribuido a emular. Mediante estos parámetros, que son estáticos durante la operación del emulador, se crea una tabla de valores que definen la respuesta característica (tensión y/o corriente de consigna), en función de las variables de entrada, básicamente variables meteorológicas, corriente/tensión de salida actual o variables internas iniciales. En este caso, las consignas se crean mediante la interpolación de valores.

En otros casos, es posible implementar las ecuaciones del modelo. En dichas ecuaciones también intervienen variables externas e internas de la fuente y evidentemente se utilizan los parámetros característicos de la fuente.

## Nivel de usuario

El nivel de usuario se encarga de recibir los parámetros y variables introducidas por el usuario y traducir dichos valores para que el nivel de emulación pueda implementar el modelo. La tipología de este nivel puede variar significativamente en función de qué se está emulando. Este nivel comprende también un interface HMI para la configuración del equipo e introducción de parámetros, así como un sistema que permite hacer lo propio mediante comunicaciones.

Otra prestación importante del emulador es su capacidad para la generación de datos enertrónicos para el análisis de los resultados del sistema de gestión de la energía (EMS) de la microrred objeto de ensayo. La Figura 6 muestra los resultados de un escenario diario en un sistema como el de la Figura 1. En dicha figura, son los emuladores que, además de ser entradas programadas del sistema, se convierten en una fuente de información y soporte para el desarrollo del sistema.

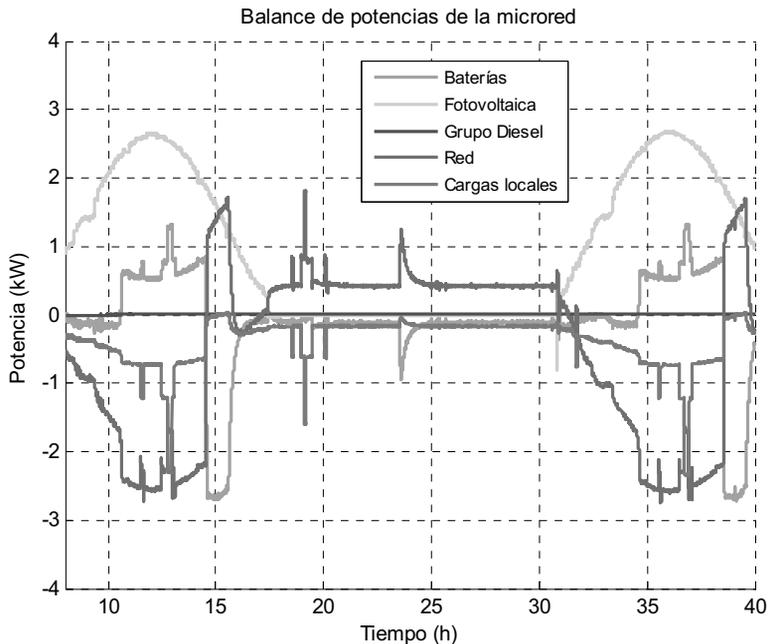


Figura 6. Balance de potencias extraído durante un escenario mediante los emuladores.

## CONCLUSIONES

Las ventajas del emulador universal se pueden visualizar desde dos puntos de vista. Por un lado, el usuario dispone de un hardware de propósito general, que puede reprogramar para la emulación de distintos dispositivos. Desde el punto de vista del fabricante, es importante remarcar que un producto para centros de investigación no debe estar pensado para grandes series. En este sentido, se saca ventaja al disponer de una misma estructura física idéntica para diferentes encargos en lugar de un diseño a medida.

En el aspecto negativo, los niveles de compacidad de las fuentes comerciales no se pueden alcanzar mediante esta estructura, al disponer de unas mayores prestaciones en términos de funcionalidad.

## REFERENCIAS

- [1] Gaëtan Masson et. al, Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018, European Photovoltaic Industry Association, Tech. Rep., 2014.
- [2] Global Wind Energy Council, Global wind 2013 report, Global Wind Energy Council, Tech. Rep., 2013. 4
- [3] S. Chowdhury et al, Microgrids and Active Distribution Networks, The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [4] Nikos Hatziargyriou et al, An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects, IEEE power & energy magazine, 2007.

# ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN CICLO DE HIDRÓGENO PARA SISTEMAS AISLADOS

**Daniel Hidalgo Serrano**, Ingeniero de la Unidad de Simulación y Control  
**Jesús Javier Martín Pérez**, Ingeniero de la Unidad de Coordinación de Proyectos  
**Carlos Merino Rodríguez**, Responsable de la Unidad de Simulación y Control  
Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)

**Resumen:** Los sistemas eléctricos aislados basados en energías renovables están adquiriendo cada vez más relevancia y penetración para dar respuesta a situaciones de falta de suministro e incluso en sistemas basados en autoconsumo con o sin red eléctrica de respaldo. Los sistemas de almacenamiento de energía son de gran importancia para el soporte de redes tan débiles y dependientes de fuentes no gestionables. El Centro Nacional del Hidrógeno ha desarrollado una red experimental donde se evalúa estrategias sobre el almacenamiento energético en forma de hidrógeno. La microrred desarrollada cuenta con hibridación del almacenamiento en hidrógeno y baterías. Dispone de generadores fotovoltaicos y minieólico y del lado del consumo un entorno de cargas domésticas y un punto de recarga para vehículo eléctrico desarrollado para esta instalación.

**Palabras clave:** Generación Distribuida, Smart Grid, Microrred, Autoconsumo, Almacenamiento energético, Hidrógeno, Pila de combustible, Electrolizador

## INTRODUCCIÓN

Los beneficios en cuanto a impacto ambiental y reducción de gases de efecto invernadero que las fuentes de origen renovable traen consigo, junto con la necesidad de aumentar la eficiencia energética forma parte de los objetivos de la iniciativa “20-20-20” para 2020. La transición a este nuevo escenario energético pasa por una redefinición de la concepción de la red eléctrica del sistema eléctrico de potencia que permita dividir a la red en unidades más simples de gestión. Se genera el concepto de generación distribuida donde la generación se hace a pequeña escala y cerca del punto de consumo.



*Figura 1. Panorámica de la instalación.*

Una SmartGrid es una red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella: generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez, con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible. Las SmartGrids utilizan equipos y servicios innovadores, que ayudarán a conseguir objetivos tales como mejorar la integración de la generación renovable y de nuevas tecnologías de almacenamiento. El hidrógeno dentro del denominado



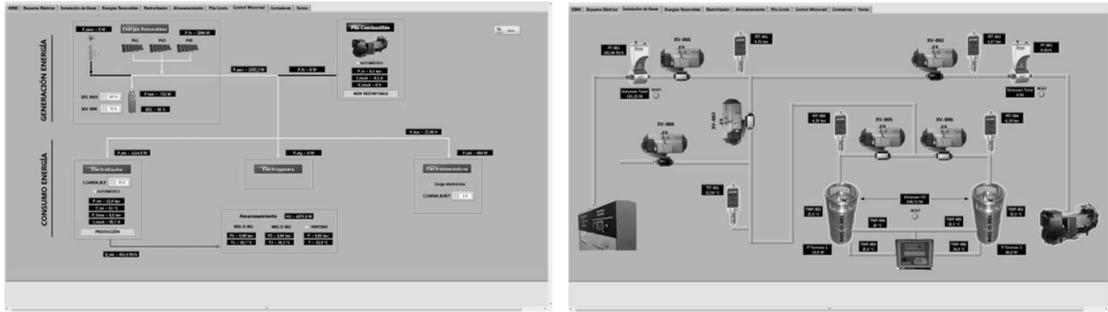


Figura 3. SCADA de la instalación.

Las capas implementadas tienen cabida en el modelo de la arquitectura SGAM de referencia para microrredes.

## RESULTADOS

Se presentan y discuten a continuación resultados de operación de la microrred presentada. Los ensayos realizados se han efectuado sobre un sistema de almacenamiento en baterías de tipo gel y almacenamiento en hidrógeno en sistemas químicos reversibles de hidruros metálicos usando equipos comerciales para el electrolizador, la pila de combustible y la electrónica de potencia implicada. Para una mejor comprensión de las posibles estrategias de almacenamiento se ha ensayado primero la microrred permitiendo que solo se pueda almacenar energía en las baterías para posteriormente comparar con el caso de priorizar el almacenamiento en hidrógeno. El caso de almacenamiento sólo en baterías queda representado en la Figura 4.

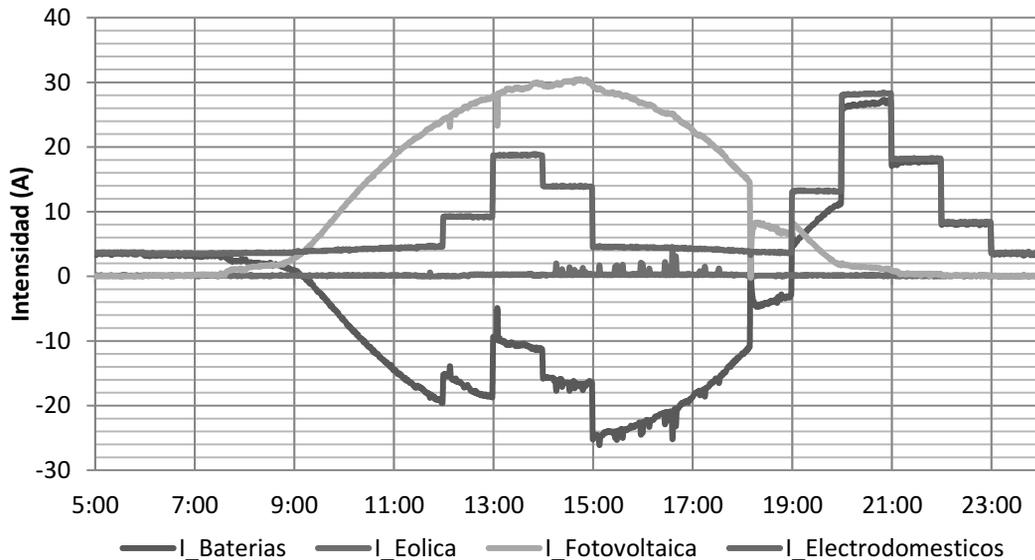


Figura 4. Almacenamiento de energía mediante baterías.

Como se puede observar, la estrategia de operación es muy sencilla dada la rapidez de respuesta con la cual las baterías pueden pasar de almacenar energía a entregarla. De este modo en la Figura 4 se puede observar como el exceso de generación eléctrica de origen renovable con respecto a la demanda de los consumos domésticos es almacenado en las baterías y cualquier incremento en la demanda que supere la capacidad de generación eléctrica de las fuentes renovables en esos momentos, es proporcionado por las baterías.

En el caso de priorizar el uso del hidrógeno la situación cambia. Supongamos el caso extremo de querer prescindir de las baterías. En ese caso dado la aleatoriedad tanto de la demanda, por parte de los consumos domésticos, como de la generación, por parte de las fuentes de energía renovables, se hace necesario que tanto el electrolizador como la pila de combustible se encuentren en modo arranque al mismo tiempo, para poder absorber cualquier exceso de generación de energía como entregar cualquier defecto en la misma en todo momento.

No obstante en el caso de almacenamiento vía hidruros, donde la temperatura de operación a la que hay que mantener los recipientes varía en función de si queremos almacenar hidrógeno procedente del electrolizador o extraerlo para alimentar la pila de combustible, implicaría utilizar alguno de los recipientes de hidruros del sistema de almacenamiento para destinarlo al suministro de hidrógeno e ir alternando en ambas.

Sin embargo, en esa situación el papel de las baterías es muy importante puesto que la intensidad que es capaz de absorber el electrolizador, así como la intensidad que puede suministrar la pila de combustible, presentan ciertas limitaciones en vistas a prolongar la vida útil de dichos equipos y que por tanto impide que se ajusten perfectamente a la forma de las necesidades de la microrred.

Por lo tanto se hace necesario utilizar el almacenamiento de hidrógeno de manera conjunta con otro tipo de almacenamiento que no presente dichas limitaciones. En este artículo se ha hibridado con almacenamiento en baterías de gel.

El caso de almacenamiento en hidrógeno y baterías queda representado en la Figura 5.

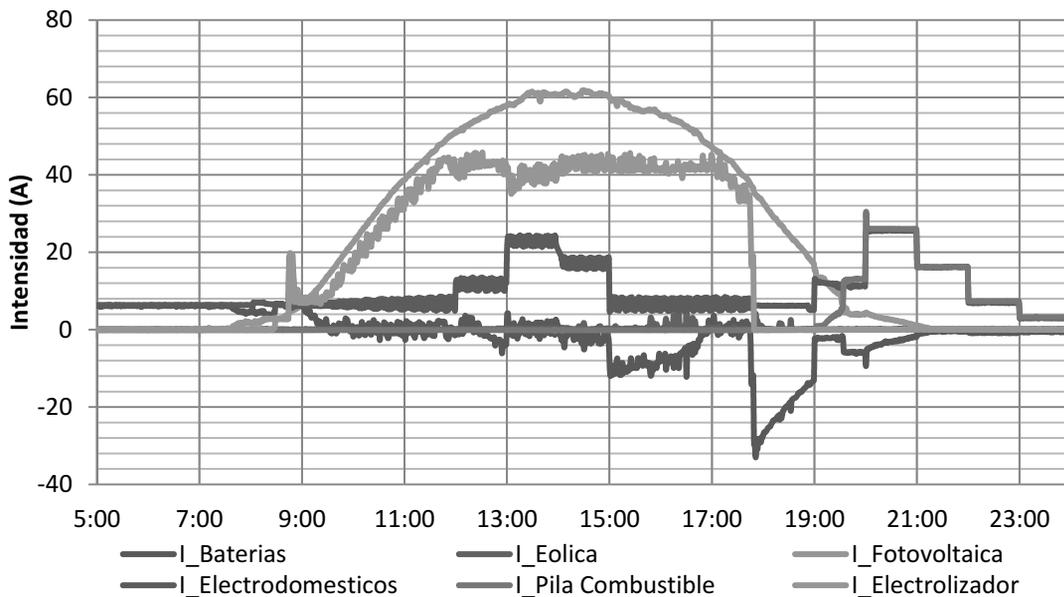


Figura 5. Almacenamiento de energía mediante hidrógeno y baterías.

Se puede observar que el almacenamiento en hidrógeno puede absorber la mayoría de los excedentes de energía que puedan producirse en la microrred consiguiéndose disminuir la intensidad que absorbe la batería a prácticamente cero durante todo el proceso. Del mismo modo la pila de combustible consigue aplanar el perfil de la intensidad que es necesario que entregue la batería para el funcionamiento de la microrred.

De esta forma, el uso del hidrógeno permitiría disminuir la cantidad de baterías que sería necesario para el funcionamiento de la microrred. Pudiéndose reducir todo lo que se quisiera siempre y cuando fuese capaz de suministrar los picos de intensidad que se observan en las gráficas.

No obstante para optimizar el funcionamiento de la microrred es recomendable disponer de una predicción de las fuentes renovables para optimizar su funcionamiento y determinar los periodos de priorización de almacenamiento en hidrógeno.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

El uso de sistemas de almacenamiento energético en ciclo de hidrógeno es adecuado para sistemas basados en energías renovables tanto en configuraciones de conexión a red como en instalaciones más débiles y aleatorias como son pequeñas instalaciones aisladas o de autoconsumo. Disponer de hibridaciones de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno y baterías permite dar respuesta tanto al corto, medio y largo plazo de entrega de la energía lo que permite estrategias de operación en distintos horizontes temporales pudiendo llegar a soluciones de almacenamiento estacional.

## RECONOCIMIENTOS

Los trabajos descritos en este estudio han sido realizados en las instalaciones del Centro Nacional del Hidrógeno con la financiación aportada por el Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO), la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha y la Unión Europea a través del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

## REFERENCIAS

- [1] Calderón, M., Ramiro, A., & González, J. F. (2008). Cálculo, Diseño y construcción de un banco de ensayo eólico-solar de laboratorio con apoyo de hidrógeno. In XIV Congreso Ibérico y IX Congreso Iberoamericano de Energía Solar (Vol. 1242, pp. 805-810).
- [2] Copetti, J. B., Lorenzo, E., & Chenlo, F. (1993). A general battery model for PV system simulation. *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 1(4), 283-292.
- [3] de la Fuente, R. G., & Miguel, L. J. (2011, June). Model of Spanish electrical energy demand. In *Proceedings of 9th International Conference of the European Society for Ecological Economics*, página Electronic. Istanbul (Turkey).
- [4] Garcia, F., & Bordons, C. (2013, November). Optimal economic dispatch for renewable energy microgrids with hybrid storage using Model Predictive Control. In *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE* (pp. 7932-7937). IEEE.
- [5] Kanchev, H., Lu, D., Colas, F., Lazarov, V., & Francois, B. (2011). Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 58(10), 4583-4592.
- [6] Masoum, A. S., Deilami, S., Moses, P. S., & Abu-Siada, A. (2010, October). Impacts of battery charging rates of plug-in electric vehicle on smart grid distribution systems. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES* (pp. 1-6). IEEE.

# SISTEMAS DE GENERACIÓN HIDRÁULICA UNA NUEVA FORMA DE ENTENDER LA ENERGÍA

**Juan Antonio Imbernón**, Director Eficiencia Energética, Aqualogy  
**Baptiste Usquin**, Product Manager Eficiencia Energética, Aqualogy

**Resumen:** Aqualogy es la marca global de soluciones integradas del agua. Las tuberías principales de las redes de distribución de agua tienen, en muchos casos, un exceso de presión estática que ha de ser disipada sin aprovechamiento. El objetivo de los Sistemas de Generación Hidráulica (SGH) es utilizar esta energía hidráulica para generar energía eléctrica. El objetivo fijado es la recuperación energética del 100% del potencial energético (Referencia en la ciudad de Murcia). En aprovechamientos de menor entidad, los SGH permiten alimentar sistemas aislados de monitorización de datos de red solventado así la imprescindible alimentación energética de los mismos para una adecuada gestión de la red.

**Palabras clave:** Minihidráulica, Picoturbinas, Monitorización, Generación Renovable, Smart City, Datos Descentralizados

## INTRODUCCIÓN

Aqualogy es la marca global de soluciones integradas del agua. El agua es un bien esencial para una buena calidad de vida y el bienestar de nuestra sociedad, a la vez que es un recurso básico de la economía productiva en todos los continentes. Su escasez y la necesidad de una adecuada gestión plantean serios desafíos, a los que desde Aqualogy respondemos aportando soluciones inteligentes, innovadoras y comprometidas con el desarrollo sostenible.

Los sistemas de generación hidráulica (SGH) desarrollados por Aqualogy están especialmente diseñados para materializar la recuperación energética óptima para cada casuística, a partir del aprovechamiento de las condiciones hidráulicas H-Q particulares de cada emplazamiento.

Las tuberías principales en los sistemas de transporte, distribución y suministro de agua tienen, en muchos casos, un exceso de presión estática. Este exceso es disipado mediante distintos métodos, como válvulas reguladoras de presión o depósitos intermedios de rotura de carga, con el fin de ajustar el nivel de presión a la curva de demanda del sistema en cuestión. El objetivo de los SGH es utilizar esta energía hidráulica para generar energía eléctrica ya sea para autoconsumo o para venta.

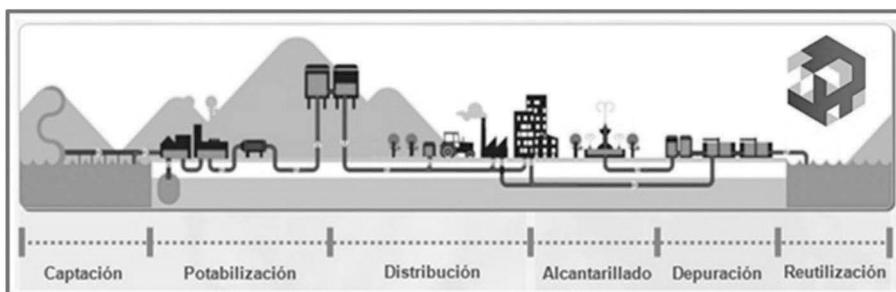


Figura 1. Esquema del ciclo integral del agua.

## TECNOLOGÍA Y SOLUCIONES

### Minihidráulica

La experiencia adquirida por Aqualogy y, en general, por todo el Grupo Agbar en la gestión del ciclo integral del agua es extensa y ello permite aplicar estas tecnologías altamente eficaces y versátiles.

El conocimiento de las redes de distribución así como de las diferentes tecnologías de turbinado ha favorecido la creación de un amplio abanico de productos englobados bajo la denominación Sistemas de Generación Hidráulica (SGH). Aunar este conocimiento, permite realizar un análisis global de la operativa de una unidad de abastecimiento integral, dotando a la solución de una perspectiva de conjunto, no centrada exclusivamente en el análisis de un emplazamiento.

Los beneficios son evidentes, no sólo a nivel económico, ya que el término medioambiental juega un factor importante con una fuerte repercusión social fundamentada en las cualidades renovables de la energía hidráulica. El impacto medioambiental de las instalaciones es muy positivo por la reducción de emisiones de CO2 debidas a la sustitución de energías convencionales por renovables.



Figura 2. Sistemas de Generación Hidráulica (SGH).

Gracias al know-how adquirido en el sector, Aqualogy tiene la capacidad de llevar a cabo el análisis y estudio detallado de emplazamientos, la redacción y ejecución de proyectos, así como la explotación y mantenimiento de las instalaciones en el ámbito minihidráulico. Cada proyecto minihidráulico contempla una solución única por lo que conlleva un tratamiento personalizado. Conseguir esta solución única no es tarea fácil y requiere de un trabajo de alto valor profesional en el que es fundamental la experiencia y la trayectoria de seriedad y responsabilidad que ha caracterizado a Aqualogy en estos años.

Con esto podemos afirmar que Aqualogy ofrece una garantía como su socio para proyectos minihidráulicos totalmente contrastada a cualquier nivel demandado.

### Picoturbinas: APT Systems

Otros procesos que se llevan a cabo en el transcurso del Ciclo Integral del Agua son los de medición, control y supervisión de infraestructuras asociadas al recurso objeto de explotación. Muchos de estos procesos se caracterizan por presentar consumos eléctricos básicos de pequeña entidad, habitualmente en emplazamientos localizados donde existe una problemática para las soluciones convencionales ya sea por el elevado coste de instalación, en el caso de necesitar una acometida eléctrica, o por la necesidad de mantenimiento y protección ante actos vandálicos y robos, en el caso de una solución solar FV.

En este sentido Aqualogy ha trabajado para desarrollar un Sistema de Picoturbinado (APT Systems) especialmente diseñado para satisfacer las necesidades energéticas de las demandas referidas en diferentes instalaciones y procesos vinculados al Ciclo del Agua, mediante el sistema inteligente Battery Charge. Esta tecnología proporciona el suministro eléctrico necesario y suficiente para el funcionamiento de los procesos vinculados al ciclo del agua a partir de la Recuperación Energética de las condiciones hidráulicas disponibles en el propio proceso.

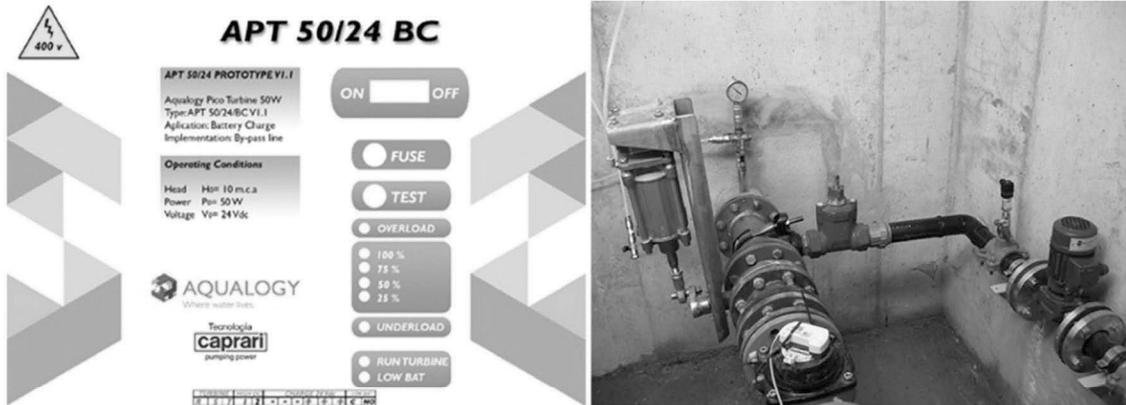


Figura 3. Sistema de Picoturbinado Aqualogy (APT Systems).

La solución está constituida por el conjunto electromecánico picoturbina, generador y cuadro de control y protección. La hidráulica de turbinado ha sido especialmente modelada y diseñada para la recuperación energética óptima de los parámetros hidráulicos H-Q disponibles. Dispone de un sistema de generación (producción) y un sistema de alimentación (consumo) independientes capaces de equilibrarse mediante la acumulación en baterías. De este modo la potencia de generación nominal es de 100W, siendo capaz de proporcionar una potencia de consumo pico de 400W.

## INNOVACIÓN Y PROYECTOS

El proyecto de investigación, el desarrollo y la aplicación de la optimización energética del agua en redes de distribución se enmarca en la mejora operativa de acuerdo con criterios de productividad, competitividad y mejora de rendimientos, en un contexto cada vez más competitivo. La propuesta de la innovación es una idea creativa que aporta valor dentro de distintas áreas estratégicas como son la económica, la ambiental y la de Seguridad y Salud.

El proyecto de optimización energética de la red de distribución de Murcia es un ejemplo de innovación tecnológica que debe considerarse especialmente por su exclusividad. El objetivo fijado ha sido el de la recuperación energética del 100% del caudal de suministro de agua potable de la Ciudad, mediante la implementación de distintas tecnologías disponibles particularizadas según la casuística de cada emplazamiento. Se combinan, en distintos emplazamientos, turbinas convencionales, bombas trabajando como turbina, acoplamiento directo de turbomáquinas o bombeo en línea.

## MONITORIZACIÓN

El conjunto de parámetros básicos se encuentra supervisado por un sistema de monitorización web inteligente que registra los datos de los contadores principales, siendo capaz de sectorizar, con equipos remotos a los principales, dentro de cada subred de forma personalizada para cada caso. La implantación de estos sistemas de monitorización y control de consumos sectorizado permite disponer de información detallada en tiempo real, permitiendo una correcta toma de decisiones y la optimización con criterio objetivo. El aspecto diferencial de este servicio Aqualogy es la capacidad para analizar con criterio los datos registrados e integrar en una única plataforma multisite Electricidad, Agua y Gas.

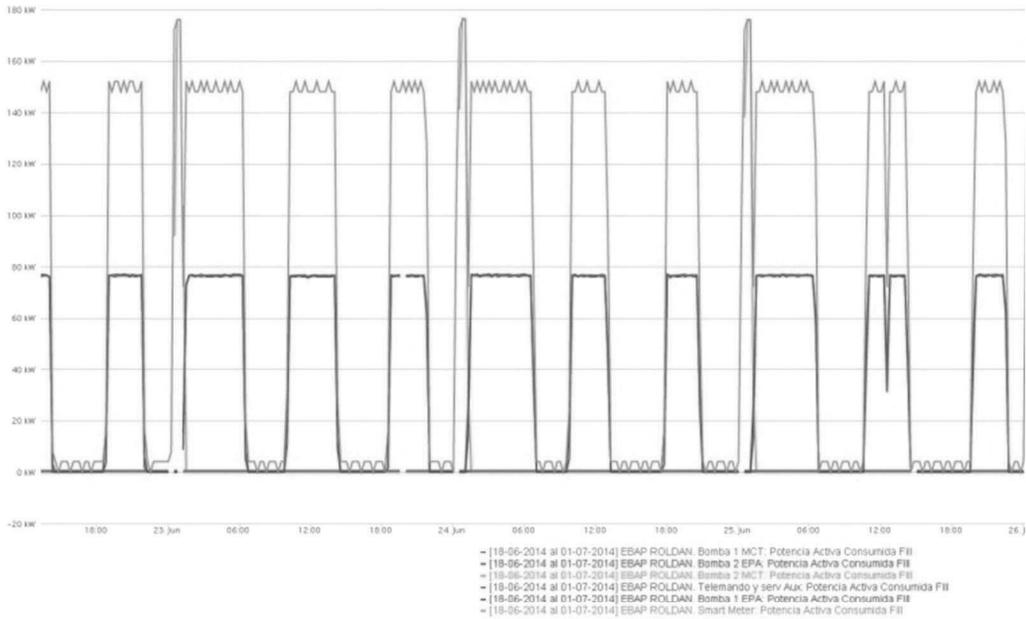


Figura 4. Monitorización sectorizada de una estación de bombeo.

## ADAPTACIÓN A LA REVOLUCIÓN SMART

Esta iniciativa que se desarrolla para una necesidad real propia del ciclo integral del agua es fácilmente trasladable a un sinnúmero de situaciones y necesidades cada vez más comunes. La anunciada revolución de las Smart Cities está convirtiéndose en una realidad y, cada vez más, se dispone de sensores que aportan un gran volumen de información que el gestor tiene que saber recopilar, analizar y utilizar para aportar valor a la sociedad.

La multiplicación de estos sensores junto con la necesidad de aprovechar datos recientes (minutos o días en lugar de meses o años), hace que se multipliquen los puntos de consumo eléctrico descentralizados en ubicaciones donde no suele llegar la red eléctrica convencional.

Como ocurría en el propio caso del ciclo integral del agua, los costes para dar respuesta a esta necesidad de consumo aislada son elevados de modo que la instalación de la red eléctrica tradicional no permite dar una solución adecuada. Una solución innovadora, sostenible y simple de instalar es la generación descentralizada a través de estos sistemas picoturbinados en las redes de agua capaces de generar cantidades suficientes de energía para instalar telemetría o incluso pequeños actuadores que se necesitan para optimizar la gestión de los recursos.

Esta innovación ya es una realidad económica y ambientalmente ventajosa frente a las soluciones tradicionales que pasan por baterías, acometidas eléctricas u otros sistemas de generación in situ.

La revolución Smart ya está en curso, y nosotros preparados para acompañarla con soluciones simples, descentralizadas y ambientalmente sostenibles.

## REFERENCIAS

En la ciudad de Murcia, los resultados de un estudio integral del conjunto de abastecimiento, unidos a la aplicación de tecnologías particularizadas para cada casuística en el terreno han permitido maximizar el potencial de generación hidráulica del conjunto alcanzando una recuperación anual de energía de 1,96GWh y una reducción de las emisiones contaminantes de 535 Tn CO<sub>2</sub>.

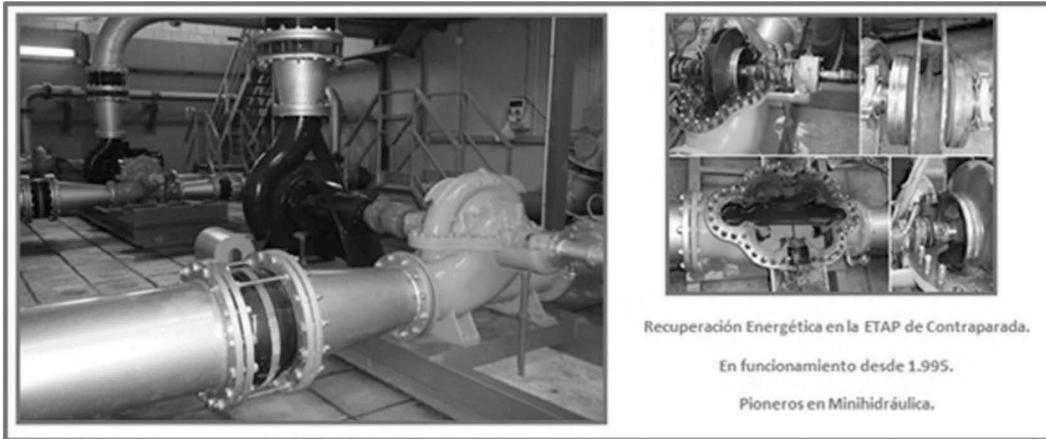


Figura 5. Recuperación energética en la red de abastecimiento de la ciudad de Murcia.

## FUTURO INMEDIATO

La Confederación Hidrográfica del Guadalquivir ha apostado por la Tecnología Minihidráulica Aqualogy. La Dirección de Eficiencia Energética ha sido adjudicataria del Proyecto de Recuperación Energética para el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de la conducción de nueva ejecución que proporcionará el suministro de agua a los regantes de Granada. La tecnología SGH representa la solución óptima para la producción de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de las condiciones hidráulicas disponibles en el emplazamiento. Los SGH garantizan la adaptación a condiciones de caudal variable en el escenario de conducción forzada en contrapresión de descarga.

Volumen anual turbinado (Hm3)	19
Potencia nominal (GW)	1,25
Producción energética anual estimada (GWh/año)	15
Reducción de emisiones estimada (Tn CO2/año)	4.000



Tabla I. Datos del proyecto La Traidá (Granada).

## AGRADECIMIENTOS

Juan Carlos Torres y Simón Nevado (EMUASA), por su apuesta por las energías Renovables.

## REFERENCIAS

- B.O.E. Real Decreto 661/2007. Actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Cortés, A., Pérez-García, J., Nevado, S., 2011, Optimization of the Micro-hydro Energy Recovery Plant “La Contraparada” using Pumps as Turbines (PATs). 4th Int. Congress of Energy and Environment Engineering and Management, Mérida.
- Cortés, A., Pérez-García, J., Nevado, S., Imbernón, J.A, 2012, Micro-hydro potential of the supply networks in the Territorial Area of Murcia. 1st Int. Congress Water, Waste Energy Management, Salamanca.
- Cortés, A., Pérez-García, J., Nevado, S., Imbernón, J.A, 2013, Energy Recovery in Water Cycle using Picoturbine Systems. Autoconsumption Applications. 5 Cases of Study. 5th Int. Congress of Energy and Environment Engineering and Management, Lisboa.
- IEA International Energy Agency (Key World Energy Statistics 2011).

# RECORRIDO POR LAS TECNOLOGÍAS ACTUALES DE BATERÍAS PARA ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN SMART GRIDS

**Paloma Rodríguez Soler**, Directora Técnica, Albufera Energy Storage S.L.

**Joaquín Chacón Guadalix**, Director General, Albufera Energy Storage S.L.

**Patricio Peral Galindo**, Director de Innovación e I+D, Albufera Energy Storage S.L.

**Resumen:** El presente artículo trata de ofrecer una revisión general de los diversos sistemas de almacenamiento energético en baterías electroquímicas que son susceptibles de ser utilizados en las diferentes aplicaciones asociadas al concepto de Smart Grid. Se hace un repaso práctico de las principales características de cada tecnología, sus ventajas e inconvenientes para este sector, y la tendencia de futuro que prevé Albufera Energy Storage para cada una de ellas. Desde los sistemas tradicionales como el Plomo-ácido o los basados en cátodos de Níquel que representan casi el 100% de las baterías instaladas en aplicaciones estacionarias tradicionales en redes de distribución y transmisión, se comentarán también los nuevos sistemas que se encuentran en fase de prototipos o de investigación más preliminar y algunas estrategias de hibridación entre tecnologías.

**Palabras clave:** Batería, Electroquímica, Almacenamiento Energético, Plomo Ácido, Níquel Cadmio, Litio, Flujo Redox, Metal Aire

## INTRODUCCIÓN

Una de las tecnologías más claramente transversales a todos los conceptos incluidos en el desarrollo de las redes inteligentes de la energía es el almacenamiento energético. Tanto para la gestión de las redes descentralizadas de generación y consumo de electricidad, la integración de las fuentes de generación renovables, el manejo inteligente de la demanda o las estrategias enmarcadas en la implantación real del vehículo eléctrico, el almacenamiento energético juega un papel fundamental para su aplicación real y eficiente.

Dentro de las diversas tecnologías válidas para el almacenamiento de la electricidad, las baterías electroquímicas constituyen una de las soluciones que se presentan más efectivas para los próximos 30 a 40 años en el entorno europeo. Sus prestaciones eléctricas en cuanto a cantidad de energía almacenable, potencia en carga y descarga, duración en vida operativa y coste son los valores con los que se presentan a este mercado comenzando a ganar posiciones en múltiples aplicaciones aisladas y conectadas a la red principal.

Existen diferentes pares electroquímicos, con sus correspondientes características y diseños, que enriquecen las posibilidades de selección de este tipo de sistemas para aplicaciones en Smart Grids. Estos pares, además, se basan en diversas familias de metales que proporcionan prestaciones diferentes con ligeros o profundos cambios en su constitución o sus componentes.

Este artículo trata de presentar, de una manera resumida, los sistemas más reconocidos por su presencia en el mercado superior a 100 años y los nuevos sistemas que se encuentran en fase de desarrollo con una previsión de comercialización dentro de los próximos 5 años. Como complemento también se darán unas breves indicaciones para aprender a determinar qué sistema electroquímico y con qué diseño de batería se adapta mejor a una aplicación concreta y, por tanto, pueda proporcionarnos un mayor valor con su utilización.

## TECNOLOGÍAS ACTUALES DE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS

Las baterías que se emplean en la actualidad en diversas aplicaciones relacionadas con las redes inteligentes de la energía se describen a continuación presentando una clasificación muy empleada en la industria de este tipo de productos para cada una de ellas. Algunas, como las basadas en el Plomo y

aquéllas que utilizan compuestos de Níquel como electrodo positivo, llevan con nosotros más de 100 años y son sistemas fundamentales en el aseguramiento de suministros de electricidad en condiciones de emergencia cuando falla la red principal. Por ello, se denominan habitualmente sistemas de energía de reserva. Sectores como el transporte público masivo, el energético, tanto para gas y petróleo como el eléctrico, o las telecomunicaciones entre otros son grandes usuarios de baterías en la actualidad. Otras como las familias basadas en el Litio llevan con nosotros menos tiempo, unos 15 años, y aunque ya son habituales en nuestra vida diaria aún les queda cierto camino por andar en su evolución.

## Baterías de Plomo-ácido

Las baterías de Plomo-ácido están formadas por un electrodo positivo que en su estado cargado es dióxido de Plomo mientras que el negativo es Plomo metálico. El electrolito es ácido sulfúrico y durante la reacción de descarga, los materiales denominados activos en ambos electrodos pasan a convertirse en sulfato de Plomo. Como se puede apreciar en la siguiente figura (Fig. 1), los materiales activos electroquímicamente van empastados sobre una rejilla de plomo metálico cuya aleación se selecciona para sus diferentes aplicaciones, fundamentalmente para baterías sin mantenimiento o baterías con mantenimiento. Ambos electrodos, positivos y negativos se apilan formando el paquete de placas junto con los separadores que son láminas plásticas que aíslan eléctrica y mecánicamente los electrodos. Todo el conjunto se introduce en un recipiente plástico donde se alojan los electrodos y el electrolito.

Existen dos formas de clasificar las baterías de Plomo. Una se basa en la aplicación para la que se diseñan y construyen y así se habla de baterías de alta potencia para el arranque de coches y servicios de sistemas de alimentación ininterrumpida para centros de datos, por ejemplo, y de baterías específicas para ciclos y que se emplean para aplicaciones relacionadas con generación fotovoltaica o para vehículo eléctrico entre otras. La segunda manera de clasificación es la de baterías abiertas y cerradas. Las baterías abiertas son aquellas que permiten mantenimiento rellenando con agua el interior de las celdas y las cerradas son las que trabajan en condiciones denominadas sin mantenimiento. Además, estas últimas se pueden dividir también entre AGM y Gel, que describen dos tipos de configuración del electrolito contenido en las baterías (AGM – Absorptive Glass Mat – electrolito absorbido dentro del separador de fibra de vidrio y Gel que se refiere a que el electrolito es de tipo gelificado en lugar de líquido).

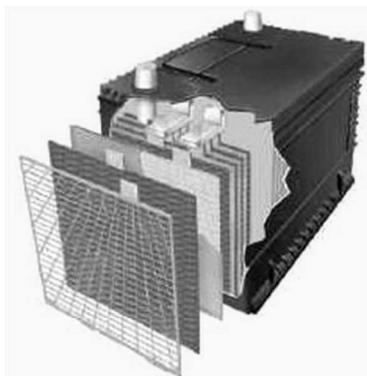


Figura 1. Interior de una batería de Plomo-ácido.

Es evidente que la gran ventaja de esta tecnología y su amplia introducción en el mercado es su coste, el más bajo de entre todos los sistemas de baterías. Además, conviene destacar que en los últimos años, tras la amenaza que supone la aparición del Litio-ión, ha experimentado un gran avance en cuanto a prestaciones y ciclos de vida fundamentalmente, para las aplicaciones más modernas relacionadas con las necesidades y requerimientos de las Smart Grids. Tampoco conviene olvidar que es una tecnología ampliamente conocida en todo el mundo, con profesionales conocedores de su instalación y operación y con fábricas productivas y de reciclado muy repartidas por diversas zonas geográficas que hacen que la

competencia entre diferentes marcas garanticen un alto grado de seguridad a los clientes durante su adquisición y garantías.

## Baterías de Níquel-Cadmio

Las baterías de Níquel-Cadmio son utilizadas ampliamente en nuestro país y en otros en aplicaciones similares a aquellas que también emplean baterías de Plomo-ácido. La diferencia que hay entre ambas tecnologías es relativamente simple y se define habitualmente con el sustantivo “fiabilidad”. Mientras que las baterías de Plomo-ácido presentan el fenómeno llamado muerte súbita (la batería deja de funcionar súbitamente debido a una desconexión interna por corrosión del conexionado de Plomo) las de Níquel-Cadmio nunca pierden repentinamente las propiedades, presentando una disminución paulatina y fácilmente previsible con la experiencia para las diversas aplicaciones. Esto es lo que se define como fiabilidad de una batería.

En la figura siguiente (Fig. 2) se muestra un despiece genérico de una batería de Níquel-Cadmio. En este caso, el electrodo positivo tiene como materia activa hidróxido de Níquel y el electrodo negativo hidróxido de Cadmio, ambos en condiciones de batería descargada. Cuando se carga, ambos compuestos se transforman en oxihidróxido de Níquel y Cadmio metal respectivamente. El resto de componentes es muy similar a los utilizados en baterías de Plomo salvo en el caso del electrolito que en este caso es alcalino (hidróxido potásico) y no interviene en la reacción de oxidación-reducción.

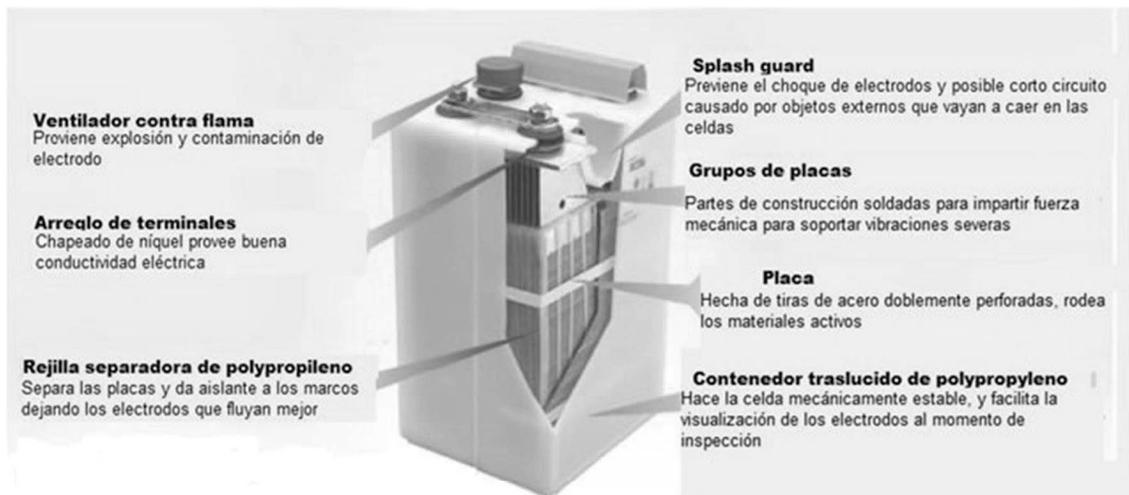


Figura 2. Componentes básicos de una celda de Níquel-Cadmio.

Existen otros sistemas basados en el electrodo positivo de Níquel pero empleando otros electrodos negativos. Entre los más famosos se encuentran los de Hierro, Cinc o hidruros metálicos y, aunque se han utilizado masivamente en algunas regiones del mundo o para algunas aplicaciones especiales, nunca han desbancado la situación comercial y productiva del Níquel-Cadmio totalmente al que, por supuesto, también le afecta la aparición del sistema Litio-ión.

La utilización de metales más caros en esta batería (Níquel, acero) hace que su utilización sea minoritaria en la industria frente al Plomo. No obstante, en situaciones de temperaturas extremas o cuando realmente el fallo en el suministro eléctrico sea crítico (por ejemplo en quirófanos o metros y ferrocarriles) su aplicación supera con diferencia la de su compañero el Plomo.

## Baterías de Litio-ión

Sin duda son la estrella del sector en la actualidad. Realmente se conocen desde hace pocos años y aún tienen mucho campo de desarrollo y evolución por delante por lo que, aunque hoy en día su utilización no sea masiva en ciertas aplicaciones, se espera un crecimiento importante de su mercado en los próximos años según todo tipo de analistas. Las razones son puramente técnicas porque sus

características y prestaciones conocidas superan ampliamente las de los sistemas tradicionalmente empleados como son el Plomo-ácido y Níquel-Cadmio. Concretamente, las baterías de Litio-ión presentan una capacidad de almacenamiento de electricidad en función de su peso y volumen unas cinco veces superior a las anteriores y un número de ciclos posibles de carga y descarga que suponen más del doble de sus grandes competidoras.

Ahora bien, existen varias tecnologías dentro de la familia denominada genéricamente de Litio-ión que además presentan diferentes comportamientos eléctricos en las diversas aplicaciones por lo que resulta muy conveniente conocer sus diferentes prestaciones. Estas diferentes tecnologías provienen de la utilización de diferentes materiales activos en el electrodo positivo y en el negativo dentro de la estructura de electrodos que se muestra en la figura siguiente (Fig. 3). Dentro de los electrodos positivos se habla de materiales como el fosfato de Hierro y Litio ( $\text{LiFePO}_4$ ), y los que provienen de la evolución del óxido de Cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ) que tratan de sustituir parte de ese Cobalto por otros metales tipo Níquel, Manganeseo o Aluminio para conferir propiedades particulares a la batería. Y, por otro lado, entre los materiales utilizados para el electrodo negativo, aunque el grafito es claramente dominante, comienzan a aparecer otros que están ganando cierto protagonismo (por ejemplo titanatos).

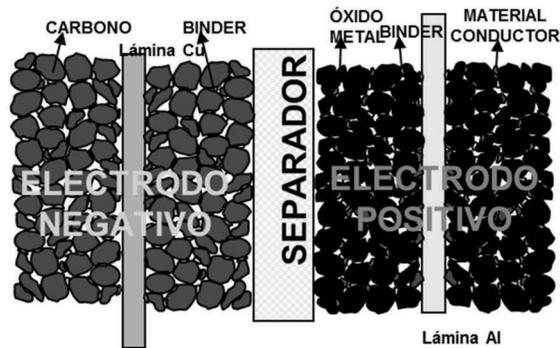


Figura 3. Estructura de electrodos en una pila de Litio-ión.

Otro factor diferenciador de esta tecnología es su mecanismo de reacción. Mientras que en la mayoría de baterías electroquímicas se producen cambios de estructura y compuestos durante los procesos de carga y descarga, en las baterías de Litio-ión el mecanismo es básicamente la inserción de iones de Litio en las estructuras cristalográficas de la materia activa positiva y negativa a lo largo de dichos procesos. Esto hace que los análisis e investigaciones relacionadas con este sistema sean ligeramente diferentes a los tradicionales del sector y se requieran nuevas capacidades científico-tecnológicas.

Las baterías de Litio-ión se suelen clasificar entre baterías diseñadas para aplicaciones de potencia y baterías diseñadas para gran almacenamiento energético. Las primeras son las que se emplean en desarrollos relacionados con vehículos eléctricos o con usos de regulación de voltaje y frecuencia en los procesos de integración de energías renovables en la red eléctrica tradicional y las segundas las asimiladas a ciclados diarios de varias horas por ciclo.

El principal hándicap de esta familia de baterías proviene del hecho de la obligatoriedad del uso de electrónica de control de elevado coste que provoca que el precio de este sistema sea inaccesible para muchos sectores. La electrónica es necesaria por el hecho de no poder utilizar electrolitos acuosos para estas baterías dada la gran reactividad del Litio metálico con el agua que hace que tengamos que detener las sobrecargas o sobredescargas mediante dispositivos externos a la electroquímica. No como ocurre en las baterías de electrolito acuoso (Plomo-ácido o Níquel-Cadmio) donde la electrolisis del agua actúa como barrera natural a esos procesos.

## TECNOLOGÍAS DE BATERÍAS EN DESARROLLO

De una manera u otra, las tecnologías de baterías electroquímicas para almacenamiento energético conocidas no cumplen satisfactoriamente los requisitos de las nuevas redes inteligentes de la energía. Esto ha provocado que el mundo de la ciencia se haya comenzado a mover en la búsqueda de nuevas soluciones de las que se presentan a continuación los dos principales ejemplos. Así se refleja además en los documentos de la Comisión Europea referidos al programa de I+D para los próximos años, denominado programa Horizonte 2020, donde ya se comienza a hablar en la era post-Litio.

### Baterías de flujo redox

Uno de los sistemas de baterías que se postula como básico para el gran almacenamiento energético (varios MWh) es el denominado de flujo redox. En estos sistemas las materias activas son líquidas que se almacenan en tanques independientes del paquete de electrodos donde reaccionan y por donde se hacen circular cuando se precisa que ocurra el proceso de carga o descarga. Esto hace que sea la única batería electroquímica que pueda presentar diferentes capacidades de almacenamiento de electricidad y potencia sin que ambas propiedades se contrapongan como en el resto. En la siguiente figura (Fig. 4) se muestra uno de los sistemas basado en el par Cinc-Bromo aunque a fecha de hoy el más conocido sea el basado en el metal Vanadio.

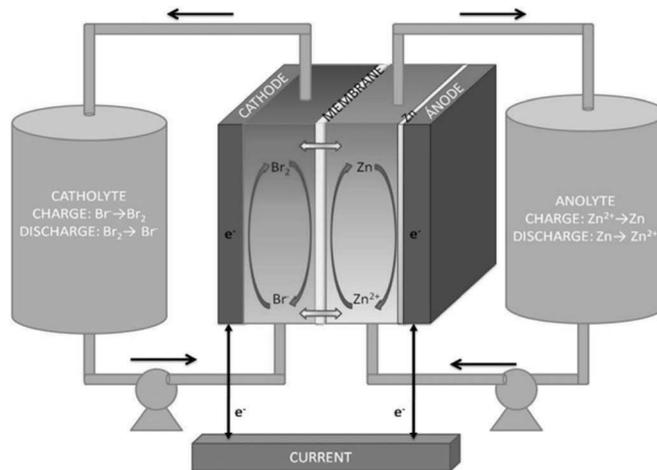


Figura 4. Mecanismos de reacción en una batería de Flujo Redox tipo Zn/Br<sub>2</sub>.

Existen varias empresas desarrollando este tipo de sistemas con químicas diversas y ya hay bastantes demostradores operando en países europeos, Estados Unidos y Japón, entre otros. Algunos lo consideran más una planta química que una batería y, en la actualidad, cuando se habla de almacenar más de 1 MWh, es uno de los firmes candidatos a llevarse el proyecto. Su gran ventaja es su capacidad teórica de soportar muchos miles de ciclos de carga y descarga lo que le convierten en uno de los sistemas más atractivos cuando hablamos de períodos de amortización largos como es el caso del sector de las energías renovables.

### Baterías Metal-aire

El otro gran referente del almacenamiento energético para los próximos años es el formado por la batería Metal-aire y, más concretamente, los sistemas Litio-aire, Cinc-aire o Aluminio-aire. Algunos autores incluyen esta tecnología dentro de las baterías de flujo redox considerando en este caso el electrodo positivo gaseoso (el elemento que reacciona es el oxígeno del aire) como el que fluye dentro de la celda. En la siguiente figura (Fig. 5) se muestra un esquema de esta tecnología donde su principal atractivo reside en la capacidad específica de almacenamiento teórica que multiplica por un mínimo de tres la más alta conseguido con Litio-ión y a un coste apreciablemente inferior.

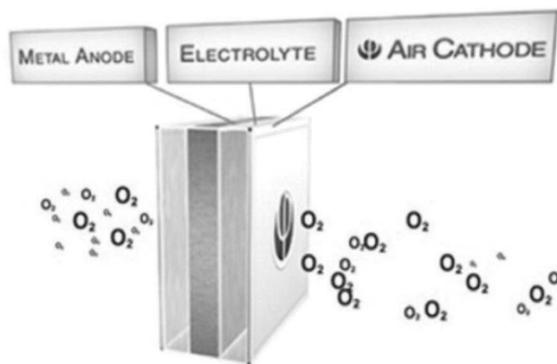


Figura 5. Concepto general de la batería Metal-aire.

Existen varios grupos de desarrollo de estos sistemas, que ya existían desde hace muchos años en su versión primaria (no recargable), y que concentran su trabajo en obtener una recargabilidad rentable de los mismos.

## CONCLUSIONES

Ante el reto del almacenamiento de la electricidad para la eficiencia de los nuevos sistemas y conceptos derivados del desarrollo de las redes inteligentes de la energía, existen diversos tipos de baterías basadas en procesos electroquímicos que ofrecen soluciones con diversas prestaciones eléctricas y coste, que pueden adaptarse a múltiples aplicaciones de manera rentable económicamente como así se está comprobando en los últimos años.

Frente a los sistemas tradicionales como el Plomo-ácido o el Níquel-Cadmio, de reconocida y probada eficacia, el Litio-ión aún muestra posibilidades de evolución que hacen que lo conviertan en la gran promesa del sector Smart Grids a medio plazo. No obstante, ya ha comenzado el desarrollo de nuevos sistemas que superan las barreras técnicas y económicas del Litio-ión y que se prevén presentes en el mercado a partir de los próximos años.

Qué duda cabe además que diferentes aplicaciones requerirán diferentes tipos de baterías y la previsión de los especialistas es que no predomine una tecnología sobre otra si no que prevalezcan todas con un mayor o menor grado de penetración en el mercado en función de parámetros de coste y prestaciones, geográficos e incluso sociales o políticos.

Cierto es también que cada aplicación requiere del análisis cuidadoso de sus características intrínsecas y genéricas iniciales y que antes de decidir utilizar un sistema de almacenamiento u otro es conveniente realizar un estudio preliminar para averiguar la mejor opción en cada caso en cuanto a la rentabilidad de su inversión.

## AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer al Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial, CDTI, la financiación del proyecto Albufera para el desarrollo de una batería recargable de Aluminio-aire mediante un préstamo del programa NEOTEC.

También nos gustaría agradecer la colaboración en el proyecto del departamento de química-física de la Universidad Autónoma de Madrid, del grupo de electroquímica de IMDEA Energía y del departamento de química-física de la Universidad de Alicante.

# AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS EDIFICIOS. HACIA EL CONSUMO CASI NULA GRACIAS A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

**Pere Soria**, Responsable del Área de Productos para Energías Renovables, CIRCUTOR

**Resumen:** Europa en general y España en particular han de hacer frente a una situación que no admite demora. La dependencia energética del exterior en un clima de escasez de recursos y volatilidad de costes energéticos. Por ello, la Directiva Europea 2010/31/UE Para la Eficiencia Energética introduce una medida estrella. Los edificios de consumo casi cero. Aquellos edificios diseñados y operados bajo las mejores prácticas de ahorro energético y que tengan a su vez, los medios propios, para generar una parte importante de su consumo energético. Las instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo serán, sin duda alguna un denominador común de estos edificios que empezaran a ser una realidad a partir del 2018. Oficinas, escuelas, hospitales, muchos edificios, presentan consumos diurnos ideales para que sean cubiertos de forma directa por la conversión instantánea de la radiación solar que reciben. En cambio, el sector residencial presenta perfiles de consumo con claro desplazamiento hacia el ocaso por lo que se requieren sistemas que permitan almacenar la energía durante unas horas para cubrir este desfase.

**Palabras clave:** Energía, Solar, Fotovoltaica, Autoconsumo, Autoproducción, Modulación de Potencia, Eficiencia, Vehículo Eléctrico

## INTRODUCCIÓN

La energía es uno de los principales vectores de desarrollo, su disponibilidad permite la implantación de multitud de actividades. Si grandes cantidades de energía son derivadas hacia algunas zonas densamente pobladas se pueden lograr niveles de confort y riqueza muy notables, pero, siempre a costa de un elevado peaje. La insostenibilidad.

Utilizar los recursos locales, aprovechar de cada unidad energética toda su capacidad, mediante diseños y procesos de elevada eficiencia puede permitir a la humanidad alcanzar niveles de bien estar sostenibles y ampliamente diseminados.

De ello ha tomado nota la Unión Europea y desde hace un par de décadas, la mitigación del cambio climático y la seguridad energética han sido dos de sus banderas a la hora de definir planes estratégicos y directivas que permitan a sus miembros desarrollar leyes en esta dirección.

La directiva sobre eficiencia energética en edificios, así como los objetivos en el horizonte del 2020 son claros exponentes de esta voluntad comunitaria. En esta Directiva se determina que en el año 2018 todos los nuevos edificios de uso público deberán ser *Edificios de consumo casi nulo* y en el 2020 todos los nuevos edificios tanto públicos como privados construidos en la Unión.

Para lograr un elevado grado de autosuficiencia los edificios deben instalar una potencia de autogeneración que les permita cubrir el máximo de su pico de consumo diurno y en caso de disponer de mayor capacidad instalar sistemas de acumulación que permiten almacenar los excedentes diurnos para su uso a lo largo de las horas de baja o nula radiación solar.

Además, estos edificios empiezan a albergar la necesidad de ofrecer cantidades extra de potencia y energía en forma de recarga de los vehículos eléctricos que movilizan a los residentes. Aunque incipiente, esta necesidad ha de ser tenida en cuenta en los nuevos proyectos ya que la actual ofensiva de los fabricantes con el lanzamiento de nuevos modelos va a ir generalizando su uso.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La solución de autogeneración con energía solar será diferente en función del perfil de consumo del edificio.

- Edificios con consumo principal en horas diurnas. Oficinas, edificios comerciales, etc.
- Edificios con consumo estable a lo largo de las 24 h. Hospitales, centros de producción, etc.
- Edificios con consumo diferido a horas nocturnas. Residencial, etc.

En aquellos casos en los que el consumo coincida con la disponibilidad de generación solar, el sistema de autoconsumo será el más sencillo y económico ya que básicamente requiere de un campo de generación solar y de unos equipos de conversión o inversores con mayor o menor control sobre el flujo de energía producida en función de la legislación vigente en cada lugar.

En el resto de casos al sistema anterior habrá que añadir un sistema de acumulación, generalmente en forma de baterías electroquímicas. En estos casos la gestión de los flujos de energía del sistema es uno de los elementos clave para el buen funcionamiento de los equipos.

Los nuevos inversores de conexión a red y gestión de excedentes en baterías suponen un impulso hacia la normalización de este tipo de aplicaciones. De forma integral incorporan todos los elementos requeridos para este tipo de sistemas: Conversión DC/DC con seguimiento de punto de máxima potencia de módulos fotovoltaicos, conversión DC/DC adaptada al voltaje de baterías, conversión DC/AC sincronizable con la red eléctrica, dispositivos de transferencia de cargas para poder aislarse de la red y subministrar energía en caso de falla a cargas aseguradas, algoritmos adaptados a diferentes tecnologías de acumulación, puertos de comunicaciones para poder coordinar acciones con otros dispositivos de control y seguridad como los BMS de baterías de Litio y por supuesto sus propios sistemas de adquisición de datos y monitorización remota.

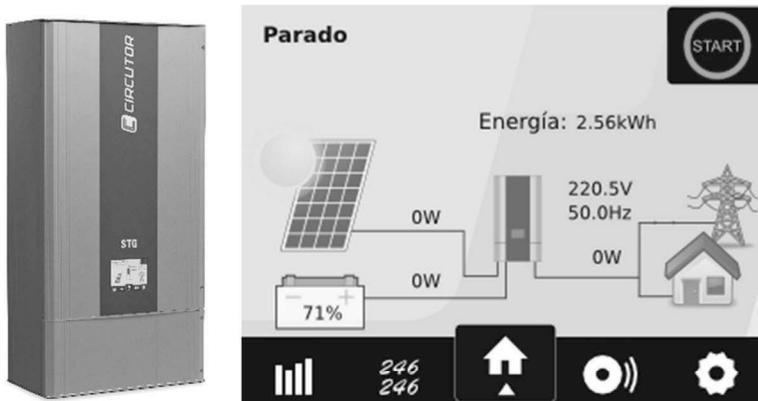


Figura 1. "Inversor de conexión a red con gestión de acumulación integrada y pantalla sinóptica de funcionamiento".

Estos sistemas incorporan, además módulos de gestión de cargas que permiten accionar, en función del balance del sistema dispositivos del edificio cuya aportación pueda ser flexible, por ejemplo, variar las consignas del sistema de clima para acumular frío y/o calor inercial durante las horas de máxima insolación, producción de ACS, bombeo de agua, producción de aire comprimido, funcionamiento de depuradoras, etc.

## METODOLOGÍA

Para poder diseñar la solución adecuada para cada edificio es imprescindible conocer el perfil de consumo del mismo. Para poder caracterizar dicho perfil es necesario conocer no solo el consumo energético mensual y asumir que este consumo se distribuye de forma homogénea a lo largo del mes y durante las diferentes horas del día. Una buena diagnosis del perfil de consumo requiere definir:

- Consumo mensual a largo de un período anual
- Distribución energética diaria
- Relación de consumos entre días laborables, fin de semana, días festivos.
- Distribución horario del consumo en días significativos

Con toda esta información se pueden realizar simulaciones muy ajustadas y conocer que potencia máxima fotovoltaica se puede instalar para conseguir un buen resultado de utilización y un retorno de la inversión

Nuestro equipo de trabajo ha diseñado un conjunto de herramientas que facilitan esta labor. A partir de los datos de curva de consumo cuarto horaria de los contadores de energía o mediante conversión en dicho formato de los archivos de descarga de los analizadores de redes.

Estos datos nos permiten simular cuál sería el comportamiento de un sistema cada 15 minutos y poder ver si la generación planteada en un proyecto cubre en mayor o menor medida el consumo previsto, qué cantidad de energía excedentaria puede ser almacenada o al contrario que flujo de energía almacenada debe ser extraída para su consumo.

En la figura 2. Se muestran las curvas correspondientes tanto a un consumo típico del sector residencial como a una curva de generación solar.

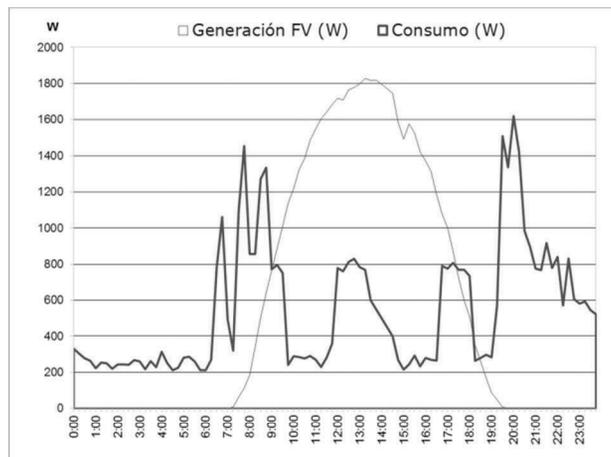


Figura 2. "Curva de generación solar y perfil de consumo residencial".

En la gráfica se puede observar cómo, en horas centrales del día, la generación solar disponible supera con creces a la demanda, por lo que existirá un excedente energético que requiere ser acumulado. Por el contrario en horas del atardecer y ocaso solar, esta energía deberá ser descargada para compensar la falta de generación fotovoltaica.

Mediante nuestro proceso de simulación cuarto horaria a lo largo de todo un año tipo podemos establecer, para cualquier emplazamiento y perfil de consumo cual será el grado de autoconsumo que tendrá el usuario así como el porcentaje de utilización real del potencial de generación disponible en función de la solución fotovoltaica planteada.

A través de la visualización de resultados de forma mensual, semanal y diaria se pueden observar los comportamientos del sistema y tomar la decisión correcta sobre cualquier propuesta de dimensionado. Respondiendo de una forma gráfica e inmediata a las cuestiones habituales que se formulan los usuarios.

- Qué potencia fotovoltaica instalar?
- Qué capacidad de acumulación se requiere?
- Cómo optimizar la inversión?

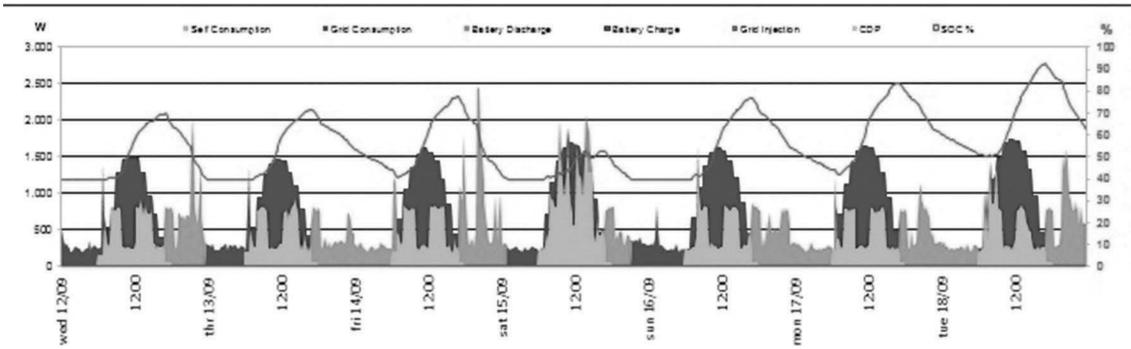


Figura 3. “Curva de generación solar, perfil de consumo residencial y estado de carga de batería a lo largo de una semana”.

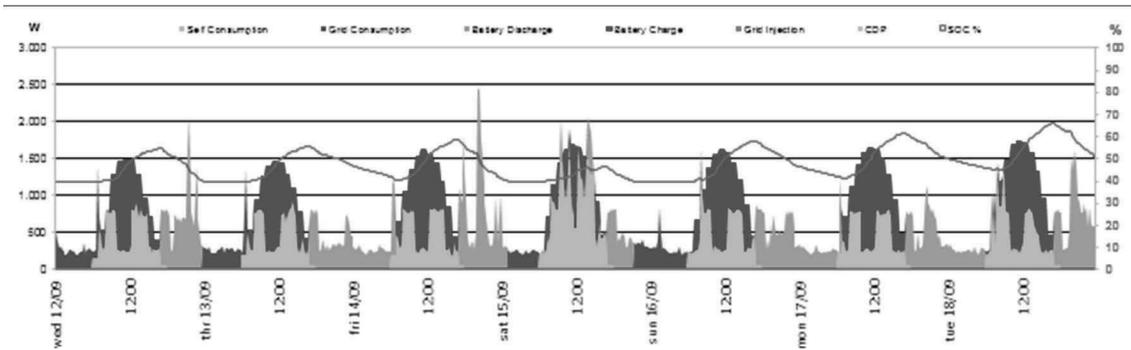


Figura 4. “Curva de generación solar, perfil de consumo residencial y estado de carga de batería a lo largo de una semana. Para el mismo sistema que en figura 2 pero con doble capacidad de batería”.

A modo de ejemplo, en las figuras 3 y 4 se reproducen los resultados de la simulación de consumos, generación solar, autoconsumo instantáneo, energía destinada derivada a acumulación y energía autoconsumida en diferido para el periodo de la semana del 12 de septiembre en Barcelona. En la figura 2 el sistema de 2,16 kWp alimenta una batería de 17 kWh mientras que en la figura 3 la batería es de 35 kWh

## RESULTADOS

A partir de la simulación de diferentes configuraciones preestablecidas en forma de kits se puede determinar con cierta facilidad y de forma gráfica la idoneidad de la solución propuesta. En el caso que nos ocupa, la utilización de la herramienta de simulación nos permite ver todos estos resultados en forma gráfica al mismo tiempo en un informe como el reproducido en la figura 5.

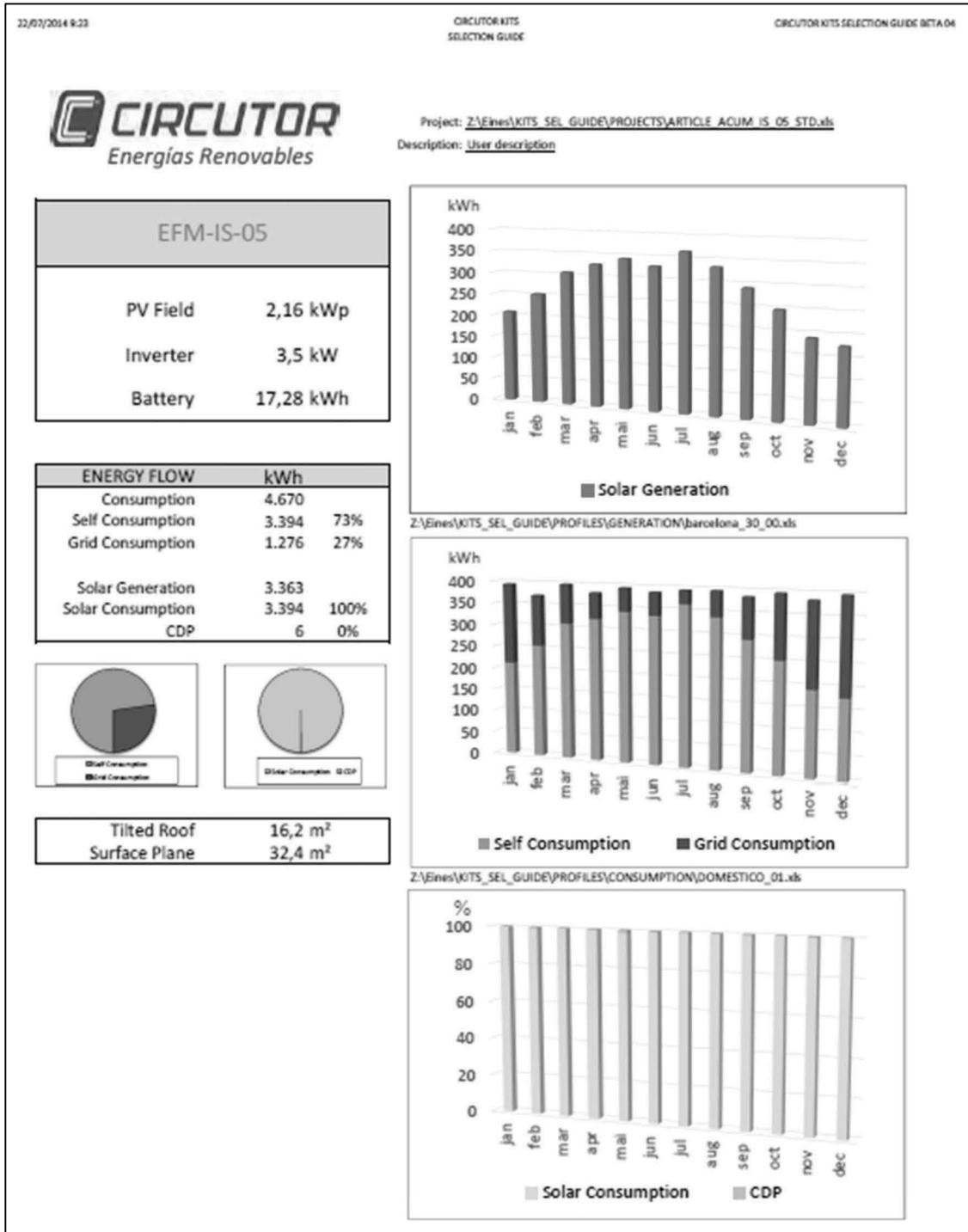


Figura 5. "Informe de resultados de la simulación de un sistema de Autogeneración con acumulación en edificio".

En el informe resumen se pueden observar los datos de la configuración escogida, los diferentes flujos de energía calculados, en función del perfil de consumo del edificio y de la irradiación presente en el lugar a la inclinación y orientación especificados, así como los porcentajes aportados por el sistema en forma de autoconsumo y el grado de utilización del sistema fotovoltaico seleccionado.

Para este caso en concreto, basado en un consumo de perfil residencial de unos 12 kWh/día de consumo, un sistema formado por 9 módulos solares de 240 Wp, un inversor de conexión a red con gestión de acumulación de 3,5 kW y una bancada de baterías selladas de 360 Ah/ 48 V lograría unos valores de autogeneración del 73 % logrando emplear el 100 % del potencial generador del sistema.

## CONCLUSIONES

Actualmente se dispone de la tecnología suficiente para lograr elevados niveles de autogeneración en edificios con una densidad de consumo energético por unidad de superficie en planta reducida. Edificios que en cumplimiento con la Directiva Europea serían catalogados como **edificios de consumo casi nulo de energía**.

Los costes actuales, de inversión, asociados a los sistemas fotovoltaicos permiten que estos sistemas ofrezcan rentabilidades y períodos de retorno cada vez más competitivos y razonables. En muchas regiones de Europa ya se ha alcanzado el punto paridad con la red, es decir, que el coste por kWh de producción de electricidad de los sistemas fotovoltaicos está al nivel del coste ofrecido por la red distribución, especialmente en aquellos sistemas en los que predomina el autoconsumo directo en horas diurnas y la acumulación juega un papel secundario.

Las nuevas legislaciones del sector eléctrico ya contemplan el autoconsumo y lo impulsaran ya que es un medio para el cumplimiento de los objetivos a nivel europeo de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> así como de reducción de la dependencia energética y la estabilización de costes.

## REFERENCIAS

- Directiva Europea 2010/31/UE Para la Eficiencia Energética
- RD 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y especialmente la ITC-BT-40
- RD 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- LEY 24/2013, 26 de diciembre, del sector eléctrico.

# SOLUCIONES TECNOLÓGICAS PARA MICRO-REDES, UNIDADES BÁSICAS DE LA SMART GRID

**Carlos Lezana**, Marketing y Comunicación, Área Solar Fotovoltaica, Ingeteam

**Resumen:** Este escrito recoge las distintas soluciones tecnológicas que Ingeteam propone para poder desarrollar micro-redes como sistemas de generación y consumo distribuido. Dentro de ese concepto, se analiza en profundidad la estructura de una micro-red dada, desde los elementos que la componen hasta sus estrategias de gestión, pasando por la manera de integrar en ellas las fuentes de generación renovable para aumentar el ratio de autoconsumo. Dentro de esta idea, se analizarán las distintas instalaciones posibles en función de su nivel de complejidad. En esta comunicación se presentan referencias correspondientes a instalaciones reales en España desarrolladas con equipos de Ingeteam.

**Palabras clave:** Smart Grid, Micro-red, Energía Renovable, Generación, Consumo, Almacenamiento, Ahorro, Electricidad

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los cambios en los hábitos de consumo energético, así como la creciente concienciación social en materia medioambiental, han hecho que algunos pilares considerados inamovibles hasta ahora se hayan comenzado a debatir y a reconsiderar por parte de los agentes involucrados en el sector energético. En ese contexto nace la idea de la *Smart Grid* como alternativa a un esquema puesto en práctica desde hace muchos años. El concepto asociado a la *Smart Grid* supone, ante todo, una modificación de la idea tradicional del modelo de generación eléctrica. Y este cambio, si bien consiste fundamentalmente en un cambio estructural general, se basa también en la integración de las distintas fuentes de energía renovable dentro del esquema global, así como de distintos sistemas de almacenamiento energético, que proporcionen mayores posibilidades de gestión de la energía a todas las escalas. Por supuesto, también contempla una evolución en los hábitos y estrategias de consumo, tanto a nivel individual como colectivo, todo ello dirigido hacia la obtención de un mayor nivel de eficiencia energética y un mejor aprovechamiento de la energía.

## DESCRIPCIÓN

El esquema adoptado hasta la fecha en la mayor parte de los países para producir energía, la llamada generación convencional, se basa en la producción energética a partir de fuentes no renovables (nuclear, petróleo, gas y carbón, principalmente). Este modelo de generación presenta como características principales que está centralizada y que es gestionable. Esa gestionabilidad presenta como ventaja fundamental que proporciona estabilidad al sistema eléctrico, ya que permite garantizar que la potencia generada sea igual a la potencia consumida. Pero el hecho de que el sistema de generación esté centralizado presenta más inconvenientes que ventajas, ya que aumentan los costes y se incrementan las pérdidas en el transporte de la electricidad. Además, el modelo convencional de generación supone un aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

En cambio, un modelo de generación de tipo distribuido que presente un nivel elevado de integración de energías de origen renovable, presenta varias ventajas. En primer lugar, permite reducir los costes y las pérdidas asociadas al transporte de la electricidad, ya que los lugares de generación pueden ubicarse en la misma instalación de consumo. En segundo lugar, se minimizan las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera a la hora de producir electricidad. Y en tercer lugar, se reduce la dependencia energética con respecto a los países productores de petróleo sin aumentar el coste de producción de la electricidad, ya que los precios actuales de las instalaciones de energías renovables se han reducido y se ha alcanzado la paridad de red, siendo ya estas energías rentables por sí mismas, incluso sin primas ni subvenciones. El principal inconveniente que presentan las fuentes de generación de origen renovable se basa en su

variabilidad y su difícil gestionabilidad. Sin embargo, ya se han dado numerosos pasos para poder aumentar la gestionabilidad de las renovables al mismo tiempo que se reducen los efectos de su variabilidad, y previsiblemente se darán otros también en el futuro en esa misma dirección, sobre todo los relacionados con la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía.

Hasta la fecha, las medidas adoptadas han ido encaminadas a asimilar el comportamiento de las energías renovables al de las centrales de generación convencionales. De hecho, se han aprobado numerosas normativas internacionales de conexión a red obligando a los inversores fotovoltaicos a ser capaces de responder ante huecos de tensión, inyectar potencia reactiva o llevar a cabo métodos de regulación primaria, como controlar la potencia activa y la frecuencia de red. En el futuro, se prevé que se extienda el uso de sistemas de almacenamiento de energía, terreno en el que hay todavía un gran margen de desarrollo tecnológico. En este sentido, la inclusión de sistemas de almacenamiento permitirá reducir las fluctuaciones de potencia (por ejemplo, las causadas por el paso de nubes), que son uno de los principales problemas que presentan hoy en día las instalaciones fotovoltaicas. Asimismo, esta tecnología permitirá que las renovables puedan participar plenamente en los mecanismos de regulación primaria, y posibilitará el desplazamiento en el tiempo de la generación energética, ya que se podrá disponer de esa energía en un momento distinto al de su producción.

La unidad básica de esa red inteligente o *Smart Grid*, en la cual se fundamenta la idea de la generación distribuida, es la micro-red, que presenta una serie de características principales. En primer lugar, la micro-red está conectada a la red general de distribución en un único punto. Por eso, actúa como un sistema único. Esta característica hace que pueda también funcionar de manera aislada en caso de que se produzca una caída de red. En segundo lugar, la micro-red no es solamente una instalación de consumo, sino que integra también la generación energética. Idealmente, esa fuente de energía será de origen renovable, si bien podríamos estar hablando también de un grupo electrógeno, por ejemplo. Y además de la generación energética, la micro-red incluye también un sistema de almacenamiento, que es lo que le brinda el mayor grado de autonomía con respecto a la red y unas mayores posibilidades de gestión. Lo cual nos lleva a la última característica fundamental: las distintas estrategias de gestión energética que posibilita. La micro-red incluye un gestor que controla los distintos elementos de la micro-red (consumos, generación, almacenamiento y vatímetro en el punto de conexión) y que pone en práctica la estrategia energética elegida por el usuario, que podría ser cualquier persona, cualquier consumidor energético que decida convertir su vivienda en una micro-red, ya que ésta sería precisamente la unidad más básica de toda la *Smart Grid*. En última instancia, la situación ideal consistiría en que todos los consumidores energéticos fuesen también productores de energía. De aquí nace la idea del proconsumidor, actor principal y figura asociada al concepto de autoconsumo, de la que tanto se viene hablando en los últimos tiempos.

Como ya se ha dicho, las micro-redes son la unidad básica de la *Smart Grid* y, como tal, necesitan ser gestionadas. Esa gestión puede darse de dos formas: a) bajo una consigna proveniente de un centro de control externo, que sería el centro de control general de la *Smart Grid*; b) bajo estrategias autónomas individualizadas para cada micro-red. Pero sea cual sea la modalidad de control, lo importante es resaltar esa necesidad de gestión. Gracias al avance experimentado por las comunicaciones en los últimos años, las micro-redes son fácilmente gestionables.

La tecnología actual posibilita un variado tipo de instalaciones que permiten aprovechar la energía solar disponible para desarrollar sistemas de autoconsumo a diferentes escalas. Ahora bien, adaptándonos a los distintos marcos normativos, y centrándonos en el caso español, podemos distinguir entre dos modalidades de autoconsumo: autoconsumo sin limitación de energía y autoconsumo instantáneo.

## Autoconsumo sin limitación de energía

Este tipo de instalaciones, acogidas al Real Decreto 1699/2011, se realizan con inversores de conexión a red convencionales. En esta modalidad de autoconsumo, la energía no consumida instantáneamente se inyecta en la red.

## Autoconsumo instantáneo

Este tipo de instalación se caracteriza por la limitación de la energía producida para no inyectar en la red, y debe ser tramitada como sistema de baja tensión de acuerdo con la ITC BT 40. Para asegurar la no inyección de energía en la red, toda la energía generada debe ser consumida en la propia instalación. En este tipo de sistemas, para garantizar que la generación no sobrepasa el consumo se hace necesaria la inclusión de un elemento de control, como el INGECON EMS Manager de Ingeteam. Este gestor energético permite controlar todos los agentes involucrados en el intercambio de energía dentro de la instalación. Para ello, el gestor monitoriza el intercambio de potencia con la red a través de un vatímetro colocado en el punto de conexión, y establece las consignas de potencia para los inversores fotovoltaicos. Ingeteam dispone de un certificado que asegura el cumplimiento de la especificación técnica de Iberdrola en cuanto a la limitación de potencia para garantizar la no inyección en red.

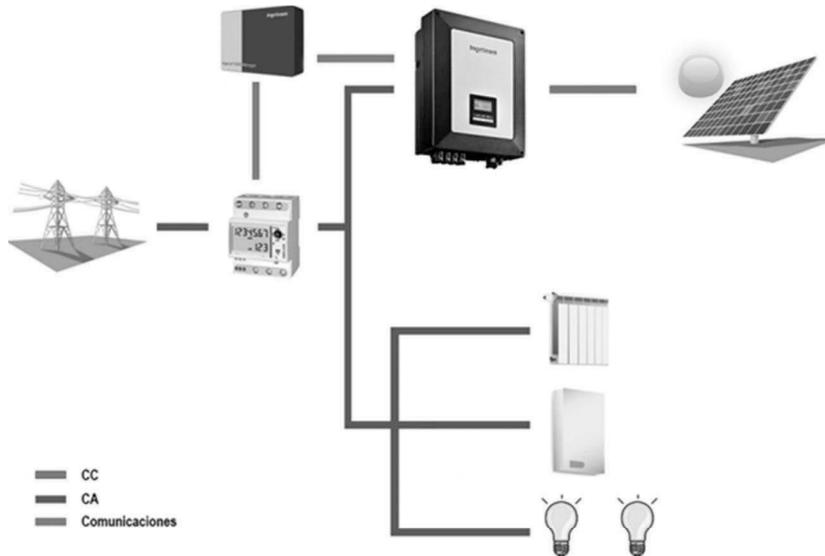


Figura 1. Esquema tipo para una instalación de autoconsumo instantáneo.

## Sistemas de autoconsumo

Un aspecto a tener en cuenta en este tipo de sistemas, directamente relacionado con la amortización de la instalación, es el grado de solapamiento de la generación y el consumo. En este sentido, hay una gran diferencia entre una instalación industrial en la que una gran parte del consumo eléctrico se da durante las horas diurnas, y una instalación doméstica en la que el consumo más alto se da por la noche.

La siguiente figura muestra el consumo de una instalación real de autoconsumo industrial. En ella se aprecia cómo el consumo aumenta durante el día, lo que permite un aprovechamiento total del recurso solar.

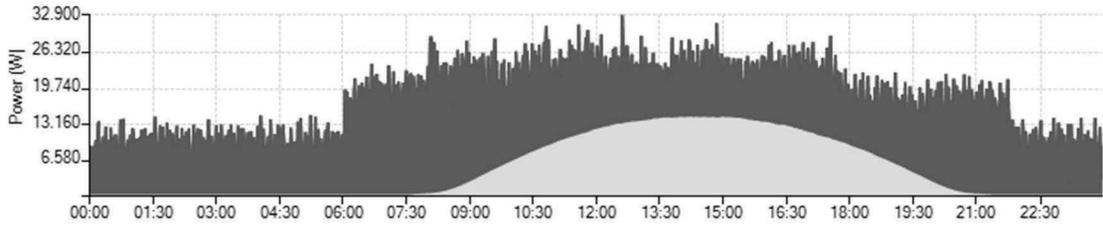


Figura 2. Perfil de consumo de una instalación real de autoconsumo industrial con un sistema fotovoltaico, donde se consume el 100% de la energía solar generada.

Sin embargo, en instalaciones residenciales, en las que la mayor parte de las cargas (TV, vitrocerámicas, hornos, lavadoras, lavavajillas y sistemas de iluminación) se conectan durante la noche, el acoplamiento con la generación fotovoltaica es peor, tal y como puede verse en la siguiente figura, lo que se traduce en un peor aprovechamiento del recurso solar y ratios de autoconsumo bajos.

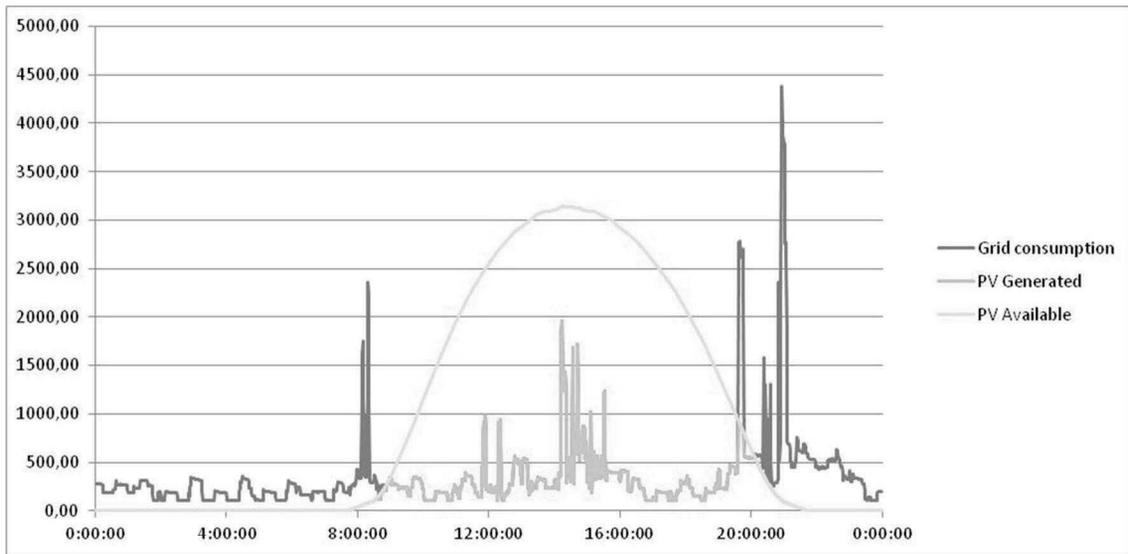


Figura 3. Perfil de consumo de una vivienda real con un sistema fotovoltaico sin inyección en red, donde no hay gestión de cargas y se alcanza un grado de autoconsumo del 49%.

Una opción para aumentar el ratio de autoconsumo en instalaciones residenciales es la gestión de cargas. La gestión de cargas consiste en programar el encendido de los consumos de la instalación en aquellos momentos en los que haya generación fotovoltaica, de forma que se pueda conseguir el máximo aprovechamiento del recurso solar mediante el traslado del consumo principal a las horas de luz. El INGECON EMS Manager dispone de dos salidas libres de potencial para controlar la conexión y desconexión de cargas en función de la configuración programada por el usuario y la energía disponible en cada momento.

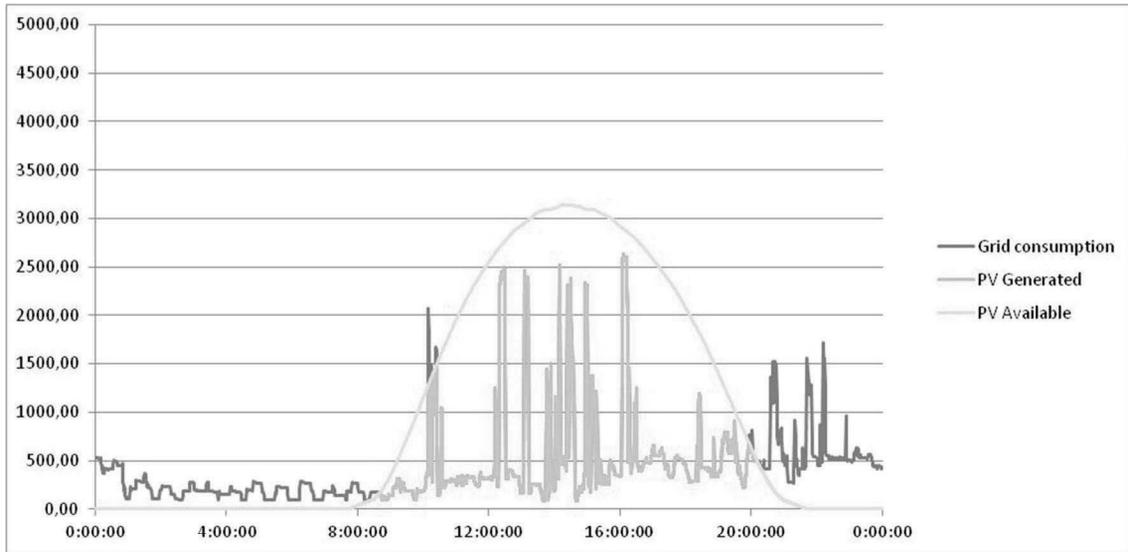


Figura 4. Perfil de consumo de una vivienda real con un sistema fotovoltaico sin inyección en red, donde sí hay gestión de cargas y se alcanza un grado de autoconsumo del 63%.

Indudablemente, la única forma de lograr satisfacer los consumos nocturnos con energía solar en instalaciones de autoconsumo, es la inclusión de un sistema de almacenamiento que se cargue con los excedentes fotovoltaicos durante el día y proporcione energía a las cargas nocturnas. En el mercado existen baterías de diversas tecnologías (plomo-ácido, Ni-Cd, Li-ión, Ni-MH, etc.). Dentro de cada modalidad de baterías también existen distintos tipos, pero todas ellas funcionan transformando en energía química la energía eléctrica generada en los paneles fotovoltaicos. Las más utilizadas actualmente para instalaciones fotovoltaicas son las de plomo-ácido, si bien las baterías de Litio-ión se presentan también como una buena opción de futuro para sistemas domésticos, debido a su reducido tamaño.

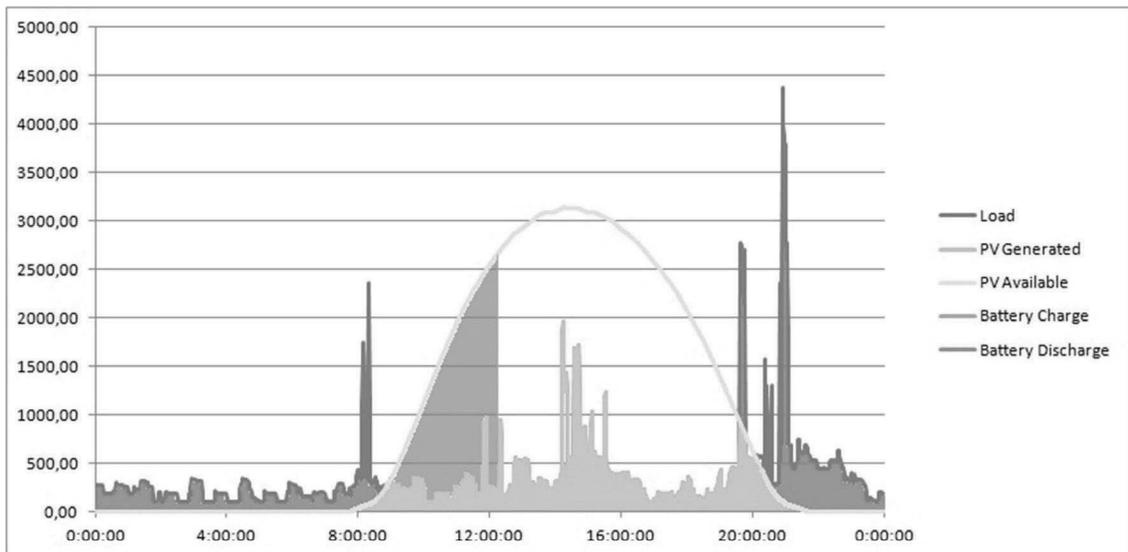


Figura 5. Ejemplo de perfil de consumo de una vivienda con un sistema fotovoltaico y un sistema de almacenamiento.

La inclusión de un sistema de baterías en una instalación, permite aumentar considerablemente el ratio de autoconsumo, pero además puede utilizarse para reducir las puntas de consumo desde la red eléctrica. Es lo que se conoce como peak-shaving. Gracias a esta estrategia, es posible alcanzar

fácilmente ratios de autoconsumo del 100%, reduciéndose a cero el consumo variable de la factura eléctrica. Además, este uso de las baterías permite disminuir la potencia contratada con la empresa comercializadora, reduciéndose también de esta forma el término fijo de dicha factura. Este ahorro acumulado permite acortar enormemente el plazo de amortización de la inversión en la instalación.

Más allá del ahorro económico tan importante que supone la implementación de este tipo de sistemas, su principal virtud radica en que propicia un aprovechamiento total del recurso solar, permitiendo que cualquier consumidor privado pueda satisfacer su demanda energética con energía de origen 100% renovable.

Otra ventaja de la inclusión de un sistema de almacenamiento se encuentra en el funcionamiento en modo back-up. En aquellos casos en que se produzca una caída de la red pública, la instalación privada será capaz de seguir alimentando sus consumos eléctricos desde las baterías, operando de forma aislada. Así, la instalación se convierte en autosuficiente energéticamente.

## CONCLUSIONES

El desarrollo de las *Smart Grids* y la integración de sistemas de almacenamiento permiten a las energías renovables convertirse en energías gestionables. Esa cualidad, hace que sean totalmente equiparables a las fuentes de energía convencionales (no renovables).

Las micro-redes son las unidades básicas de la *Smart Grid* e Ingeteam aporta soluciones tecnológicas, tanto de ámbito doméstico como industrial. Es necesario modificar la normativa vigente para permitir el uso de sistemas de almacenamiento distribuidos en redes interiores. Sólo así se podrá dar el paso de un modelo de generación convencional como el actual, de carácter centralizado, a un modelo de generación distribuida, donde el autoconsumo funcione de manera plena y normalizada, aprovechando al máximo el recurso energético natural del que disponemos.

# PROYECTO PIONERO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍA DOBLE EN BRADERUP (ALEMANIA); GESTIÓN MUY FLEXIBLE DE LA ENERGÍA EÓLICA

**Estefanía Hernández Lugones**, Responsable del desarrollo del negocio de Almacenamiento de Energía en Iberia, Robert Bosch España, S.L.U.

**Resumen:** Mientras continúa el agitado debate en Alemania sobre la reorganización de la transición del país a formas alternativas de energía, en el municipio de Braderup, en el norte de Alemania se ha desarrollado un proyecto de almacenamiento de energía en el que se están estableciendo nuevos estándares. Una flexible batería híbrida en la que se almacena energía eólica cuando la red está sobrecargada. Es una de las más grandes instalaciones de su tipo en Europa. Se trata de la expansión de un Parque eólico existente propiedad de una comunidad de vecinos, un sistema híbrido en el que se combinan las baterías de flujo redox de Vanadio con las baterías de iones de litio, con lo que se consigue rápida disponibilidad y almacenamiento a largo plazo.

**Palabras clave:** Integración, Energías Renovables, Almacenamiento Energético, Smart Grids

## INTRODUCCIÓN

Alemania planea cubrir alrededor de la mitad de sus necesidades de electricidad con fuentes renovables para el año 2030. El gobierno de coalición en Berlín está discutiendo actualmente aumentar la capacidad de las energías renovables. A largo plazo, son fuentes de energía renovables que contribuyen a una mayor proporción del total de producción, aumentando de entre 40 y 45 % para el año 2025 entre el 55 y 60% en 2035. Eso significa reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y una mayor protección del clima. Las instalaciones de almacenamiento de energía pueden reducir el número de nuevas líneas eléctricas que tienen que ser construidas a lo largo de la costa del mar del Norte.

En 1993, se propuso el concepto de crear un parque eólico propiedad de la comunidad Braderup-Tinningstedt GmbH Co. KG. Las primeras máquinas aparecieron en 1995 Las cifras de la época: 20 accionistas, 15 aerogeneradores, cada uno produciendo 750 kilovatios. Fue un éxito y ahora, el segundo parque eólico ha sido aprobado con los 6 nuevos aerogeneradores que han sido suministrados por Vestas, uno de los mayores fabricantes del mundo de estos sistemas.



*Figura 1. Ampliación del parque eólico.*

El propietario de este nuevo proyecto de batería es Energiespeicher Nord GmbH KG Co., una empresa conjunta fundada en 2013 por Robert Bosch GmbH y el parque eólico propiedad de la Comunidad Braderup-Tinningstedt GmbH Co. KG. El parque eólico ahora cuenta con 200 inversionistas privados, y los recién instalados 6 aerogeneradores.

La brisa del mar del Norte, sin embargo, no se puede controlar. Esto crea problemas, de Braderup a Tinningstedt y en todo el resto del Norte: Cuando sopla el viento, las turbinas producen tanta energía que la red ya no puede transportar todo. Muchas paradas de los aerogeneradores son el resultado de estos fuertes vientos, y por tanto perder esta fuente de energía. En tales casos, la batería funciona como una solución de almacenamiento temporal. El independiente Öko-Institut (Instituto de Ecología Aplicada) en Friburgo ve esta solución como un contribución importante para el éxito de la respuesta energética. También recomienda el avance de esta tecnología al gobierno alemán, el cual es de la misma opinión.

Al mismo tiempo, un cambio fundamental está en marcha en algunas partes del mundo, con zonas pobladas alejadas de plantas de energía centralizadas, grandes quemas de combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas, la tendencia será hacia fuentes de energía renovables como la eólica y la solar, y como estas energías renovables están sujetas a fluctuaciones constantes, el tema de almacenamiento de energía se torna vital.

## PROYECTO

Desde mediados de julio de 2014, un sistema híbrido hecho a medida, que comprende dos tipos de baterías de alto rendimiento va a almacenar la electricidad generada en el parque eólico de Braderup, de 18 Mw.

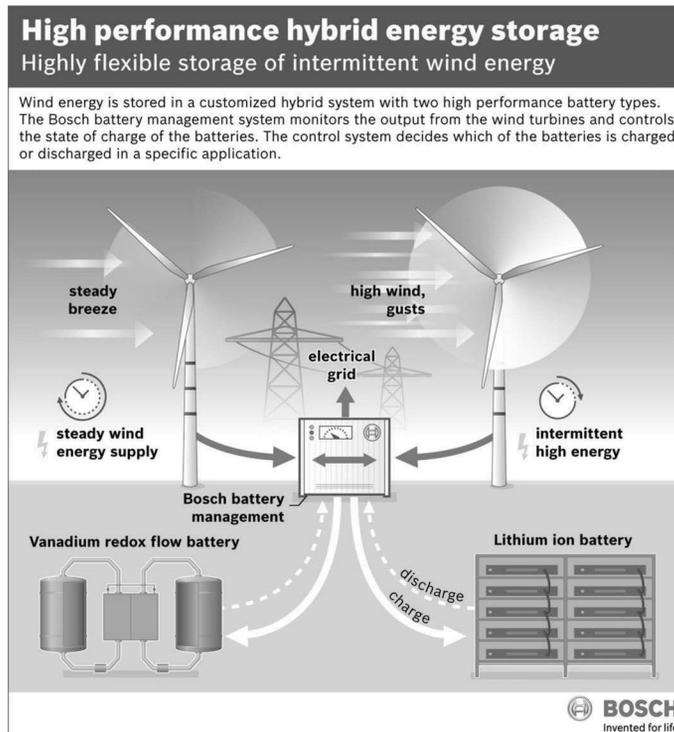


Figura 2. Esquema del sistema híbrido.

El propósito del sistema de almacenamiento sigue siendo exactamente el mismo de siempre: debe ser posible alimentar de energía eólica a la red en todo momento – independientemente de que los vendavales estén golpeando la costa o apenas haya un soplo de brisa. Si se genera demasiada energía eólica, el sistema de almacenamiento híbrido absorbe el exceso y alimenta a la red más tarde. Esto significa que pueden integrarse más eficazmente las fuentes de energía renovables, las cuales están sujetas a fuertes fluctuaciones en el suministro, en la red eléctrica existente. Hasta ahora, a veces ha sido necesario parar las turbinas cuando la red estaba sobrecargada.



instalado en un edificio mide 150 metros cuadrados, mientras que las baterías de iones de litio se alojan en grandes contenedores de acero cubriendo un área de alrededor de 350 metros cuadrados. El área total de la instalación, incluyendo la construcción de servicios y espacios de estacionamiento, es aproximadamente 2.500 metros cuadrados.

### ¿Cómo funciona una batería de flujo redox de Vanadio?

Una batería de flujo redox almacena energía eléctrica en forma de compuestos químicos disueltos en un líquido, que se conoce como electrolito. Impulsado por las bombas, se introducen dos polos metálicos distintos en el electrolito que circulan en dos circuitos separados, de tal forma que se producen dos reacciones electroquímicas, en uno de los circuitos uno de los metales se oxida y en el otro se reduce. Durante la carga, una de las dos soluciones electrolíticas se convierte en carga positiva mientras que la otra se carga negativamente. Cuando la batería está descargada posteriormente, las partículas cargadas regresan a su electrolito original, liberando la energía eléctrica almacenada. Una batería de flujo redox de Vanadio se puede ampliar fácilmente mediante la adición de más tanques de más solución electrolítica. Debido a las propiedades especiales del electrolito, las pilas conservan su plena capacidad hasta por 20 años, incluso con carga y descarga – independientemente de la frecuencia de las mismas.

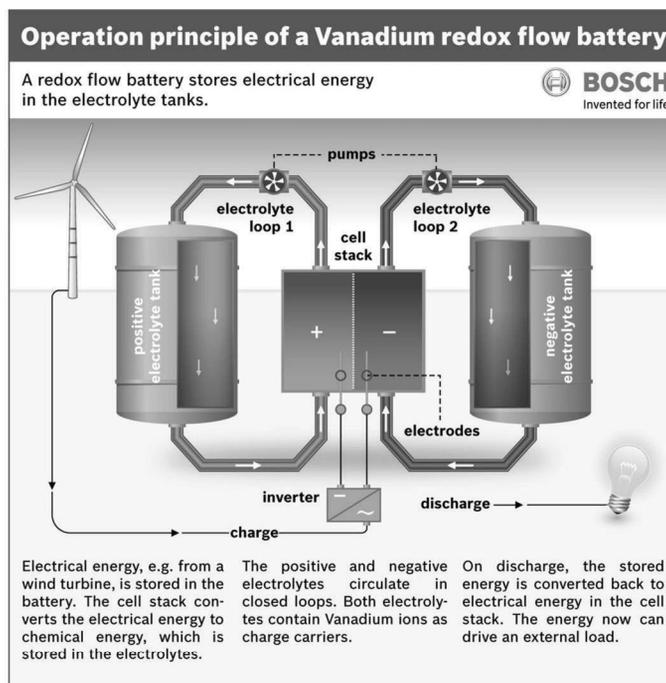


Figura 4. Principio de operación de la batería de flujo Vanadio redox.

### ¿Cómo funciona una batería de iones de litio?

Cuando una batería de iones de litio es cargada y descargada, litio cargada partículas (iones de litio) se mueven hacia adelante y hacia atrás entre electrodos positivos y negativos. Cuando se descarga una batería completa, los electrones son liberados y realizar un trabajo en un circuito eléctrico externo: un flujo actual. Cuando una batería está cargada, por ejemplo, con la electricidad de un parque eólico – este proceso es al revés: los iones de litio absorben electrones y los guardan hasta la próxima descarga. Este proceso se puede repetir muchas veces.

Las propiedades especiales de baterías de iones de litio, como su alta carga y velocidades de descarga, alta capacidad y alta densidad de energía – son debidas principalmente a los materiales del electrodo. El electrodo negativo está hecho de grafito, mientras que el electrodo positivo está hecho de material cristalino, como manganeso, cobalto, níquel, aluminio o hierro. Estos iones metálicos forman una estructura de túnel en el cual litio iones se almacenan durante la carga y del cual se lanzan otra vez durante la descarga.

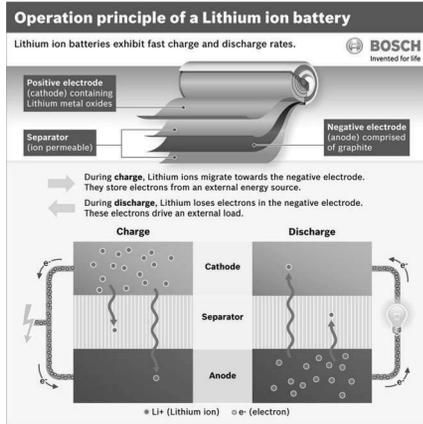


Figura 5. Principio de operación de iones de litio    Figura 6. Foto interior del contenedor de la batería de iones litio.

### **Bosch Energy System Controller (BESC)**

Bosch ha diseñado, suministrado e instalado el sistema completo, y lo opera utilizando sus sistemas electrónicos de control, especialmente desarrollados para este sistema junto con el software correspondiente. El parque eólico y la batería están conectados a la red eléctrica que está gestionada por Schleswig-Holstein Netz AG. La distribución se realiza mediante un cable subterráneo de 10 kilómetros

El sistema de control consiste, por un lado en tomar parte de la energía y utilizarla para el consumo propio del parque eólico, comercialización de la electricidad y estabilización de la red eléctrica. Es decir, la instalación de almacenamiento híbrido es muy flexible, por un lado, almacena electricidad para su uso o venta, por otro lado, puede balancear a fluctuaciones a corto plazo en la producción de energía o la demanda con el fin de mantener estable la red eléctrica, intentando que la producción y la demanda estén en equilibrio en todo momento. Otro problema en la red eléctrica son fluctuaciones de voltaje, que pueden dañar las instalaciones de la red. Para evitar esto, la electrónica de potencia de instalaciones de almacenamiento es capaz de no producir desviaciones. Hemos diseñado y suministrado el sistema completo, el cuál opera mediante sus controles electrónicos especialmente desarrollados con su software correspondiente.

Estos son datos reales registrados del sistema durante el proceso de salida del sistema. Se muestran dos cargas y una descarga.

En el segundo gráfico se ilustra cómo en el caso de no existir viento la batería suministra energía al parque eólico para cargas auxiliares, la energía de la batería y el estado de la carga. Hay que tener en cuenta que tanto el VRFB y el LiB se utilizan en paralelo.

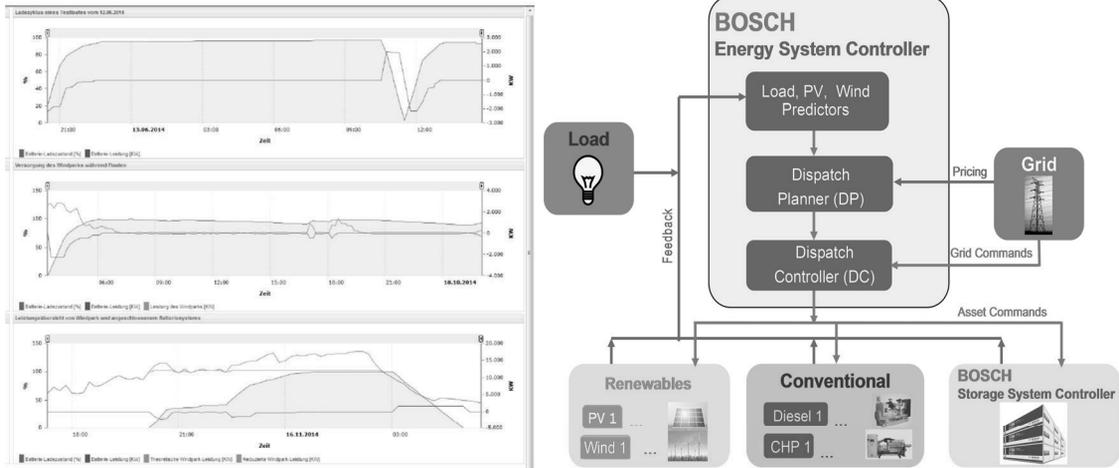


Figura 7. Gráficos informativos del funcionamiento. & Figura 8. BESC.

En el último se ilustra cómo responde durante el caso de “restricción de la red”, durante este caso, parte de la energía eólica se almacena en la batería y se libera una vez que el periodo de “restricción” ha terminado.

## RESULTADO

El resultado de este proyecto ha sido que dependiendo de la fuerza del viento y del estado de la carga, la electrónica asigna la energía generada para el tipo de batería que se adapta mejor a la tarea, convirtiéndose así la batería en un innovador sistema de almacenamiento desde una perspectiva viable.

Resolviendo los siguientes problemas:

1. Exceso de capacidad local de energía eólica en el distrito del norte de Frisia-Suministro del 235% con energías renovables
2. Sobrecarga de la red: Parada de los aerogeneradores
3. En el 2011 el parque eólico de Braderup desperdició el 25% de la energía generada.
4. Estabilidad de la producción de energía eólica
5. Aumento de la superficie agrícola dedicada a la energía eólica hasta el 1,8% de la superficie total del distrito.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecer a todo el equipo de “Energy Storage Bosch” además de a Jan Martin Hansen, uno de los dos General Managers de Energiespeicher Nord GmbH & Co. KG., por su trabajo y dedicación para llevar a cabo este proyecto tan exitoso.

# APORTACIÓN DE LA DOMÓTICA E INMÓTICA EN LA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDAS Y EDIFICIOS

Oscar Querol León, Director, CEDOM

**Resumen:** La Domótica y la Inmótica contribuyen a la eficiencia energética y por ello deben ser considerados en la certificación energética de edificios, pero los programas de cálculo para obtener la certificación energética no contemplan la aportación de la Domótica. Por ello, CEDOM ha elaborado un método de cálculo basado en la Norma española UNE-EN 15232 para contabilizar la contribución de la Domótica en la certificación energética de Edificios. Este método se ha presentado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo como propuesta de documento reconocido del Código Técnico de la Edificación (CTE), para que posteriormente se incorpore en el texto del CTE y en los programas para obtener la calificación energética de edificios y viviendas. Esta metodología tiene una relación directa con las Smart Grids, ya que por definición se trata de una “red eléctrica que integra de forma inteligente el comportamiento y acciones de todos los usuarios conectados para conseguir de forma eficiente un suministro eléctrico más sostenible, económico y seguro”. Al contabilizarse la domótica e inmótica en la certificación energética de viviendas y edificios se puede ver cómo esta tecnología contribuye a que el consumo energético de una vivienda o edificio sea más racional, logrando el objetivo de la Smart Grid de conseguir un suministro eléctrico eficiente.

**Palabras clave:** Ahorro Energético, Domótica, Eficiencia Energética, Inmótica

## INTRODUCCIÓN

En el Código Técnico de la Edificación (CTE), que es el marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad, se establecen requisitos sobre eficiencia energética en los documentos básicos DB HE (Ahorro energético), DB SI (seguridad en caso de incendio), DB SUA (seguridad de utilización y accesibilidad) y DB HS (Salubridad).

Por otra parte, en el Real Decreto 235/2013 se recogen los requisitos relativos a la certificación energética de edificios existentes y de nueva construcción. Para obtener la calificación energética de un edificio o vivienda se puede hacer uso de documentos reconocidos, que son documentos técnicos sin carácter reglamentario que cuentan con el reconocimiento conjunto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) y del Ministerio de Fomento.

## METODOLOGÍA PROPUESTA

A continuación se detallan las etapas de las que consta la metodología con la que se puede determinar la aportación de la domótica y la inmótica a la calificación energética de un edificio o vivienda utilizando la aplicación informática CALENER y la Norma UNE-EN 15232. En paralelo se explica un ejemplo de aplicación a un edificio de viviendas en el que se ha realizado una rehabilitación de sus 16 viviendas y 2 locales comerciales. Se ha instalado un sistema de control domótico tanto en las viviendas como en las zonas e instalaciones comunes, con el fin de mejorar la eficiencia energética de las instalaciones comunitarias, la eficiencia energética de las instalaciones particulares y el confort de las viviendas.

## Evaluación de la calificación energética del edificio o vivienda mediante las aplicaciones reconocidas por el MINETUR y sin tener en cuenta ningún sistema de control y automatización

Para esta etapa, es necesario disponer de los datos técnicos del edificio, como por ejemplo orientación del edificio, año de construcción, distribución.



Según estos resultados, la calificación energética del edificio que sirve de ejemplo de aplicación de la metodología sería C con un índice de 6,8, resultado de sumar los índices correspondientes a calefacción (1,7), refrigeración (4,2) y ACS (0,9) tal como se muestra.

## Determinación de la clase del sistema de control y automatización mediante la Norma UNE-EN 15232

En esta etapa es necesario conocer las características y funciones del sistema de control y automatización. La clase del sistema de control y automatización se obtiene rellenando la tabla 1 “Lista de funciones y asignación a las clases de eficiencia de la BACS (siglas en inglés de “Sistema de Automatización y Control del Edificio”)” de la Norma UNE-EN 15232 (a modo de ejemplo, en la tabla 3 se muestra un extracto de la tabla correspondiente al control de la iluminación rellenada para el edificio del ejemplo que ilustra esta metodología).

En la tabla 1 de dicha norma se listan para cada aplicación (control de ocupación, control de iluminación natural, control de persianas, etc.) cuales son las posibles opciones de control, y en qué grado pueden estar implementadas en el edificio.

Para cada una de las opciones se debe rellenar uno de los cuadros sombreados de la tabla 1 de la Norma UNE-EN 15232, debiéndose marcar el que otorgue mayor clase a esa característica (la mayor clase es la “A” y la menor es la “D”). Debe aclararse que para cada sección de la tabla el resultado será una única letra.

Si en el sistema de control y automatización de la vivienda o el edificio no se ha implementado alguna de las funciones de la tabla 1 se puede indicar que “NO APLICA”, justificando el porqué no se ha considerado.



Figura 2. Clase energética del sistema de control y automatización.

La clase energética del sistema de control y automatización será la menor de todas las clases obtenidas por cada una de las funciones evaluadas. Se obtiene tras haber rellenado todos los cuadros sombreados relativos a las funciones que sean de aplicación, y se indica con una letra de la “A” (Elevada eficiencia energética) a la “D” (no eficiente energéticamente) tal como se muestra en la figura 2.

Estas letras de la clase energética del sistema de control no se deben confundir con las de la calificación energética del edificio o vivienda.

En el ejemplo que ilustra el procedimiento, el sistema de automatización y control aplicado tiene las siguientes funciones:

En las zonas comunes, el edificio dispone de:

- **Iluminación:** La iluminación estará controlada por el sistema domótico del edificio mediante unos sensores de presencia con sensores de iluminación. Así se realizará un control de iluminación estableciendo un umbral mínimo de la misma que encienda las luces al detectar presencia siempre y cuando se supere dicho umbral. Se establece un nivel de alumbrado para el tránsito de personas, mejorándose el ahorro energético y la calidad visual y la seguridad en las zonas comunes.

- **Mantenimiento de las Instalaciones:** Los dispositivos tanto de climatización como de iluminación están comunicados. De esta manera, permiten que, en caso de que se desee, se pueda realizar el mantenimiento de las instalaciones de manera preventiva o reactiva ya que se indican las averías que puedan ocasionarse en las mismas, agilizando el proceso de detección y reparación de las mismas.
- **Monitorización de las instalaciones:** Se puede instalar un sistema de gestión del edificio o un panel para poder monitorizar el estado de la instalación.

En las viviendas tipo se ha instalado control y automatización para:

- **Iluminación:** Los puntos de luz principales de la vivienda, estarán conectados a unos conectores ON/OFF. Gracias a la flexibilidad del sistema y en caso que se desee, se podrán sustituir por puntos de luz regulables.
- **Climatización:** Se ha diseñado el sistema disponiendo de dos zonas de climatización, una zona de “día” (zonas comunes y públicas de la vivienda), y otra zona de “noche” (zonas privadas). Habrá dos termostatos que controlarán el suelo radiante y el FanCoil.
- **Persianas / cortinas:** Conectadas al sistema domótico, con el fin de poderlas integrar a los escenarios deseados, aportando beneficios en luz, clima, seguridad, confort y ahorro energético.
- **Escenas y Monitorización:** Para la monitorización, temporización y escenas, se utilizará una pantalla táctil, con web-server, que permitirá el acceso y control remoto a la vivienda. Aparte, se dispondrá de una escena de buenas noches, que realizará el apagado de los puntos de luz de la zona diurna de la vivienda, el cierre de persianas de la zona diurna de la vivienda y el cambio de modos de los termostatos a modo noche para incrementar el confort y ahorro energético. También estará implementada la escena de salida del hogar, en la que se cierran todas las luces y persianas de la casa.

### ***Posibilidades de ampliación del sistema de control y automatización***

La vivienda, gracias al sistema domótico escogido y a la forma de plantear la instalación, está preparada para que pueda adoptar e integrar las nuevas tecnologías que vayan surgiendo.

Al cumplimentar la tabla de funciones del sistema de automatización y control del edificio según la Norma UNE-EN 15232, el resultado es una clase B de eficiencia del control (NOTA: como ejemplo se muestra un extracto de la tabla correspondiente al control de la iluminación – ver tabla 3).

## **Definición, según la Norma UNE-EN 15232, de los factores de corrección en función de la clase del sistema de control**

A partir de la clase energética del sistema de control, por aplicación de las tablas 8 a 11 de la Norma UNE-EN 15232 se obtienen los factores de eficiencia energética térmica ( $f_{BAC, HC}$ ) y eléctrica ( $f_{BAC, el}$ ) de la BAC. Estos factores miden el impacto de las funciones de la BAC en el consumo anual energético del edificio e indican el consumo energético del edificio objeto respecto a un edificio de referencia.

El factor de eficiencia energética térmica ( $f_{BAC, HC}$ ) evalúa el consumo de energía debido a la calefacción y la refrigeración y el factor de eficiencia energética eléctrica ( $f_{BAC, el}$ ) mide el consumo de energía debido a la iluminación.

Si  $f_{BAC, HC}$  y  $f_{BAC, el}$  son menores de la unidad, significa que el edificio objeto consume menos energía que el edificio de referencia.

En la Norma UNE-EN 15232 se toma como referencia un edificio con un sistema de control y automatización de clase “C”, es decir, un sistema de control estándar de acuerdo a la figura X.

En el edificio del ejemplo, al tratarse de un edificio de viviendas se deben aplicar las tablas 9 y 11 de la Norma UNE-EN 15232, referentes a edificios residenciales. El factor de eficiencia para la energía térmica de una clase B, con un sistema de control y gestión avanzado es de 0,88. Esto significa que consume un

88% menos de energía térmica que el edificio de referencia considerado con un sistema de gestión y control estándar.

		Definición de las clases			
		Residencial			
		D	C	B	A
<b>CONTROL DE LA ILUMINACIÓN</b>					
<b>Control de ocupación</b>					
0	Interruptor manual para encender/apagar				
1	Interruptor manual para encender/apagar + señal adicional de apagado generalizado				
2	Control automático de encendido/atenuado				
3	Control automático de encendido/apagado				
4	Control manual de encendido/atenuado automático				
5	Control manual de encendido/apagado automático				X
<b>Control de la iluminación natural</b>					
0	Manual			X	
1	Automático				
<b>CONTROL DE PERSIANAS</b>					
0	Mando manual				
1	Mando motorizado con control manual				
2	Mando motorizado con regulación automática				
3	Control combinado iluminación/persianas/CVC (también mencionado anteriormente)				X
<b>SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE VIVIENDAS</b>					
<b>SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE EDIFICIOS</b>					
0	No hay un sistema de automatización de viviendas - No hay un sistema de automatización y control de edificios				
1	Adaptación centralizada del sistema de automatización y control de viviendas y edificios a las necesidades del usuario, por ejemplo pro-gramas horarios, puntos de consigna,...				
2	Optimización centralizada del sistema de automatización y control de viviendas y edificios, por ejemplo ajuste de reguladores, puntos de consigna, ...				X

Tabla 3. Extracto de la tabla correspondiente a la evaluación de las funciones de la BAC relacionadas con el control de la iluminación.

## Obtención de la calificación energética corregida según la Norma UNE-EN 15232 según el sistema de control y automatización

La calificación energética del edificio obtenida mediante el programa CALENER se basa en que el edificio de referencia no dispone de ningún sistema de automatización y control.

Para poder comparar esta calificación con la obtenida empleando la Norma UNE-EN 15232, ambos sistemas deben tener la misma referencia por lo que se debe realizar un cambio de referencia en la Norma UNE-EN 15232. Por lo tanto, todos los datos del edificio se deben referenciar a un edificio en el que el sistema de control y automatización instalado no contribuye al ahorro energético. Por lo tanto, deben tomarse los factores de eficiencia energética  $f_{BAC, HC}$  y  $f_{BAC, el}$  correspondientes a la clase energética "D".

A modo de ejemplo, en la tabla 4 se indica cómo se realiza este cambio de referencia aplicado al edificio de ejemplo que se está utilizando para ilustrar la metodología de uso.

Para el cálculo del factor de corrección que permite obtener la calificación energética por aplicación de la Norma UNE-EN 15232, es decir, teniendo en cuenta la domótica y la inmótica, se divide el factor de eficiencia del edificio objeto (el cual tiene en cuenta el sistema de control y automatización) por el factor de eficiencia del edificio de referencia (edificio con un sistema de control y automatización de clase D).

Las emisiones del edificio con sistema de control y automatización son las obtenidas por aplicación del programa CALENER multiplicadas por el factor de corrección. A partir de la calificación energética obtenida en el paso 1 se obtiene una nueva calificación gracias a la aportación de la domótica y la inmótica. Los resultados del edificio que se está estudiando son los siguientes:

	Resultados programa calificación energética sin sistemas de control ni automatización (CALENER-VYP)		Factores UNE-EN 15232				Cálculos	
	(1)	(2)	(3)		(4)		(5)	(6)
Sistema de energía del edificio	Emisiones edificio objeto kg CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>	Emisiones edificio referencia kg CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>	Factor eficiencia edificio no eficiente, clase "D"		Factor eficiencia edificio objeto, clase "B"		Corrección (4)/(3)	Emisiones edificio objeto corregidas (1)*(5) kg CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
Calefacción	1,7	14,2	$f_{BAC,HC}$	1,1	$f_{BAC,HC}$	0,88	0,80	1,4
Refrigeración	4,2	5,3	$f_{BAC,HC}$	1,1	$f_{BAC,HC}$	0,88	0,80	3,4
ACS	0,9	1,9	$f_{BAC,eI}$	1,08	$f_{BAC,eI}$	0,93	0,86	0,8
Totales	6,8	21,4	-	-	-	-	-	5,5

Tabla 4. Calificación energética del edificio corregida teniendo en cuenta el grado de control y automatización.

El programa CALENER-VYP no da resultados de emisiones por iluminación.

Los resultados que se obtienen finalmente son los siguientes:

Resultados finales		
Emisiones Totales Edificio Objeto (kg CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> )	(1)	6,8
Emisiones Totales Edificio Referencia (kg CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> )	(2)	21,4
Emisiones Totales Edificio Objeto Corregidas (kg CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> )	(6)	5,5
Calificación energética del edificio según programa de calificación sin sistemas de control ni automatización	-	C
Calificación energética del edificio tras aplicar norma UNE-EN 15232:2008	-	B

Tabla 5. Mejora de la calificación energética del edificio aplicando domótica e inmótica.

El resultado es un índice de 5,5, que se encuentra entre el rango de 3,4 y 6,5, correspondientes a la letra B según la figura 1. Por lo tanto se obtiene un edificio de viviendas que, considerando la contribución a la eficiencia energética del sistema de control y gestión, será certificado como edificio de calificación energética "B" mejorando así su calificación a partir de una calificación inicial "C".

La calificación de este edificio según el procedimiento definido se ha presentado al ICAEN, Institut Català d'Energia, quien ha certificado energéticamente el edificio considerando el grado de control y gestión energética instalado.

## AGRADECIMIENTOS

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Institut Català d'Energia (ICAEN), AdRC Ingeniería, Schneider Electric, Somfy, La Salle – Universitat Ramon Llull.

## REFERENCIAS

- [http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/eficienciaenergetica/certificacionenergetica/documentos\\_reconocidos/programacalener/paginas/documentosreconocidos.aspx](http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/eficienciaenergetica/certificacionenergetica/documentos_reconocidos/programacalener/paginas/documentosreconocidos.aspx)
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación
- Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios
- UNE-EN 15232:2014 "Eficiencia energética de los edificios. Métodos de cálculo de la mejora de la eficiencia energética mediante la aplicación de sistemas integrados de gestión técnica de edificios"

# LA EVOLUCIÓN DE UN EDIFICIO HACIA UN SMART BUILDING. EL CASO DE ABB EN MADRID

**Carlos de Palacio Rodríguez**, Market Manager Power Generation, Asea Brown Boveri S.A.

**Resumen:** Esta comunicación presenta las medidas de gestión energética, integración de renovables y vehículo eléctrico que pueden tomarse en edificios existentes, para aumentar la eficiencia y evolucionar hacia edificios inteligentes (Smart Buildings) que se interrelacionan con las Smart Grids. Las tecnologías que desarrolla esta comunicación se focalizan, dentro del ámbito de la rehabilitación de edificios, en el punto de vista de tecnología eléctrica, electrónica y de control. Se trata de la integración de autoconsumo fotovoltaico, los puestos de carga rápida de vehículo eléctrico y los sistemas de control de edificio (BMS). El caso del edificio de oficinas de ABB en Madrid sirve como ejemplo de demostración de estas tecnologías y se presentarán los resultados reales.

**Palabras clave:** Smart Buildings, Rehabilitación, BMS, Vehículo eléctrico, Autoconsumo

## INTRODUCCIÓN

Los edificios consumen en aproximadamente un tercio de la energía primaria (United Nations, 2007) y en el caso de Europa, representan la parte más importante del consumo energético primario (European Commission, 2006). De hecho, la Directiva europea de reducción de emisiones y tendencia a los edificios de consumo de energía nulo, establece objetivos muy ambiciosos para la reducción de emisiones y la eficiencia energética. A partir del 31 de diciembre de 2020, todos los edificios nuevos deben tener un consumo de energía casi nulo. Los nuevos edificios que estén ocupados y que sean propiedad de las autoridades públicas deben cumplir los mismos criterios después del 31 de diciembre de 2018. La Ley 8/2013 de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas se basa en la eficiencia energética de edificios y el autoconsumo. Es por tanto muy relevante en proyectos de rehabilitación y mejora de edificios existentes, como el que se presenta, introducir medidas de eficiencia energética y autoconsumo.

La gestión inteligente de los edificios, representa una parte importante de potencial de eficiencia (Colmenar-Santos et al. 2013) y el uso de sistemas avanzados de automatización (BMS) se prevé que pase del 26% de edificios al 40% en 2028, consiguiendo unos valores de ahorro energético entre el 13 y el 22% (European Copper Institute, 2013).

Reducir el consumo energético, realizar el consumo en los momentos más interesantes para la red e integrar la movilidad eléctrica, aporta beneficios económicos, por menor coste energético y coste de movilidad, medioambientales, al reducir las emisiones del edificio y por la movilidad, y en parte sociales, al reducir la contaminación, mediante la eliminación de emisiones y ruido de los vehículos se mejora el bienestar social en la ciudad. Otro beneficio social que permite la carga de vehículo eléctrico en un edificio de oficinas es la comodidad y el ahorro de tiempo, que facilita la movilidad de los empleados al poder cargar en el puesto de trabajo.

Un edificio inteligente (o Smart Building) tiene que realizar un control optimizado de la energía que consume. En el caso del edificio que se presenta en esta comunicación, el consumo está monitorizado y gestionado desde un sistema de control de edificio (BMS), lo que permite automatizar el encendido y apagado de la iluminación según la necesidad real, la automatización de la climatización del edificio y el manejo de manera optimizada de las labores de mantenimiento. Este sistema de autoconsumo con tres tecnologías de paneles solares y seguimiento e integración de carga rápida de vehículo eléctrico en el control de un edificio es único en España.

## EL PROYECTO

El proyecto consiste en complementar el edificio en servicio con un sistema de autoconsumo fotovoltaico y un cargador rápido de carga de vehículo eléctrico, integrados en el sistema de control del edificio.

El edificio se inauguró en 2007 y desde entonces lleva un sistema de control del edificio, con el que se automatizan las funciones de iluminación, aire acondicionado y se monitorizan los consumos del edificio.

El consumo eléctrico mensual del edificio son entre 80000 y 10000 kWh, con una potencia contratada de 451 kW, lo que supone un coste importante en los gastos generales. Teniendo en cuenta el espacio disponible en el techo, se consideró, por facilidad de tramitación siguiendo el RD1699/2011, la potencia de 9,9 kW en instalación de autoconsumo, aunque la estimación de ahorro en energía no es mayor al 2% total anual.

Con la intención de comprobar diferentes tecnologías, se utilizaron paneles thin-film, monocristalinos y policristalinos, montados sobre seguidor solar a un eje, para maximizar la producción. Cada uno de los grupos de 3,3 kW, está conectado a un inversor trifásico y los inversores a la red de baja tensión del edificio. La figura 1 muestra la ubicación de la instalación en la cubierta del edificio, donde se puede apreciar que la estructura está montada sobre losas de hormigón, lo cual evita la necesidad de perforar la cubierta, facilitando su instalación al no requerir impermeabilización.



*Figura 1. Instalación de autoconsumo fotovoltaico.*

La instalación de un puesto de carga rápida de vehículo eléctrico, permite la carga con 20 kW de potencia en corriente continua y también carga en corriente alterna. Utilizando el conector tipo Chademo, el tiempo de recarga hasta el 80% de la capacidad de la batería se realiza en poco más de media hora. Esto permite la utilización del vehículo que está a disposición de los empleados durante toda la jornada. La figura 2 muestra el vehículo junto al puesto de recarga instalado en el parking exterior del edificio.

Además de la carga rápida para poder utilizar el vehículo lo antes posible, el sistema permite la carga en otro horario. Es por esto que una carga inteligente es la que se realiza en el momento en el que la energía está en el precio más barato (si es posible). En el caso del contrato existente, en el periodo P6. Si no se va a utilizar más durante la jornada, el coche puede quedar enchufado y la carga realizarse con retraso, comenzando en periodo P6, para estar completo en la jornada siguiente. En el caso futuro de tarifas flexibles según mercado, la carga podría realizarse cuando la señal de precio esté lo más barata, con la condición de estar con suficiente carga para el uso que se le va a dar durante la jornada, para lo que la información de los horarios de uso debe tenerse en cuenta desde el sistema de control.



Figura 2. Instalación de carga rápida de vehículo eléctrico.

El sistema de control permite tanto la visualización por un lado del consumo del vehículo eléctrico (en la potencia demandada por el vehículo), como la generación de la planta de autoconsumo (como muestra la figura 3). Se puede indicar tanto el ahorro económico como la reducción de emisiones que suponen.

La gestión inteligente mediante el sistema de control, puede permitir el uso de la carga de vehículo durante las horas más económicas, cuando se vaya a utilizar (previsión de consumo) o podría limitarse su carga si la distribuidora indicara la necesidad de limitar el consumo por restricciones de la red (gestión de la demanda).

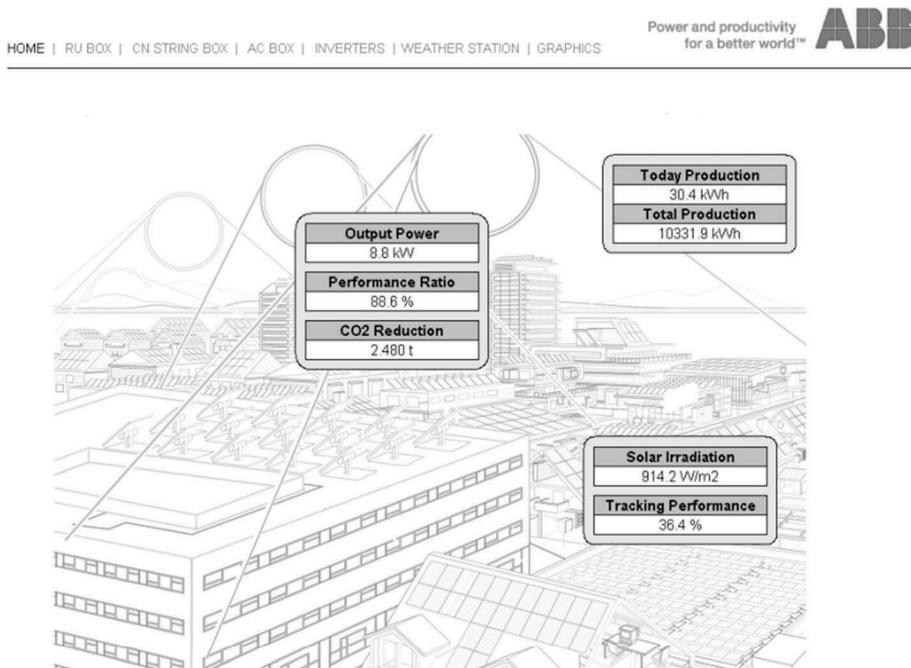


Figura 3. Visualización del sistema de control, monitorización de la planta de autoconsumo.

## RESULTADOS

Los resultados del autoconsumo fotovoltaico han sido muy positivos, excediendo las previsiones de generación en los primeros meses. El ahorro equivalente supone un 2% del consumo de energía del edificio, aunque en momentos de baja demanda y máxima producción puede alcanzarse una penetración solar de superior al 10%. Se estima que la inversión realizada puede tener su retorno en 11 años, con una tasa interna de retorno del 12%. La reducción de emisiones, hasta el momento, durante los 4 meses de operación ha sido sobre 10,5 MWh, con un ratio de 0,255 tCO<sub>2</sub>/MWh equivalentes a 2,7 tCO<sub>2</sub> evitadas y se estima que anualmente evitará la emisión de más de 5 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Con el uso de vehículo eléctrico, se han obtenido por ahora resultados en la reducción de costes de desplazamiento en taxi por parte de empleados en labores comerciales, facilitado esto por el aparcamiento en zona hora. Se estima que el coste del renting del vehículo puede amortizarse con 13 visitas comerciales mensuales. Este es un beneficio económico del vehículo, que supone ahorro en el coste de desplazamiento, junto con la reducción de emisiones locales, al ser un vehículo 100% eléctrico. Considerando unas emisiones de 150 g CO<sub>2</sub>/km, al menos se evitará la emisión de 22 kg de CO<sub>2</sub> mensuales mediante el uso del vehículo.

Es relevante el cálculo de potencia necesaria para el puesto de carga, puesto si implicara superar la potencia contratada, aumentaría el coste. Alternativamente puede realizarse la carga sólo cuando hay disponibilidad de potencia entre el consumo del edificio y la potencia contratada, esta gestión inteligente de la carga, evita costes adicionales. El uso de un sistema de autoconsumo fotovoltaico permite utilizar la potencia inyectada en la red interior para el cargador de vehículo. En el caso que nos ocupa no ha habido necesidad de ampliar la potencia contratada ni de controlar los momentos de carga de vehículo, y aunque el autoconsumo no alimenta el cargador de coche eléctrico, podría cubrir el 50% de la potencia de carga en los momentos de máxima producción.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Este proyecto es un ejemplo de rehabilitación enfocado en la integración de energía solar fotovoltaica y carga de vehículo eléctrico, de una manera inteligente, como parte de las Smart Grids. La integración de energía fotovoltaica, permite reducir el consumo neto de la red por parte del edificio, es decir, el coste de suministro. Además, al suministrar parte de la energía libre de emisiones.

Siguientes pasos en la evolución como Smart Building y en relación con las Smart Grids, puede ser:

- Incrementar la cuota de generación renovable e integrar la misma en la red mediante balance neto si se regula correctamente
- Incrementar los puntos de conexión de vehículo eléctrico a las plazas de parking de empleados según vaya extendiéndose el uso de vehículos
- El uso del almacenamiento eléctrico del vehículo para el consumo del edificio, de manera bidireccional.
- La gestión del consumo siguiendo la información de precio eléctrico en tiempo real (a partir del contador electrónico) ya que actualmente se basa en los precios por periodos (P1-P6)
- La posibilidad de funcionar como microrred en caso de falta de disponibilidad de la red, mediante el uso del generador de emergencia diésel, la generación fotovoltaica y el almacenamiento en vehículo eléctrico

El proyecto demuestra que los beneficios económicos, ambientales y sociales de las medidas presentadas compensan los costes y pueden ser replicados en otros edificios similares.

La evolución hacia un Smart Building, como la evolución hacia una red más inteligente o Smart Grid no llega nunca a ser completa, es un proceso de mejora continua, que en el caso del edificio no acaba con el consumo de energía nulo, siempre podrá ser más inteligente la gestión del edificio para mejorar el confort y la accesibilidad, a la vez que se reduce el consumo, produciéndose excedentes de generación destinados a movilidad o a la red eléctrica.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la colaboración de las empresas que han participado junto con ABB en el proyecto de autoconsumo y la empresa suministradora del vehículo eléctrico.

## REFERENCIAS

- United Nations, 2007, Buildings and Climate Change Status, Challenges and opportunities, United Nations Environment Programme, Paris.
- European Commission, 2006, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential
- Colmenar-Santos, A., Terán de Lober, L. N., Borge-Diez, D & Castro-Gil, M., 2013, Solutions to reduce energy consumption in the management of large buildings, Energy and Buildings, no. 56, pp. 66-77.
- European Copper Institute, 2013, The scope for energy and CO2 savings in the EU through the use of building automation technology

# ¿LOS CONTADORES INTELIGENTES BENEFICIAN A LOS CONSUMIDORES?

**Francisco Puente Salve**, Director de Proyectos, Escan S.L.

**Resumen:** En diciembre de 2014, el 35% de las familias españolas dispondrán de un medidor inteligente en sus viviendas, de acuerdo al Plan Nacional de Sustitución de Contadores. En esa fecha, las eléctricas habrán instalado un medidor inteligente (o *smart meter*) con capacidad de telegestión a 9 millones de hogares. Sin embargo, todavía existe un debate sobre los beneficios que supone para el consumidor y la empresa energética la implantación de estos medidores, los aspectos económicos derivados de su instalación y la seguridad en la transmisión de la información. El proyecto USmartConsumer aborda todas estas cuestiones, en colaboración con la CNMC, empresas eléctricas, administración pública, fabricantes y representantes de los consumidores.

**Palabras clave:** Medidor, Inteligente, Smart, Consumidor, Distribuidora, Eléctrica, Comercializadora, Plan, Telegestión, Smart Consumer

## LA IMPLANTACIÓN DE LOS MEDIDORES INTELIGENTES

La instalación de medidores inteligentes supone un salto tecnológico sin precedentes en los sistemas de medición y facturación de las empresas energéticas. Los medidores electromagnéticos tradicionales (tipo Ferrari) y las redes de distribución actuales fueron diseñados prácticamente en toda Europa tras la finalización de la Segunda Guerra Mundial, por lo que parte de sus estructuras y equipamientos presentan una obsolescencia evidente.

A pesar de que la sustitución de los viejos sistemas por otros más modernos es una necesidad evidente, la nueva tecnología a utilizar (*smart* o “inteligente”), requiere de un análisis profundo en sus aspectos técnicos, económicos, industriales, regulatorios y medioambientales, así como en la seguridad de la información personal transmitida o los beneficios que deben aportar simultáneamente a las empresas energéticas y al consumidor final.

El planteamiento para abordar todos estos factores es tan diverso, que cada país europeo ha empleado un enfoque diferente para enfrentarse al reto. No obstante, existen dos estímulos principales que han promovido la instalación de los medidores, con mayor o menor grado de avance en cada uno de los países de la UE. Por un lado, algunos estados han establecido obligaciones legales y regulatorias dirigidas fundamentalmente a las empresas energéticas, normalmente distribuidoras, mediante planes nacionales de implantación de medidores inteligentes. En otros países el estímulo ha sido el desarrollo del propio mercado, promovido por estudios de viabilidad favorables realizados por las propias empresas energéticas, pero sin existir una obligatoriedad legal en la instalación de los nuevos equipos.

En función de estos dos desencadenantes, los países pueden dividirse en “dinámicos” si disponen de marco regulatorio y un mercado en claro desarrollo, “conductores del mercado” si su avance se debe al mercado, pero no disponen todavía de regulación definitiva, o “ambiguos” si disponen de regulación pero el mercado se desarrolla con lentitud. Otros países se denominan “ondulantes” o “rezagados” si están comenzando su desarrollo, o si todavía no es un asunto abordado en el país, respectivamente.

En la siguiente imagen (Fig. 1) se representan los países de la UE en función de la existencia de marco legal y regulatorio, en el eje de abscisas, y desarrollo del mercado, en el eje de ordenadas.

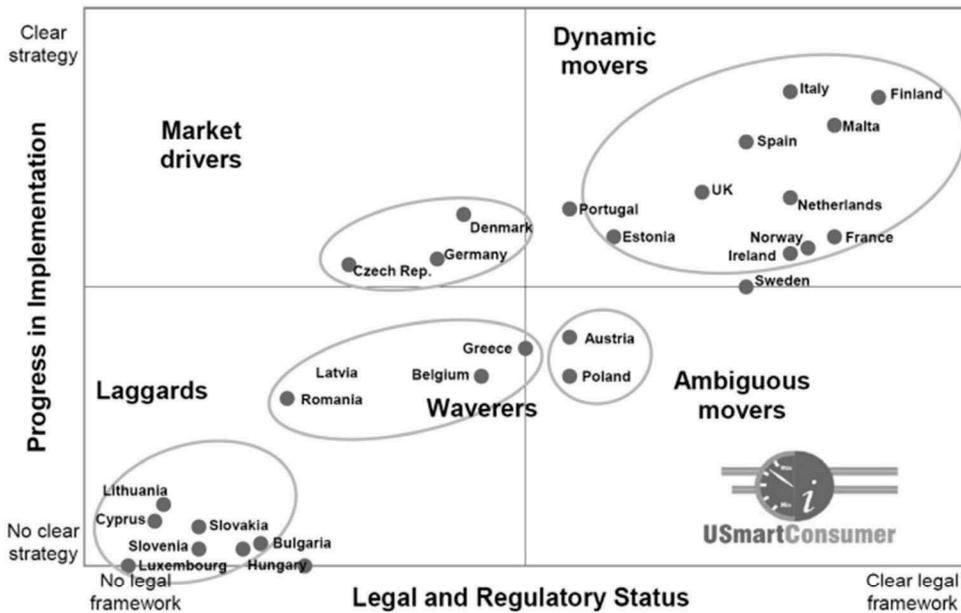


Figura 1. Avance en la instalación de medidores inteligentes en los países de la UE27, año 2013.

## EL PLAN NACIONAL PARA SUSTITUCIÓN DE LOS MEDIDORES

La ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, disposición adicional primera, establece el Plan de sustitución de equipos de medida. Esta regulación establece que todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW (afectando a la mayoría de los hogares españoles) deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.

El número de equipos que deberán ser sustituidos por cada una de las compañías distribuidoras se establece como un porcentaje del total del parque de contadores de medida de cada una de dichas empresas para este tipo de suministros y deberá ajustarse a unos valores establecidos que se señalan para cada intervalo de tiempo. En total, en 2018, se habrán sustituido 27 millones de contadores.

La ORDEN IET/290/2012, de 16 de febrero, motivada por la falta de equipos de medida en el mercado que cumplieren los requisitos exigibles, modifica la ORDEN ITC/3860/2007 estableciendo los plazos vigentes actualmente para las eléctricas (Fig. 2):

- Antes del 31 de diciembre de 2014 deberá sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- Entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 deberá sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 deberá sustituirse un 30 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

Los equipos de medida que se instalen deberán cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y el cliente podrá optar por instalar los equipos en régimen de alquiler o bien adquirirlos en propiedad.

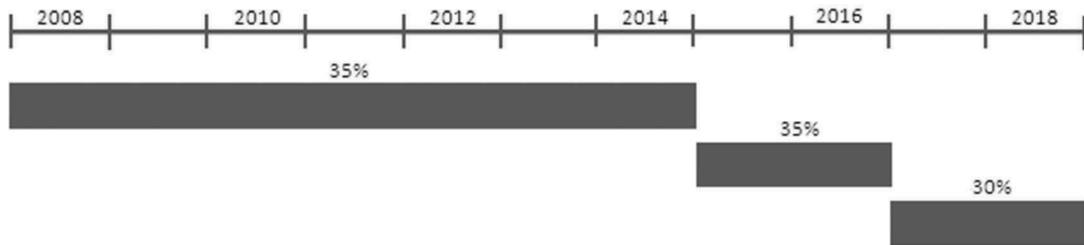


Figura 2. Periodos para la sustitución de contadores inteligentes en España (ORDEN IET/290/2012).

## CONSUMIDORES Y MEDIDORES INTELIGENTES

En los análisis y estudios que se llevan a cabo por los organismos públicos y reguladores, previo a la instalación de medidores inteligentes, deben considerarse los beneficios que van a suponer estos nuevos equipos para los consumidores, así como sus capacidades y características. Estas consideraciones pueden revelarse como críticas en el desarrollo equilibrado y razonable de un plan para la instalación de los nuevos contadores.

Las experiencias de otros países y mercados europeos y extracomunitarios, hacen que sea muy conveniente que las políticas y marcos regulatorios consideren al menos los siguientes aspectos:

- Precios, demanda y facturación al cliente: las implicaciones para el cliente de los nuevos precios que pueden ofrecerse y el impacto por grupos de consumidores. En particular, como se puede facilitar la elección de la mejor tarifa al consumidor y cómo pueden conseguir estas tarifas. También las consideraciones sobre los productos de gestión de la demanda, como la nueva información que debe ser descrita en las facturas emitidas a clientes.
- Acceso del cliente, compromiso y ahorro energético: los nuevos medidores ofrecen oportunidades para beneficiar al cliente, pero únicamente es posible este beneficio si los consumidores y las comunidades se implican y comprometen suficientemente. Esto implica aspectos de privacidad, consentimiento, resolución de conflictos y la forma de ofrecer la información vía papel, internet, pantallas (displays en hogares), tabletas, teléfonos inteligentes y otros medios.
- Aspectos técnicos y de seguridad: debido al gran número de clientes que se verán afectados por la sustitución del medidor en un intervalo relativamente corto de tiempo, la instalación masiva de medidores de energía eléctrica deberá prestar especial atención en aspectos técnicos, de salud pública y de seguridad.

Todos estos factores hacen recomendable que se establezca desde un primer momento la colaboración de todos los agentes del mercado, con especial consideración hacia las organizaciones de consumidores. Evitar este dialogo podría ralentizar este proceso de innovación y regulación, reduciendo los estímulos existentes para lograr los objetivos.

## ESTUDIOS DE MERCADO Y SEGMENTACIÓN

A la hora de ofrecer servicios innovadores a partir de la información que generan los medidores inteligentes, es preciso realizar estudios de mercado con segmentación para conocer las necesidades específicas de cada grupo de consumidores (Fig. 3). No todos los hogares tienen las mismas necesidades, y por tanto debe conocerse cuál son los intereses de cada cliente en concreto, cómo puede beneficiarse de la información sobre su consumo y qué servicios adicionales pueden ayudarle a modificar la pauta de consumo, reduciendo así su factura eléctrica.

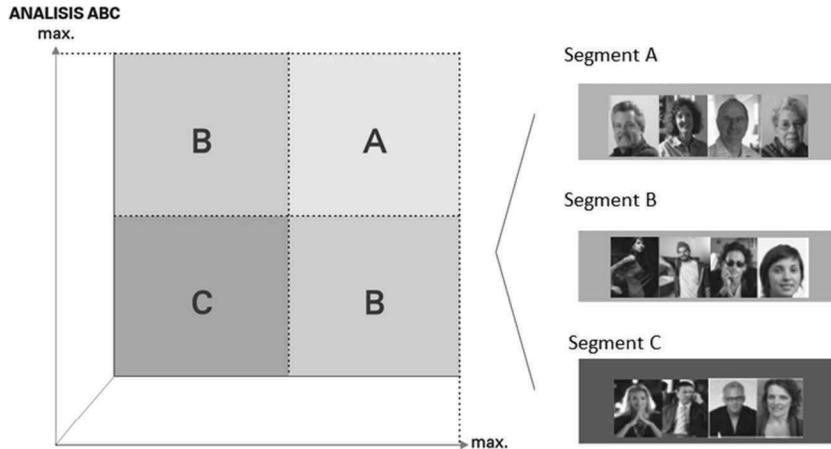


Figura 3. Estudio de mercado de consumidores de electricidad y segmentación.

Estos estudios generan el conocimiento de los intereses de los grupos de consumidores y su percepción sobre los nuevos contadores eléctricos. Los datos recopilados a través de diversos medios, como cuestionarios o bases de datos, permite conocer con un alto grado de detalle qué información, con qué formato y mediante qué medio, debe entregarse a un cliente. Puede servir de ejemplo la elaboración de un informe personalizado de consumo energético a un cliente, basado en su forma de vida y los datos de su propio consumo generados a través del medidor inteligente.

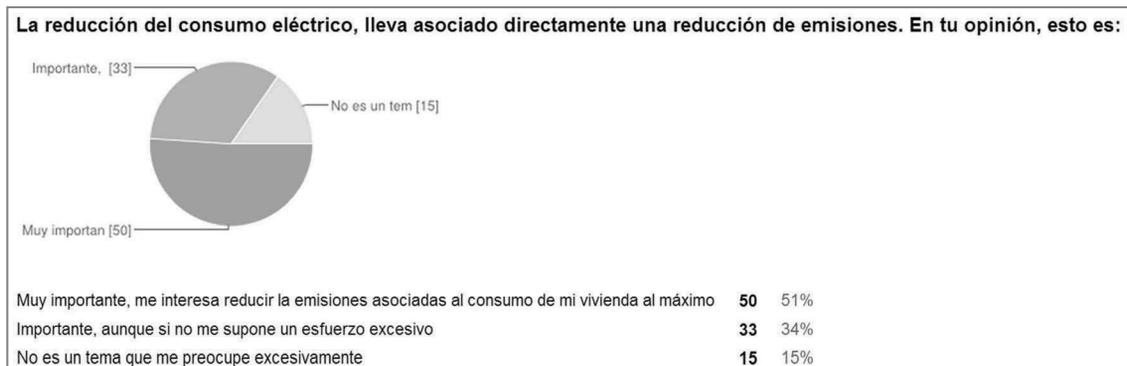


Figura 4. Generación de conocimiento a través de estudios de mercado.

El proyecto USmartConsumer ([www.usmartconsumer.eu](http://www.usmartconsumer.eu)), coordinado en Europa por la consultora energética Escan, tiene como objetivo lograr el beneficio mutuo de empresas energéticas y consumidores, analizando y ofreciendo soluciones a todos los aspectos indicados en esta publicación.

## AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer las aportaciones realizadas por responsables y profesionales de la Comisión Nacional del Mercado de la Competencia (CNMC), las 5G eléctricas, fabricantes de equipos, Confederación de Consumidores y Usuarios, Organización de Consumidores y Usuarios (OCU), telecom, empresas de soluciones software y medios de comunicación digitales, así como por su disposición a la colaboración y el diálogo. También mi reconocimiento al trabajo de todos los partners del actual proyecto USmartConsumer y del previo SmartRegions, aportando una visión real de la situación en la UE.

# PARTICIPACIÓN ACTIVA DEL CONSUMIDOR EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

**Luis Molero Castro**, Responsable de Desarrollo de Negocio Industry & Society, Ericsson España S.A.  
**Miguel Angel Recio**, Responsable Soluciones Smart Home, Ericsson España S.A.

**Resumen:** Además del resto de beneficios de las Smart Grids (como integración a gran escala de fuentes de energía renovables, o la posibilidad de ofrecer nuevos servicios como autogeneración o carga de coche eléctrico), las redes energéticas inteligentes facilitarán también la participación activa del consumidor, mediante la integración de dispositivos y sensores (contadores, actuadores, y otros dispositivos inteligentes), el desarrollo de protocolos abiertos de comunicación, y la disponibilidad de lógica avanzada (business analytics y big data) que permita a los consumidores gestionar su consumo energético de manera eficiente.

**Palabras clave:** Smart Home, HAN, ZigBee, Contador, Eficiencia Energética

## INTRODUCCIÓN

Un hogar inteligente (Smart Home) es un hogar que puede ofrecer niveles incomparables de comodidad y valor añadido a sus habitantes; donde los diferentes sensores, actuadores y dispositivos están conectados entre sí y pueden ser local y remotamente accesibles desde cualquier lugar, de forma unificada y conveniente, desde un smartphone, tablet o PC; en la que los datos generados en el hogar, junto con los datos procedentes de fuentes externas (redes sociales, sensor 3PP, etc.) pueden ser procesados utilizando potentes herramientas de análisis de negocio, para el beneficio de todas las partes interesadas; y cuando el intercambio de información y de los flujos económicos entre todos los participantes del mercado se habilita, permitiendo materializar el verdadero potencial de un ecosistema abierto del hogar inteligente.

Según Berg Insight (Smart Homes and Home Automation, M2M Research Series 2013), los sistemas de hogar inteligente pueden ser agrupados en seis categorías principales: sistemas de gestión de energía y sistemas de climatización; sistemas de seguridad y control de acceso; sistemas de iluminación, ventanas y control de aparatos domésticos; electrodomésticos; sistemas audiovisuales y de entretenimiento; y la asistencia sanitaria y los sistemas de vida asistida. El mercado europeo de sistemas inteligentes para el hogar se encuentra todavía en sus primeras etapas en términos de penetración y de madurez del mercado, y unos años por detrás del mercado de EEUU. A finales de 2012, hubo un total de 1,06 millones de sistemas de Smart home en uso en los países de la UE27+2, y en torno a 1,45 millones de hogares inteligentes a finales de 2013. Se prevé que crezca la penetración de hogares inteligentes a una tasa compuesta anual del 56,0 por ciento en los próximos cinco años, para llegar a 17,4 millones de sistemas en 2017.

Ericsson ofrece una solución de hogar inteligente denominada Smart4Society. La propuesta de Ericsson se centra en torno a una plataforma horizontal de entrega y orquestación de servicios multi-aplicación. De esta manera, las distintas funcionalidades se pueden reutilizar entre diferentes aplicaciones verticales, desde la eficiencia energética hasta la automatización del hogar y la seguridad, lo que permite la consecución de eficiencias de costes importantes a través de la reutilización de componentes, y al mismo tiempo permite ofrecer funcionalidades compartidas entre distintos dominios de aplicación. Por ejemplo, un sensor de movimiento se puede utilizar:

- Para fines de eficiencia energética, permitiendo la regulación del sistema de calefacción en función de la existencia de personas en el hogar
- Para ofrecer servicios de vida asistida, siendo capaz de desencadenar una alerta cuando no hay movimiento en una casa durante un cierto período de tiempo

- Por motivos de seguridad, activando una alarma si hay un movimiento inesperado en la casa

Esta plataforma de servicios actúa a través de un nodo que actúa de una pasarela en el hogar. Esta arquitectura de servicio ya está integrada con un conjunto de productos comerciales que ya están disponibles para poder conectar y automatizar el entorno del hogar.

Smart4Society es una plataforma abierta basada en la nube, que permite crear y desplegar soluciones a medida en base a las necesidades de negocio de los diferentes actores que participan en la sociedad en red (Networked Society):

- Mercados Verticales: aplicaciones de marca blanca en los dominios de eficiencia energética, domótica, seguridad, localización y e-health. Estos servicios pueden ser personalizados con el look & feel del cliente. Ericsson ofrece tanto la posibilidad de hostear los servicios en una plataforma compartida entre varios clientes, o desplegar una plataforma independiente para cada cliente.
- Operadores Telco: la arquitectura abierta de la plataforma de Ericsson permite el desarrollo de nuevos servicios dirigidos a mercados verticales donde las comunicaciones aportan un alto valor añadido
- Desarrolladores: El modelo de arquitectura abierta y un conjunto de APIs ayudan a que nuestros clientes puedan desarrollar nuevos servicios propios sobre la base de los recursos existentes, lo cual permite conseguir objetivos de reducción de costes y un menor tiempo de comercialización (time to market).

Smart4Society es una solución basada en una pasarela desplegada en las instalaciones del usuario final, que se comunica con sensores tales como contadores / sub-contadores, cámaras y paneles de seguridad. Tanto el control como la información de los dispositivos están disponibles para que el usuario acceda desde un portal web o una aplicación móvil.

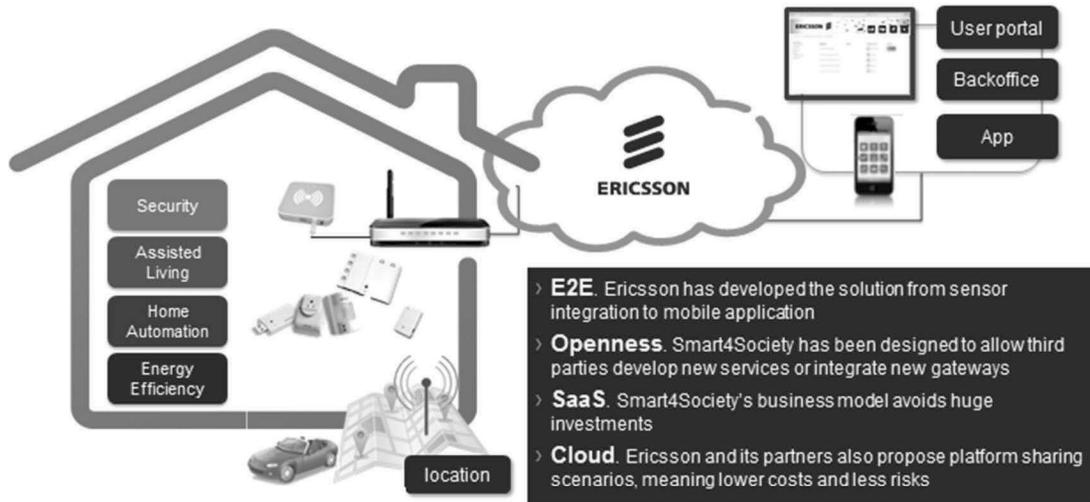


Figura 1. Solución Smart4Society de Ericsson.

Smart4Society también incluye capacidades de localización. Un dispositivo plug & play instalable en el coche permite que los usuarios puedan monitorizar la posición y estado del vehículo, y recibir alertas asociadas a un posible uso fraudulento del mismo. Dado que la solución Smart4Society es abierta, nuevos dispositivos y otros servicios de valor añadido pueden ser fácilmente desarrollados y desplegados, reutilizando el core de la solución: seguimiento de mascotas y personas mayores, control parental, monitorización de enfermos crónicos, etc.

Desde el punto de vista del usuario, él / ella recibirá un paquete que contiene la pasarela del hogar, la cámara y otros sensores (enchufes inteligentes, detectores de movimiento, sensores de apertura y

cierre, detectores de humo, pinzas amperimétricas, etc.). La pasarela del hogar es independiente de la tecnología de acceso a utilizar, por lo que no es necesario realizar ninguna configuración en el router de comunicaciones. La conexión de la pasarela al router se realizará mediante un proceso de auto-provisión: él / ella introducirá el identificar del pack (MAC o número de serie de la pasarela) y la plataforma configurará de manera remota los dispositivos. Una vez configurada la pasarela del hogar, se solicitará al usuario que encienda los dispositivos. Todo este proceso se realiza de manera automática, y en un par de minutos el servicio de hogar inteligente estará listo para su uso. Si el usuario ha contratado el servicio de la eficiencia energética, puede haber recibido también una pinza amperimétrica o un interruptor de relé DIN. Estos tipos de dispositivos son fáciles de instalar, aunque la empresa de servicios puede considerar la posibilidad de ofrecer un servicio de instalación.

Desde la perspectiva del proveedor de servicios, la pasarela del hogar es un excelente caballo de Troya para poder ofrecer al usuario servicios adicionales. Estos nuevos servicios se basan en la misma pasarela, la misma plataforma en la nube, y el uso de las mismas API existentes. En otras palabras, el esfuerzo de desarrollar un nuevo servicio se reduce a la elaboración de un portal web dedicado, una aplicación móvil dedicada y, si es necesario, la integración de nuevos sensores.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

En base a la solución Smart4Society indicada, Ericsson ofrece a sus clientes un servicio de hogar inteligente gestionado extremo-a-extremo, incluyendo las siguientes características y funcionalidades:

- Multi-localización: varias pasarelas en diferentes lugares pueden ser asociadas y controladas por el mismo usuario.
- Eficiencia energética: A través del uso de pinzas amperimétricas u otros dispositivos que permitan monitorizar el consumo de eléctrico, información sobre energía, voltaje, corriente, factor de potencia, etc. pueden ser proporcionados. Interruptores de relé DIN y sub-contadores también pueden ser utilizados, éstos están destinados a ser integrados con la instalación eléctrica doméstica. Por último, los enchufes eléctricos inteligentes pueden encender y apagar de forma remota los aparatos conectados a ellos, así como informar sobre su consumo instantáneo y acumulado.
- Control del hogar: enchufes eléctricos inteligentes que pueden encender y apagar de forma remota los aparatos conectados a ellos, así como informar de su consumo instantáneo y acumulado. Enchufes inteligentes regulables que pueden también controlar la intensidad de la corriente eléctrica, y son adecuados para las luces, pero no para los electrodomésticos. Otros dispositivos de automatización del hogar incluyen sensores de temperatura, humedad, luz, displays, etc.
- Seguridad: la integración y gestión en tiempo real de sensores de seguridad (detectores de movimiento, de apertura y cierre, sensores de rotura de cristales, etc.), y otros tipos de sensores (inundación, humo, gas, etc.). Estos escenarios se pueden manejar en cualquiera de las siguientes dos configuraciones:
  - o Panel de alarmas virtual: la pasarela del hogar se comporta como un panel de alarmas (armar / desarmar / armar parcialmente) e informa en tiempo real de cada evento asociado a los dispositivos.
  - o Panel de alarmas homologado: la pasarela del hogar se integra y gestiona una central de alarmas homologada y sus sensores asociados. Se trata de una solución más robusta, dirigida a un usuario de gama alta y destinado a ser integrado con un servicio de vigilancia y seguridad gestionada proporcionada por una empresa de seguridad
- Video-vigilancia: integración con cámaras IP. La solución soporta diferentes casos de uso:
  - o Streaming en vivo: Los usuarios pueden conectarse de forma remota a la cámara desde un navegador web o una aplicación móvil. A través de esta función, se puede tomar una foto o descargar un vídeo

- Grabación 24x7: Todas las imágenes se pueden almacenar en un disco duro externo conectado a la pasarela del hogar. Por razones de seguridad, esta información es encriptada y sólo se puede acceder desde la plataforma de servicios
- Videos de alerta: Es posible asociar eventos y cámaras. Así, cada vez que ocurre un evento, se puede registrar y almacenar en la pasarela un video que incluya tanto la pre-alarma como la post-alarma. Los usuarios pueden configurar el servicio para recibir un SMS o e-mail con un vídeo o la foto adjunta.
- Localización: Smart4Society también incluye un módulo de localización. El servicio de localización, asociado a un vehículo, puede monitorear la ubicación GPS, la velocidad, el uso no autorizado de vehículos, y también proporcionar funcionalidades de geo-fencing. Dependiendo del módulo OBD utilizado, otros parámetros como el consumo de combustible, las revoluciones y alertas técnicas del vehículo también pueden ser controlados.

Adicionalmente, se incluyen las siguientes funcionalidades:

- Autogestión: Los usuarios finales pueden crear usuarios adicionales (esposa, hijos, empleados, etc.) y administrar sus derechos de acceso a los distintos sensores (sólo lectura, control total, acceso a las pasarelas del hogar, etc.). Además de esto, los usuarios también pueden personalizar su interfaz de usuario, cambiando el nombre de los dispositivos, subiendo un plano de la casa y situando los sensores en dicho plano.
- Motor de Reglas: Cualquier evento se puede controlar e informar al usuario en tiempo real a través de la aplicación móvil y del portal web: Los usuarios recibirán una notificación Push. Los usuarios pueden también definir sus propias reglas de automatización. Por ejemplo: Si la puerta está abierta, ENTONCES encender las luces Y tomar una foto Y enviar un e-mail con la imagen. También es posible configurar reglas periódicas. Por ejemplo: Todos los días a las 7:00 hacer algo durante una hora.
- Generación de informes: los usuarios pueden realizar un seguimiento de cada acceso remoto, evento o acción. También se puede generar un archivo de informe y descargarlo.

En el futuro, la solución propuesta evolucionará incluyendo funcionalidad adicional, como por ejemplo:

- Ecosistema abierto de desarrollo de SW (apps). Con el fin de tener un ecosistema de hogar inteligente verdaderamente abierto, accesible a la comunidad de desarrolladores de todo el mundo, la plataforma de Ericsson proporcionará APIs abiertas, las herramientas de desarrollo adecuadas, los servicios de apoyo necesarios, y la plataforma de habilitación (enabler) técnica y de negocio que faciliten el intercambio de información y los flujos económicos entre todos los actores interesados
- Integración con Redes Sociales. El 73% de los adultos conectados utilizan las redes sociales, y este número se eleva a 90% para los usuarios de entre 18 y 29 años de edad (Fuente: PewResearch Internet Project, septiembre de 2013). La mayoría de los consumidores actúan en base a las recomendaciones o consejos escritos por amigos o personas que siguen, lo que demuestra que la gente valora el contenido recomendado por alguien que conocen. Por otra parte, la interacción humana con las cosas, así como entre las cosas mismas, se puede mejorar considerablemente si somos capaces de aplicar las lecciones aprendidas en el entorno de las redes sociales. De esta manera, las cosas puede tener "amigos", publicar mensajes, seguir feeds de noticias, e incluso chatear con otras cosas y / o personas, lo que mejora la interacción humana con el Internet de las Cosas.
- Open Data y su aplicabilidad en el mercado del hogar inteligente. Open Data es la idea de que ciertos datos deben ser de libre acceso, para que todos los puedan utilizar y volver a publicar lo que quieran, sin restricciones de copyright, patentes u otros mecanismos de control (Fuente: Wikipedia). En el ámbito de los servicios del hogar inteligente, Open Data se refiere a la capacidad de los proveedores de servicios externos para proporcionar servicios de valor añadido a los habitantes del hogar en base a los datos generados por los distintos dispositivos del hogar.

- Big Data & business analytics, entendidos como la capacidad de capturar, validar, almacenar, buscar, compartir, transferir, analizar y visualizar grandes cantidades de datos, lo que permite realizar correlaciones entre datos de distintas fuentes, y establecer las bases para identificar nuevas tendencias y oportunidades de negocio que permitan ofrecer nuevos servicios de valor añadido a los consumidores.

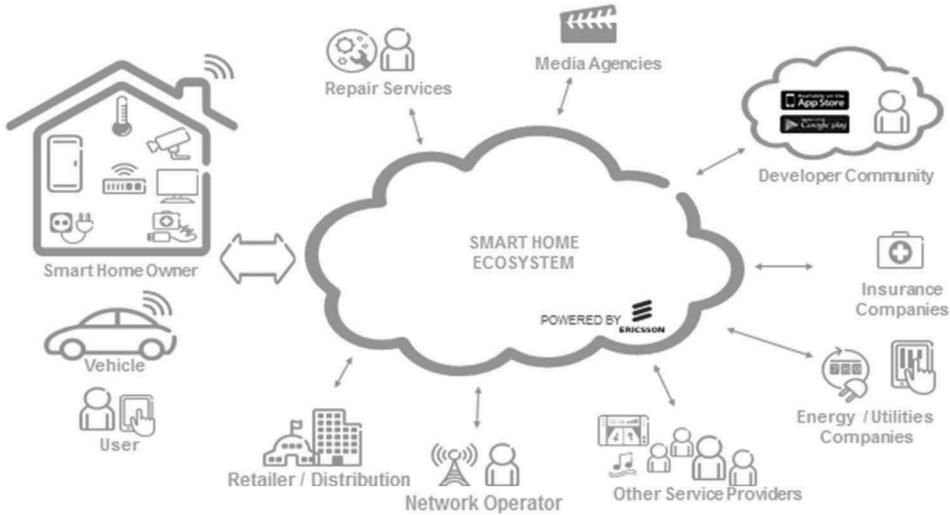


Figura 2. El Ecosistema del Hogar Inteligente.

El siguiente diagrama muestra la arquitectura tecnológica de la plataforma de servicios:

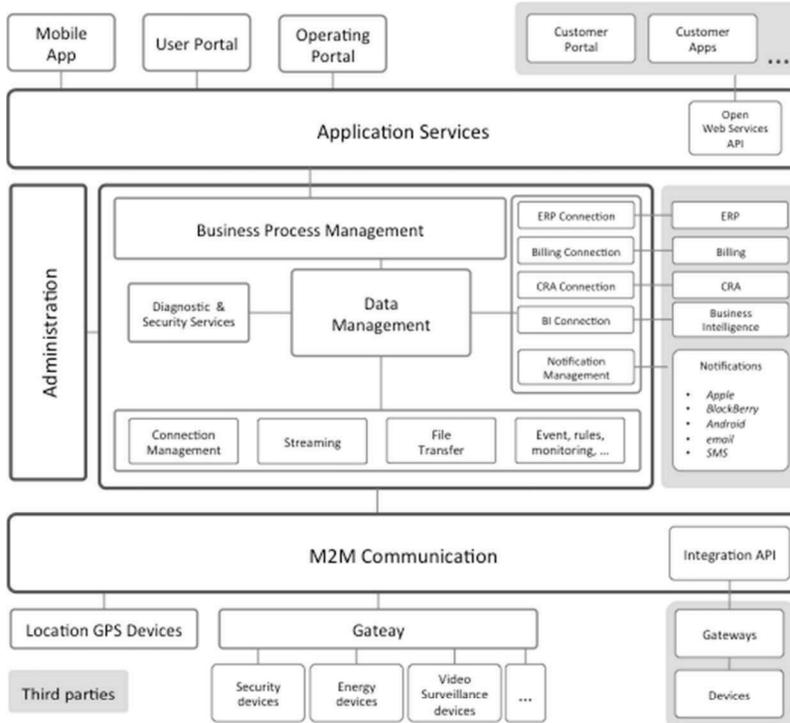


Figura 3. Arquitectura Técnica.

## CONCLUSIONES

Algunos de los principales beneficios de las plataformas de hogar inteligente para las compañías eléctricas incluyen:

- Aumento de la retención de clientes: En un mercado libre competitivo, los servicios de hogar inteligente pueden proporcionar una protección eficaz contra la pérdida de clientes
- Fomenta una cultura más orientada al cliente, que permite a las empresas comercializadoras convertirse en proveedores de servicios energéticos, en lugar de simplemente ser proveedores de electricidad. Esto, a su vez, conduce a una mejor relación con el cliente
- Nuevas fuentes de ingresos por servicios adicionales: Control del hogar, eficiencia energética, seguridad, video-vigilancia, etc. Este hecho ofrece a las empresas comercializadoras de servicios energéticos la posibilidad de jugar un papel fundamental en el mercado de los servicios de hogar inteligente

Adicionalmente, las redes de radiocomunicación de bajo consumo necesarias para los servicios de hogar inteligente también puede ser utilizadas para proporcionar una serie de aplicaciones de smart city, que van desde la iluminación pública hasta los servicios de vigilancia en estacionamientos, vigilancia y seguimiento de ancianos y niños, gestión avanzada de recogida de residuos, riego avanzado, gestión avanzada del tráfico, etc.



Figura 4. Aplicaciones Adicionales de Smart City.

## EMULACIÓN DE DOS MICROREDES OPERADAS CONJUNTAMENTE PARA SU PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

**Pol Olivella Rosell**, Ingeniero de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)  
**Guillem Viñals Canal**, Ingeniero de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)  
**Eduardo Prieto Araujo**, Ingeniero de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)  
**Joan Bergas Jané**, Jefe de Proyectos, CITCEA-UPC (Universidad Politécnica de Cataluña)

**Resumen:** En la siguiente comunicación se presenta el concepto de planta de potencia virtual y una metodología para poder evaluar cuantitativamente sus beneficios si se aplica en la gestión de instalaciones inteligentes con puntos de carga de vehículos eléctricos. Estos vehículos permiten flujo bidireccional de energía mediante la tecnología V2G. Para este fin se ha desarrollado un modelo basado en agentes que permite estimar los patrones de movilidad de los vehículos eléctricos en el futuro; y un sistema de gestión de energía que aprovecha dichos vehículos para reducir los costes asociados a desvíos en el mercado eléctrico. Para asegurar la factibilidad del sistema se ha emulado en una plataforma experimental la respuesta de una instalación a las consignas de un sistema de gestión externo.

**Palabras clave:** Microredes, Mercado Eléctrico Diario, Sistemas de Gestión de la Energía, Virtual Power Plants

### INTRODUCCIÓN

Los últimos avances tecnológicos permiten ahora un mayor control sobre el flujo de energía en las instalaciones interiores, controlando activamente las cargas, los generadores y los sistemas de almacenamiento de energía. Los beneficios cualitativos potenciales de esta capacidad de control han sido ampliamente discutidos e incluyen una mejor gestión de los desvíos, mayor capacidad de participar en los mercados de servicios auxiliares, reducción de pérdidas en las redes de transporte y un uso más eficiente de las instalaciones actuales (Etherden, 2013). Sin embargo, la valoración cuantitativa en términos de beneficios económicos presenta una mayor complejidad, ya que intervienen factores como la legislación, las particularidades de cada instalación y las limitaciones reales de los sistemas de gestión.

Una estrategia de gestión de los recursos distribuidos son las plantas de potencia virtuales (VPP por sus siglas en inglés), que agregan la gestión de diferentes instalaciones. Actualmente muchas instalaciones de generación distribuida son agregadas para su participación en el mercado, obteniendo así un apantallamiento de los desvíos gracias al efecto cartera. Las plantas de potencia virtuales, además de gestionar conjuntamente la participación en el conjunto de mercados eléctricos, tienen capacidad de actuación sobre las instalaciones. Esta capacidad permite una reacción coordinada entre las instalaciones para dar respuesta a las necesidades del sistema e integrar mejor las energías renovables.

Una de las principales oportunidades de negocio para el sector eléctrico es el desarrollo del vehículo eléctrico. Además de los evidentes beneficios ambientales, los vehículos eléctricos tienen la capacidad de participar en la reducción de costes de operación de las instalaciones si se integran en los sistemas de gestión de energía (Ashouri, 2012). Para poder estudiar el impacto de los vehículos, debemos ser capaces de generar escenarios futuros realistas para poder incluirlos en las simulaciones.

El objetivo de este proyecto es formular el problema de gestión de una planta de potencia virtual cómo un problema de optimización y estudiar si éste enfoque presenta beneficios económicos en su gestión de los vehículos eléctricos. Para poder llevar a cabo este estudio, es necesario un modelo de movilidad que nos ayude a predecir el comportamiento de los vehículos eléctricos. Para validar que los sistemas de gestión son factibles, se han llevado a cabo simulaciones experimentales emulando una instalación que recibe sus consignas del sistema de gestión centralizado de la planta virtual.

### SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA

El sistema de gestión de energía (EMS por sus siglas en inglés) de una VPP tiene dos objetivos principales. En primer lugar decidir la energía a negociar en el mercado eléctrico basándose en las predicciones de generación, demanda y vehículos eléctricos. El segundo objetivo es operar los elementos en tiempo real para reaccionar ante los errores de previsión y minimizar su impacto en los costes de operación, así como dar respuesta a los requerimientos de la red. Con este fin el sistema de gestión de la VPP debe tener comunicaciones con las distintas instalaciones que gestiona, lo que añade otro nivel de control en las instalaciones gestionadas. El esquema de una VPP se muestra a continuación.

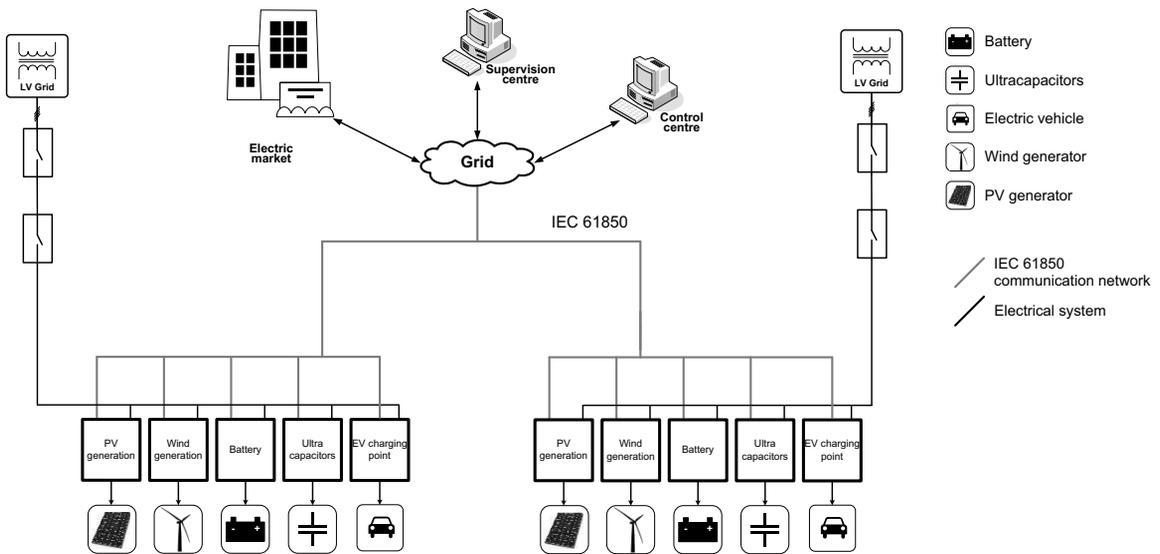


Figura 1. Esquema de una VPP.

En estas instalaciones las comunicaciones más críticas son las de bajo nivel, que conectan los distintos elementos de la instalación. En este nivel se usan comunicaciones SV para enviar datos críticos como tensiones, corrientes o potencias. El protocolo GOOSE se utiliza para las comunicaciones de eventos críticos como la actuación sobre los seccionadores. A un nivel superior, para recibir las consignas del sistema de gestión, tenemos los lazos de control y el sistema de monitorización. El protocolo más utilizado es el MMS para la regulación de las acciones de control. Además, el protocolo SNTP es usado para el control y la sincronización de los eventos de la red.

La determinación de la estrategia de compras en el mercado tiene que hacerse el con un día de antelación, y se plantea en la literatura como un problema de optimización que se soluciona cada vez que presentamos ofertas en el mercado.

## MODELIZACIÓN DEL EMS

El sistema de gestión de energía de una VPP se puede formular como un problema lineal de programación estocástica multi-etapa con recurso. La formulación de estos problemas es la siguiente en su forma determinista equivalente.

$$\begin{aligned} \min f(x) + E_{\rho}[Q(x, \rho(w))] & \quad Q(x, \rho(w)) = \min g(y, w) \\ \text{sujeto a:} \quad Ax = b & \quad \text{sujeto a:} \quad W(w)y(w) = h(w) - T(w)x \\ x \geq 0 & \quad y(w) \geq 0 \end{aligned}$$

Dónde  $x$  son las variables de primera etapa (compras al mercado) y  $y$  son las variables de segunda etapa (gestión de los vehículos eléctricos y desvíos en el mercado).

$\rho(w) = \rho_1(w_1), \rho_2(w_2), \dots, \rho_n(w_n)$  Son los parámetros estocásticos, en este caso la movilidad de los vehículos eléctricos. Se asume que los eventos aleatorios  $w_i$  son independientes entre ellos. Se supone que  $w$  ocurre una sola vez al principio del día (el problema se formula como doble etapa).

$f(x)$  es la función de coste asociada a la participación en el mercado eléctrico y  $E_{\rho}[Q]$  es la esperanza matemática del resultado del problema de optimización de segunda etapa  $Q$ .

Para la formulación extensa del problema los escenarios se han generado mediante simulación ya que la estimación de la función de densidad de probabilidad de  $w_i$  es muy compleja.

Las matrices  $A, W$  y  $T$  y los vectores  $b, h$  se generan pasando a forma estándar las restricciones del problema. El esquema del modelo estocástico se muestra a continuación. En el día D-1 se debe fijar la energía comerciada en el mercado sin saber cómo van a comportarse los vehículos eléctricos en el día D. La línea vertical negra representa el evento aleatorio. En el día D se debe optimizar la gestión de los vehículos conociendo toda la información y tomando los valores decididos en la etapa D-1 como fijos.

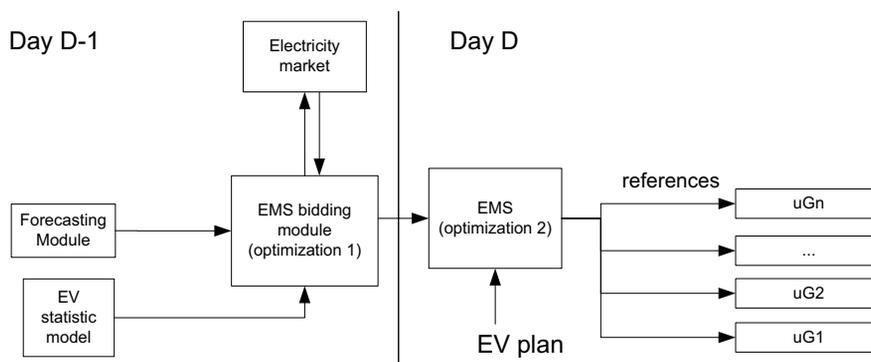


Figura 2. Esquema del problema de optimización estocástica.

## MODELIZACIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

La consideración de los vehículos eléctricos para su simulación en redes de energía inteligentes presenta algunos retos. La movilidad de los vehículos convencionales se ha estudiado de forma agregada para la planificación de infraestructuras, previsión de los niveles de contaminación, etc. Para el caso de su participación en los sistemas de gestión, es interesante que los vehículos se consideren individualmente, ya que la gestión de los vehículos se puede hacer de forma individual.

Para la resolución de un problema de gestión estocástica es necesaria su formulación extensa, lo que implica la generación de escenarios de acuerdo con su probabilidad de ocurrir. En este trabajo se ha desarrollado un modelo basado en agentes (ABM por sus siglas en inglés) que aprovecha las informaciones actuales sobre movilidad agregada de vehículos. Se asume que los patrones de conducta de los conductores presentaran poca variación con vehículo eléctrico respecto a los vehículos convencionales.

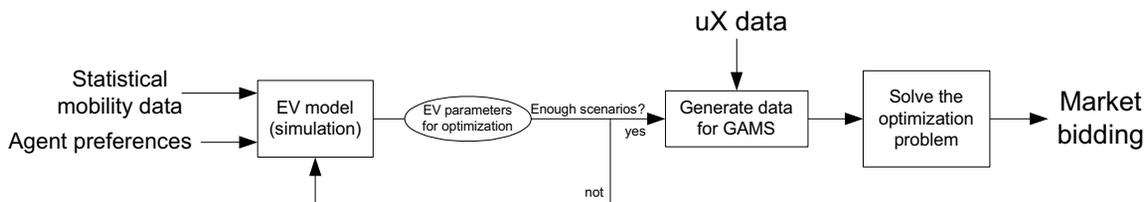


Figura 3. Procedimiento para la simulación.

El modelo permite generar un escenario con el comportamiento de todos los vehículos a lo largo del día: sus salidas y llegadas al nodo de origen y su consumo durante los viajes. Se tienen en cuenta los datos estadísticos existentes sobre el número de viajes diarios, la longitud de los viajes que se realizan en un día, el impacto del tipo de vehículo, las motivaciones de los viajes, etc.

## CASO DE ESTUDIO: RESULTADOS

El caso de estudio que se ha planteado para validar la metodología consiste en dos microredes conectadas a la red principal. Estas Microredes representan edificios y tienen paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, una estación de carga de vehículos eléctricos i cargas. El sistema de gestión de energía solo considera errores de predicción en los vehículos eléctricos. Las potencias pico de la microred se muestran en la siguiente tabla.

	Microgrid 1	Microgrid 2
Peak demand	90 kW	70 kW
Peak PV generation	50 kW	40 kW
Peak Wind Turbine generation	36 kW	42 kW
Amount of electric vehicles and power	10 EVs , 3,68 kW /EV	10 EVs , 3,68 kW /EV

Tabla I. Potencias pico de la microred de estudio.

Los resultados de la simulación se muestran a continuación para un escenario específico. Las potencias positivas son generadas por los elementos y las negativas consumidas. El precio de mercado sigue una curva típica del mercado eléctrico español. En blanco y verde oscuro se muestran las desviaciones respecto a los compromisos en el mercado. El sistema de gestión optimiza las compras para el conjunto de escenarios posibles, por lo que los desvíos en los escenarios particulares son habituales.

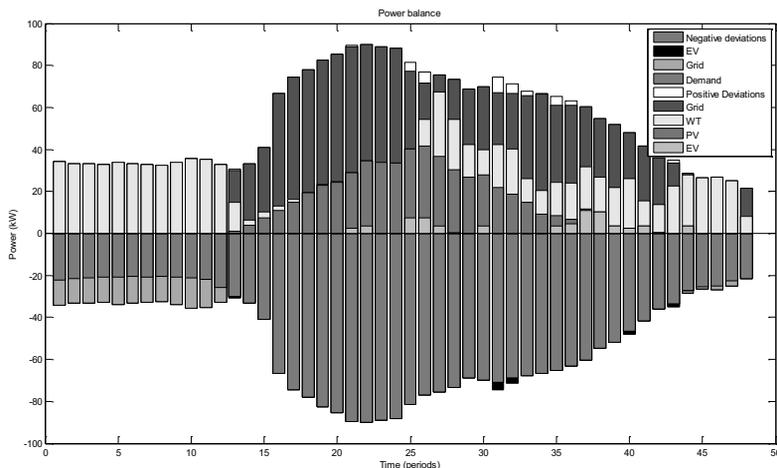


Figura 4. Flujo de potencias en un día para un escenario determinado.

Las ventajas de las plantas de potencia virtuales en cuanto a los vehículos eléctricos se refiere son que puede modificar las estrategias de carga de los vehículos para atenuar las desviaciones. Este efecto se presenta en la siguiente imagen, donde se comparan los costes sin la gestión no agregada (azul) y con la gestión agregada (rojo).

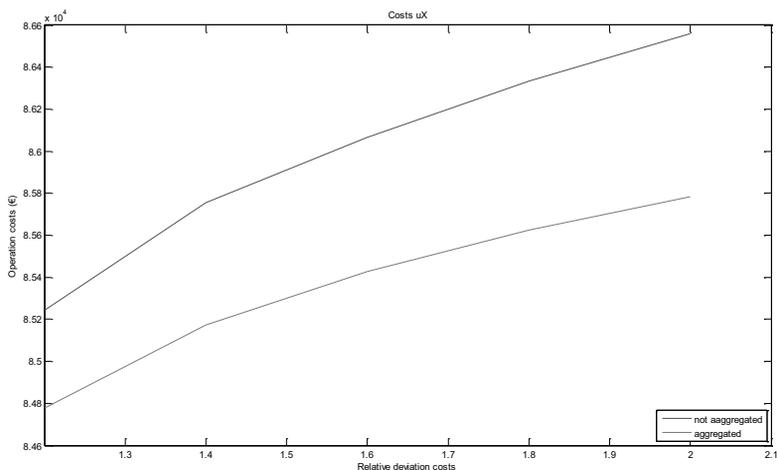


Figura 5. Beneficios económicos de una VPP.

La gestión de las instalaciones mediante una VPP implica una reducción de los costes. La reducción se incrementa a medida que lo hace la penalización por desvíos (eje de abscisas). En el caso de estudio el valor relativo de la reducción es pequeño respecto a todos los costes, pero con diez vehículos por microred supone un ahorro de 300€/día.

## Plataforma de emulación

Para la emulación del sistema se ha implementado una sola microred, ya que se desea validar que las consignas generadas por la VPP pueden ser consideradas en los lazos de control de la microred.

El sistema consiste en tres convertidores monofásicos de 1,5 kW que funcionan como emuladores y reciben las consignas de potencia activa y un convertidor de 5 kW que funciona como fuente de alimentación y mantiene la tensión del bus DC a 400 V. El controlador de la plataforma de emulación opera los convertidores y captura los datos. El esquema del sistema se muestra a continuación.

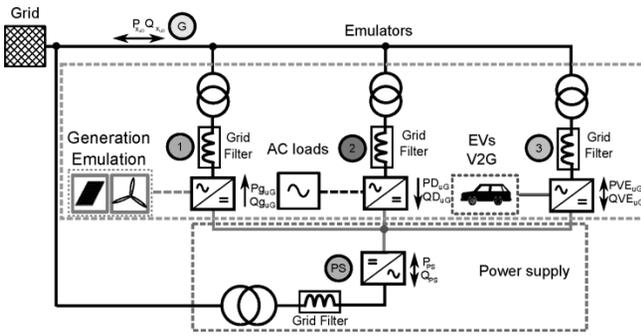


Figura 6. Esquema eléctrico del sistema de emulación.



Figura 7. Imagen del montaje experimental.

Los resultados del seguimiento de las consignas se muestran a continuación.

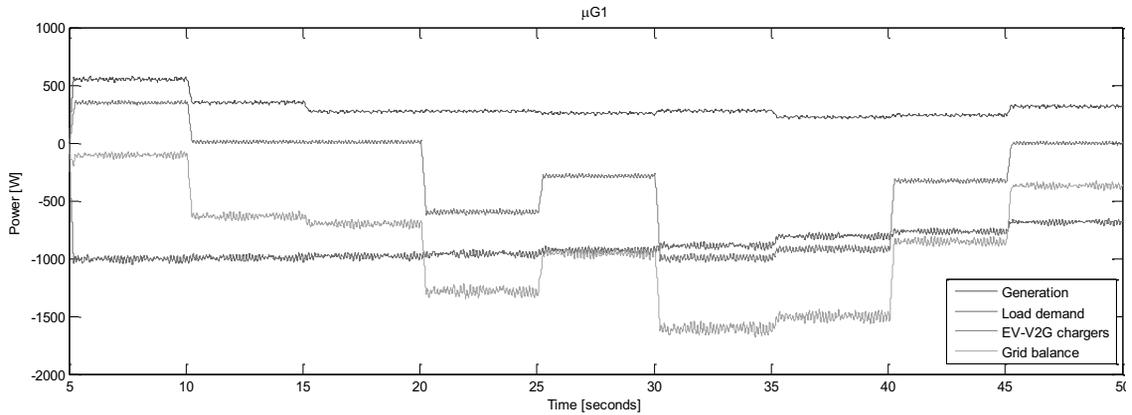


Figura 8. Resultados experimentales de los convertidores.

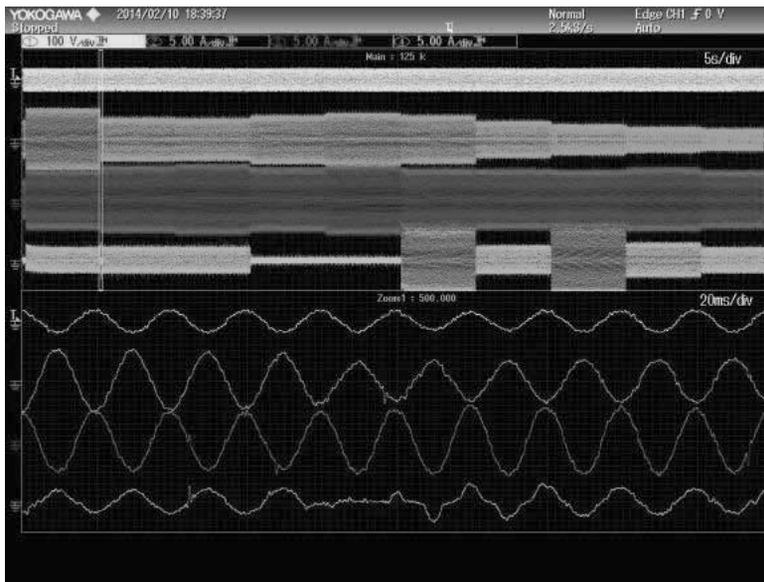


Figura 9. Resultados experimentales de los convertidores.

El sistema puede seguir sin problema las consignas externas sin comprometer la estabilidad de la microred por lo que la gestión centralizada de varias instalaciones es viable técnicamente.

## CONCLUSIONES

En esta comunicación se han presentado los beneficios de las plantas de potencia virtuales para gestionar puntos de carga de vehículos eléctricos. La metodología propuesta tiene dos características importantes. En primer lugar necesita un modelo para generar escenarios con los vehículos eléctricos con un alto nivel de detalle. A medida que la penetración del vehículo eléctrico se incrementa, los proyectos de monitorización de estos vehículos y la realización de modelos permitirán mejorar el sistema de generación de escenarios.

En segundo lugar el problema de optimización estocástica solo considera los datos de los vehículos eléctricos como parámetros estocásticos y se ha formulado como un problema de doble etapa. Plantearlo como un problema de dos etapas supone el caso más favorable y establece una cota superior de los resultados que pueden obtenerse.

El caso simulado tiene únicamente dos Microredes, pero la capacidad del sistema de gestión de minimizar los costes se incrementa a medida que se añaden más instalaciones. Para el caso simulado el beneficio no es menospreciable por lo que un estudio más exhaustivo sería aconsejable.

Es necesario desarrollar metodologías que nos permitan establecer cotas superiores de beneficios asociadas a la inteligencia de las instalaciones.

## REFERENCIAS

- Etherden, N.; Bollen, M.H.J.; Lundkvist, J., 2013, Quantification of ancillary services from a virtual power plant in an existing subtransmission network, Innovative Smart Grid Technologies Europe, vol., no., pp.1,5, 6-9.
- Ashouri, A.; Benz, M.J.; Guzzella, L., 2012, Comparing control strategies for EV and PHEV fleets providing regulation ancillary services, Control Applications (CCA), 2012 IEEE International Conference on , vol., no., pp.739,744, 3-5

# SOLUCIONES DE MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN ENERGÉTICA EN SMART GRIDS INDUSTRIALES. LA SIMBIOSIS DE KALUNDBORG

Alejandro Pérez Ayo, Director Comercial, GridManager Iberia

**Resumen:** La simbiosis de Kalundborg, un ambicioso proyecto de sostenibilidad industrial desarrollado en Dinamarca desde los años 60, puede considerarse como una de las primeras Smart Grids industriales del mundo. En esta comunicación, a través del análisis concreto la Smart Grid de Kalundborg, se pondrá de manifiesto la importancia de las plataformas de monitorización y gestión energética en las Smart Grids Industriales, como herramientas para la gestión activa de la demanda y la racionalización de consumos y costes energéticos.

**Palabras clave:** Smart Grid, Metering, Plataforma de monitorización y gestión, Kalundborg

## LA SIMBIOSIS DE KALUNDBORG

Kalundborg es una pequeña ciudad danesa considerada la segunda mayor concentración industrial de Dinamarca. La ciudad destaca por ser una de las pioneras a nivel mundial en llevar a la práctica el concepto de simbiosis industrial, que procura reducir el impacto sobre el medio ambiente de las actividades industriales desarrolladas.

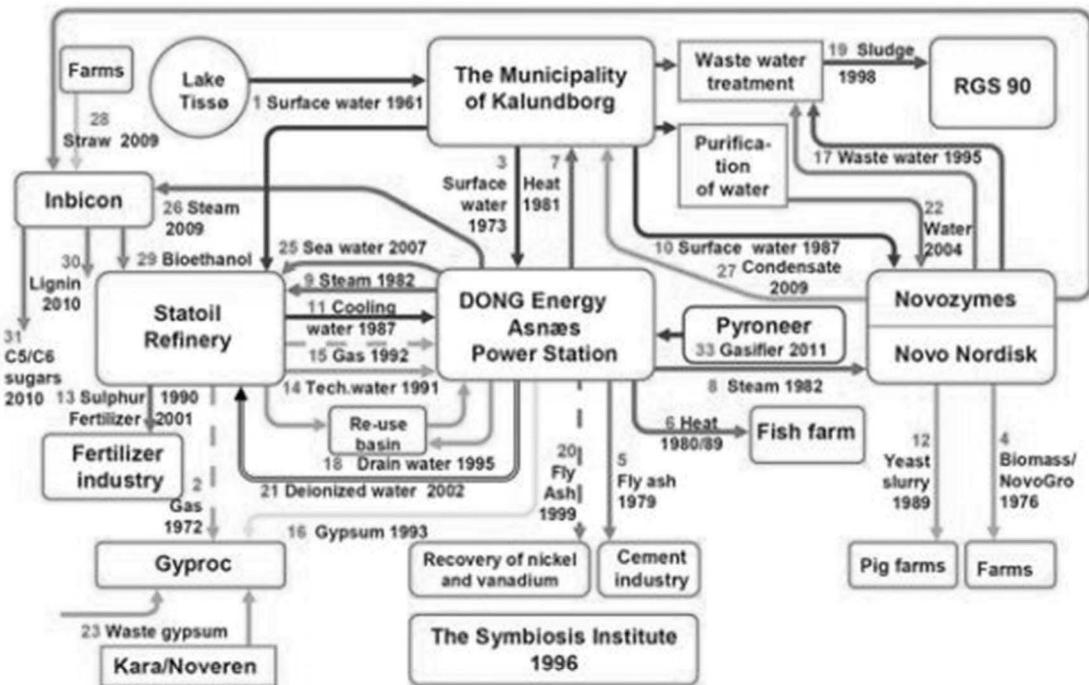


Figura 1. Esquema de intercambios Kalundborg Symbiosis - 1996. Con permiso del autor -Kalundborg Symbiosis Center.

La simbiosis, inspirada en el ciclo de la naturaleza, busca un ecosistema industrial en donde existe un ciclo cerrado que no sólo cubre intercambios energéticos, sino también incluye intercambios de diversas materias, de forma que el subproducto de una industria es empleado como materia prima en otra.

El concepto de simbiosis industrial, que se ha ido desarrollando progresivamente desde los años 60, se basa principalmente en una Smart Grid en la que participan 16 industrias, existiendo 30 canales de

intercambio energético. La propia municipalidad de Kalundborg y su proyecto de Smart City está conectada a la Smart Grid.

Los beneficios aportados por esta colaboración han ido aumentando con los años, no sólo en términos económicos, sino también sociales y medioambientales. El proyecto se ha desarrollado gracias al apoyo de las organizaciones públicas, pero especialmente al esfuerzo y a la voluntad de colaboración entre las empresas involucradas.

La central térmica de Dong Energy, la principal utility danesa, ocupa un lugar central en el esquema de funcionamiento de la Smart Grid, realizando la gestión, control y facturación de suministros e intercambios energéticos, y modulando la producción de electricidad y calor en función de la demanda real de todo el sistema.

GridManager, partner de Dong Energy, provee de soluciones de monitorización y gestión energética, facilitando el funcionamiento tanto de la Smart City, como de la Smart Grid de Kalundborg.

## SOLUCIONES PARA MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN EN SMART GRIDS INDUSTRIALES

Las empresas o consumidores energéticos buscan que la Smart Grid le ofrezca:

- Información acerca de sus consumos y costes energéticos reales, que les permitan entender la demanda energética de sus procesos y poder plantearse estrategias y objetivos de gestión para mejorar su eficiencia, adaptándose a la realidad del mercado energético y de la Smart Grid
- Disponer de la capacidad y las herramientas necesarias de gestionar su demanda de cara a alcanzar los objetivos establecidos, logrando de manera efectiva disminuir sus costes energéticos y su impacto medioambiental

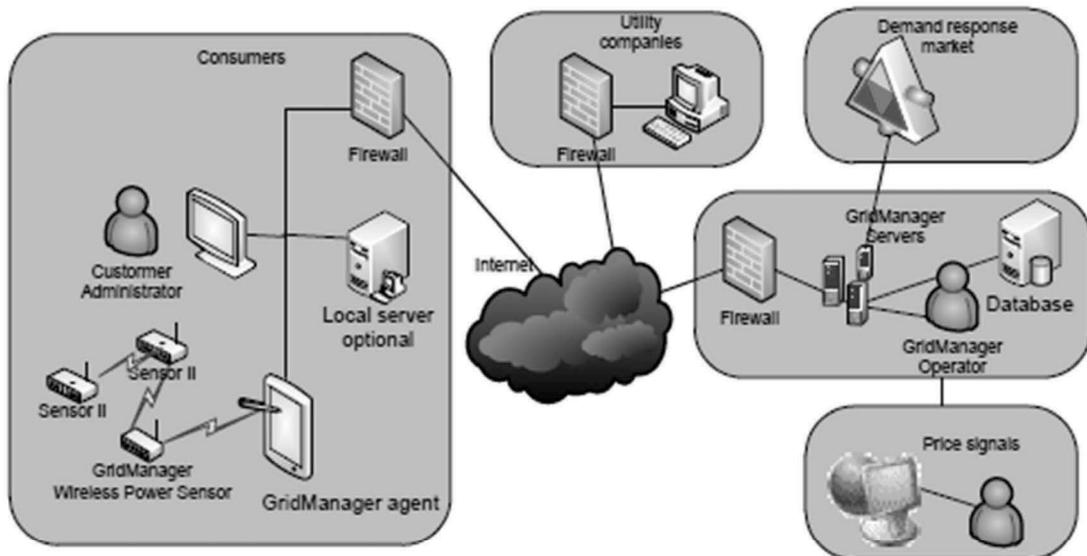


Figura 2. Arquitectura de la plataforma de monitorización y gestión GridManager.

Bajo estas premisas GridManager, en alianza con IBM en Copenhague, desarrolló una plataforma de monitorización y gestión energética con enfoque Smart Grid, cuya arquitectura provee de las siguientes funcionalidades a los distintos integrantes de la red:

- Para la Utility o gestor de la red:
  - o Identificación en tiempo real de consumos eléctricos, térmicos e hídricos
  - o Identificación en tiempo real de producciones e intercambios entre los integrantes

- Automatización de la facturación de consumos e intercambios
- Para los usuarios:
  - Información en tiempo real acerca de consumos e intercambios eléctricos, térmicos e hídricos
  - Determinación del coste real de la energía consumida, tanto mediante compra en mercados horarios POOL, como mediante contratos privados de suministro
  - Determinación de las emisiones de dióxido de carbono reales asociadas a los consumos energéticos
  - Asignación de costes y emisiones a los aspectos energéticos responsables del consumo
  - Integración de datos energéticos en los sistemas del cliente
  - Establecimiento de KPIs (*Key Performance Indicators*) específicos y Benchmarking
  - Gestión de la demanda atendiendo a criterios de coste y otros parámetros

## Información en tiempo real acerca de consumos e intercambios eléctricos, térmicos e hídricos

Los usuarios de la Smart Grid a través de la plataforma disponen de información en tiempo real y con registro minuto a minuto de los consumos y demandas de electricidad (kWh y kW), combustibles (m<sup>3</sup> y kWh), agua o líquidos (m<sup>3</sup>), y producciones térmicas (m<sup>3</sup>, kWh, kCal, T<sup>a</sup> impulsión y retorno). Asimismo pueden visualizar la evolución de otros parámetros como temperatura, humedad, presión, etc. La plataforma provee de informes de consumo a los usuarios, de manera que una vez definido un árbol de consumos, ofrece información acerca del balance energético de la instalación y gráficos de evolución.

## Determinación del coste real de la energía consumida en función de mercados horarios POOL y contratos de suministro privados

Todos los usuarios de las regiones nórdicas y bálticas comparten un único mercado el Nord Pool Spot. La plataforma de gestión se conecta diariamente al Nord Pool y obtiene información acerca de los precios horarios del mercado para el próximo día.

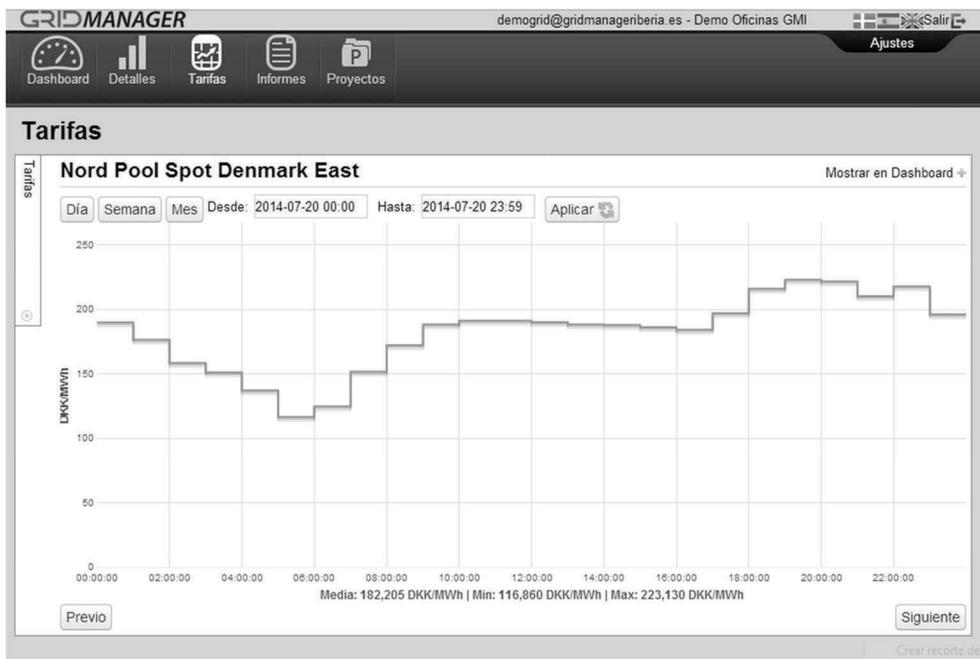


Figura 3. Gráfica plataforma GridManager - Evolución diaria de precios horarios de la energía en el Nord Pool Spot East.

A este respecto, el usuario dispone tanto de información acerca del coste del kWh para cada una de las horas del día, como del coste de sus consumos en tiempo real para cada uno de sus puntos de medida.

Por otro lado las empresas participantes intercambian energías excedentes de sus procesos (agua temperada o vapor) que son económicamente valoradas mediante acuerdos privados entre las partes, siendo la Utility la encargada de la contabilización y facturación de estos intercambios. La plataforma incorpora un canal a través del cual la Utility obtiene información acerca de los precios pactados entre las partes, facilitando el proceso de control y facturación de estos intercambios energéticos.

### Determinación de las emisiones reales asociadas a los consumos energéticos

Energinet.dk es el operador del sistema de transporte y distribución nacional danés para la electricidad y el gas natural. Es una empresa pública dependiente del Ministerio de Clima y Energía. Sus principales tareas son asegurar el funcionamiento eficiente y el desarrollo de la infraestructura nacional de electricidad y gas, así como garantizar la igualdad de acceso para todos los usuarios de la infraestructura. Energinet.dk también juega un papel en el desarrollo de un sistema de energía libre de dióxido de carbono en Dinamarca.

La organización determina, cada 5 minutos y para cada una de las centrales de producción eléctrica y térmica conectadas a la red, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a cada kWh o m<sup>3</sup> consumido por el cliente.

La plataforma está conectada al sistema de información dinámico de la organización Energinet.dk ofreciendo información a cada cliente de las emisiones de CO<sub>2</sub> reales asociadas a sus consumos. En función del árbol de consumos monitorizado en cada cliente, se puede ofrecer detalle de las emisiones por proceso e incluso por unidad de producto en función de la hora y el minuto en el que fue fabricado.

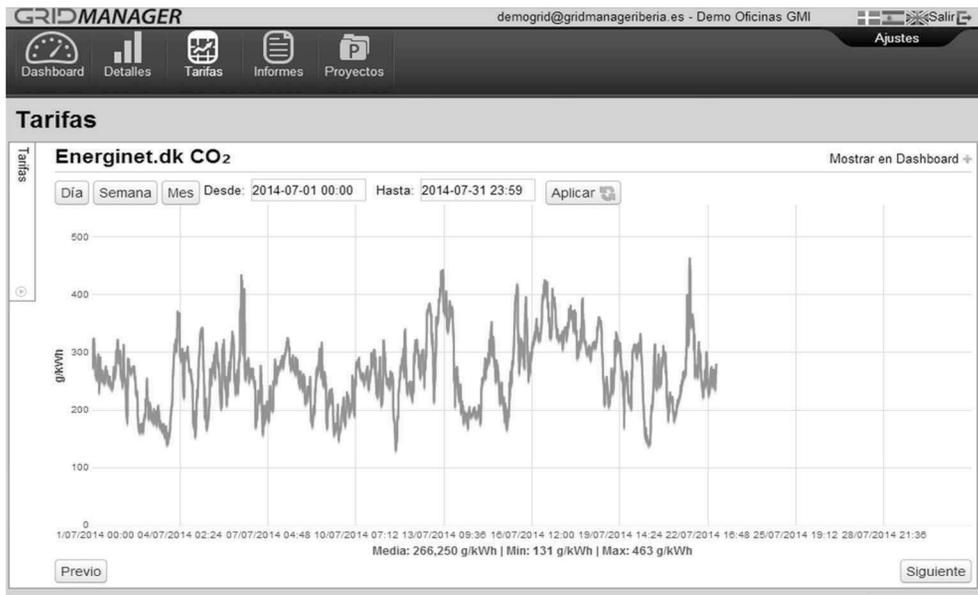


Figura 4. Gráfica Plataforma GridManager - Emisiones CO<sub>2</sub> por Energinet.dk

### Asignación de costes y emisiones a los equipos y procesos responsables del consumo

La plataforma permite la asignación de costes y emisiones para cada uno de los puntos de medición de energía disponibles en la organización del cliente. Así por ejemplo, la mayoría de las industrias disponen de equipos de medición para cada uno de los procesos y subprocesos, obteniendo información de costes y emisiones específicos de cada una de las etapas de sus procesos. El análisis detallado de la información ofrecida por la plataforma permite a las industrias, a través de un mejor entendimiento de los consumos y costes asociados al proceso, el planteamiento de objetivos concretos de ahorro y el

seguimiento de los proyectos de implementación de mejoras, siendo por tanto una herramienta para la mejora de la competitividad.

### **Integración de datos energéticos en los sistemas del cliente**

La plataforma permite, mediante múltiples pasarelas, la conexión y comunicación bidireccional en tiempo real con bases de datos de clientes. Esto facilita por un lado la integración de datos de consumo y emisiones desde la plataforma al sistema del cliente, quien puede asociarlos a sus centros de coste en su sistema de gestión, y por otro lado la integración en la plataforma de datos específicos de los procesos del cliente tales como toneladas producidas o número de piezas fabricadas.

### **Establecimiento de KPIs específicos y Benchmarking**

Mediante la integración de datos con los sistemas del cliente, la plataforma puede alimentarse con datos de proceso específicos del cliente y calcular en tiempo real indicadores energéticos de desempeño diseñados por el cliente. Esto permite tanto establecer objetivos de mejora y realizar su seguimiento, como realizar benchmarking entre procesos o instalaciones. Las industrias gracias a esta información pueden establecer cuadros de mando avanzados con los que realizar un seguimiento exhaustivo de sus procesos desde el punto de vista energético.

### **Gestión de la demanda atendiendo a criterios de coste y otros parámetros**

La comunicación con los equipos de medida de la red es bidireccional. La práctica totalidad de los equipos de medida incorporados en la red, disponen de sistemas que permiten la activación o desactivación de elementos consumidores. Esto permite al cliente establecer desde la plataforma reglas para la racionalización y optimización de consumos. El cliente puede establecer criterios de arranque o parada de equipos y procesos atendiendo a calendarios u horarios, la evolución de precios de mercado, consumos realizados, potencias demandadas, temperaturas y otras variables, realizando una gestión activa de su demanda de cara a la optimización de costes y emisiones.

## **CONCLUSIONES**

La necesidad de mejorar la eficiencia energética y la sostenibilidad en las sociedades actuales requiere de soluciones para la gestión de la energía. Para lograr este objetivo se deben desarrollar redes inteligentes de distribución y consumo que permitan tanto a proveedores como a usuarios aprovechar las sinergias y gestionar la energía atendiendo a la evolución de parámetros tales como disponibilidad, demanda o coste de las energías.

A este respecto, existen casos de éxito probados que, desarrollados a lo largo de décadas en base a la identificación de necesidades y desarrollo de soluciones bajo un entorno colaborativo, podemos analizar, y de los cuales extraer lecciones aprendidas que nos ayuden en la puesta en marcha de las futuras redes inteligentes, aprovechando soluciones y tecnologías ampliamente testadas como base para el desarrollo de nuevas e innovadoras soluciones.

Dentro de la gestión de la energía en redes inteligentes, debemos identificar a los sistemas de monitorización e información energética como las herramientas básicas para el funcionamiento, al dotar de información en tiempo real tanto a productores como consumidores, permitiendo modular producciones y consumos en función de necesidades y costes, procurando por tanto un consumo responsable e inteligente de la energía. El desarrollo de las redes inteligentes está por tanto íntimamente ligado al desarrollo de plataformas de monitorización y control capaces de ofrecer soluciones avanzadas y de uso sencillo a los usuarios.

## **AGRADECIMIENTOS**

Kalundborg Kommune, Susanne Brix y Kalundborg Symbiosis Center.

# CONSUMIDOR ACTIVO DE ENERGÍA: NUEVAS OPORTUNIDADES A PARTIR DEL DATO DE CONSUMO HORARIO DEL CONTADOR INTELIGENTE A TRAVÉS DE TÉCNICAS BIG DATA

**Pep Salas**, Director R+D, Enerbyte Smart Energy Solutions

**Jennifer Carrasco**, Responsable Área de Ingeniería Energética, Enerbyte Smart Energy Solutions

**Stefano Zelco**, Responsable Área de *Consumer Behaviour*, Enerbyte Smart Energy Solutions

**Ivan Solé**, Director Técnico, Enerbyte Smart Energy Solutions

**Roger Segura**, CEO, Enerbyte Smart Energy Solutions

**Resumen:** La incorporación de contadores digitales en el segmento residencial se debe a un cumplimiento regulatorio. Sin embargo, es necesario encontrar una lógica de negocio para un rápido y eficaz desarrollo. La presente comunicación presenta casos reales de utilización de los datos de consumo registrados horariamente para realizar propuestas innovadoras de servicios a los consumidores, como son tarifas personalizadas, ahorro y eficiencia energética, gestión de la demanda, entre otros. Estas nuevas oportunidades mejoran significativamente la relación tradicional entre comercializador y consumidor de energía y son un ejemplo de la importancia de encontrar nuevos modelos de negocio para dinamizar la penetración de la smart grid y lograr los objetivos obligatorios de eficiencia energética, más allá de la mera regulación.

**Palabras clave:** Smart Metering, Big Data, Ahorro Energético, Cleanweb, Gamification, Consumer Behaviour, Liberalización de Mercado

## INTRODUCCIÓN

El sector residencial es el responsable de un 17% del consumo global de energía y del 25% de electricidad en España (IDAE, 2012). Se trata de un sector muy difuso, compuesto por más de 25 millones de clientes en España. Abordar los objetivos obligatorios de eficiencia energética que emanan de la Directiva Europea de Eficiencia Energética<sup>i</sup>, como el Plan Nacional de Reducción de Emisiones y las medidas en materia de eficiencia energética recogidas en el RDL-8/2014<sup>ii</sup> y que incorporan, entre otras, obligaciones asignadas a las comercializadoras de reducir un 1,5% anual la energía consumida, obligan a repensar la relación con el consumidor doméstico, su casuística y complejidad socioeconómica.

La introducción de contadores digitales inteligentes en el sector residencial es una oportunidad para afrontar este reto y representa un caso claro de modernización del sector eléctrico y conformación de una *smart grid* o red de energía inteligente. Su introducción emana de la Directiva Europea 2009/72/EC<sup>iii</sup>, dentro del marco de liberalización del mercado del gas y la electricidad<sup>iv</sup>, y de su trasposición en el RD1110/2007<sup>v</sup>. Sin embargo los planes iniciales de implementación han sufrido múltiples retrasos y actualmente se regulan por la orden técnica IET290/2012<sup>vi</sup>. Esta realidad común a toda la Unión Europea muestra diferencias significativas entre cada estado miembro, hecho que no ayuda a la normalización y estandarización de las soluciones, ni a su optimización técnica y de negocio. En el caso del Estado español, la instalación de los contadores es responsabilidad de las empresas de distribución eléctricas, DSOs, dentro de su actividad regulada y actualmente se está discutiendo cómo ha de realizarse la transferencia de los datos recogidos a los comercializadores y a los usuarios.

Además de problemas de carácter meramente técnico, como pueden ser las comunicaciones de los equipos de medida con el concentrador, aparecen muchas barreras sociales y económicas que limitan el ritmo de implementación más allá de las exigencias de la normativa. Por ejemplo, generar valor de los datos para el consumidor, desarrollar nuevas oportunidades de negocio, catalizar la introducción de tecnologías eficientes en el sector residencial y lograr ahorros de energía por un cambio de comportamiento del consumidor.

Esta problemática se da en un contexto de coste creciente de las importaciones de combustibles fósiles en España, representando casi un 4,5% del PIB estatal, con la consecuente transferencia de renta de las familias para la pagar los suministros básicos, con una pérdida de confianza entre consumidores y compañías eléctricas y una lenta, pero imparable, apertura del mercado de la comercialización eléctrica (tasa de switching del 12% en 2013<sup>viii</sup>), con una cierta inseguridad jurídica en el sector que ralentiza las inversiones necesarias para su modernización y con consumidores tomando cada vez más protagonismo social en los aspectos básicos de sus actividades, deseosos de proteger la privacidad de sus datos y de convertirse en prosumers, es decir, en generar parcialmente su energía y ser agentes activos del sector.

Toda esta complejidad social, tecnológica y económica converge, influye y condiciona la implantación de contadores digitales inteligentes, pero a la vez, abre una oportunidad para catalizar un cambio de modelo energético. Es fundamental en este momento disponer de datos reales de las mejores prácticas en el sector para su influencia en los distintos agentes y ayudar con datos objetivos la implantación de las redes inteligentes o smart grids.

El presente artículo muestra los resultados de la tecnología cleanweb<sup>viii</sup> PERSONAL ENERGY desarrollada por la start up de base tecnológica ENERBYTE Smart Energy Solutions<sup>ix</sup>, y aplicada con éxito en el sector residencial a través de dos proyectos de referencia que usan, en un caso, datos procedentes de un equipo de medida doméstico con resolución de 5 minutos, y en el otro, con datos procedentes de contadores digitales con curva horaria.

## EL PROYECTO: PERSONAL ENERGY

La idea del proyecto Personal Energy nace de la experiencia de un miembro del equipo fundador de la compañía en sistemas activos de gestión de la demanda y de microrredes desarrollados desde 2006, cofinanciado por el 6º Programa Marco de la UE<sup>x</sup>, y de la investigación realizada en su tesis doctoral (Karfopoulos et al., 2014).

Concretamente, la experiencia de gestionar activamente la demanda a través de “enchufes inteligentes”, comunicados vía ZigBee y con un doble nivel de inteligencia y gestión basado en Multiagentes fue muy clarificadora para entender que, si bien el sector residencial dispone de un potencial de ahorro, éste debe lograrse al mínimo coste energético, económico y, sobretodo, considerando desde el inicio al usuario como parte del sistema. De este aprendizaje salen las bases del proyecto: una solución que no requiera hardware añadido (para minimizar costes y consumos energéticos) y que dé más importancia a los aspectos sociales y psicológicos del consumo de energía de los ciudadanos, que no focalizar sólo en el aspecto tecnológico de la solución.

De la primera premisa se deriva la necesidad de utilizar hardware ya existente, es decir el contador digital; y de la segunda, desarrollar una solución personalizada a cada usuario según su predisposición al ahorro, nivel de conocimiento y motivaciones para lograr el cambio de comportamiento hacia el ahorro.

A pesar del ritmo demasiado lento de implementación de *smart meters* y la dificultad intrínseca de interaccionar con los agentes del sector, se logra un primer proyecto con 150 hogares en el marco del programa “Rubí Brilla<sup>xi</sup>” de esta importante ciudad catalana. Posteriormente se ha iniciado un segundo proyecto con la compañía eléctrica centenaria Electra Caldense<sup>xii</sup>, en Caldes de Montbui.

En ambos casos Personal Energy es la plataforma capaz de captar datos de consumo de energía, mezclarlos con otros de carácter socioeconómico y generar una serie de servicios a partir de una inteligencia interna, basada en algoritmos de complejidad creciente, que se ofrecen al consumidor de manera personalizada sobre distintos canales (web, aplicación móvil, informes, emails). De esta manera, el ciudadano recibe la información calificada para entender cómo consume y se le proponen distintas estrategias de ahorro de manera personalizada que inciden en sus motivaciones, desde la puramente económica, a la concienciación ambiental o filantropismo, de manera que cada usuario encuentra su camino para cambiar comportamiento y empezar a ahorrar energía. Para maximizar el efecto se utilizan técnicas de gamificación para introducir la dimensión juego y divertimento en el proceso de ahorro.

Personal Energy permite a los usuarios domésticos, principalmente:

- Entender cómo consumen energía (curva de energía, potencia, usos)
- Conocer su nivel de eficiencia y de eficacia energética (Figura 1)
- Fijar retos personales de ahorro
- Acceder a una librería de consejos de ahorro personalizados (Figura 2)
- Colaborar a proyectos conjuntos con toda la comunidad
- Participar en foros para preguntar y compartir dudas
- Recibir alarmas y notificaciones con aspectos relevantes de su consumo de energía
- Compartir sus logros en las redes sociales
- Repositorio de facturas e informes de eficiencia
- Acceso multiplataforma
- Informes semanales/quincenales de evolución del consumo
- Informe mensual con los datos más significativos
- Privacidad y configuración adaptada sus preferencias

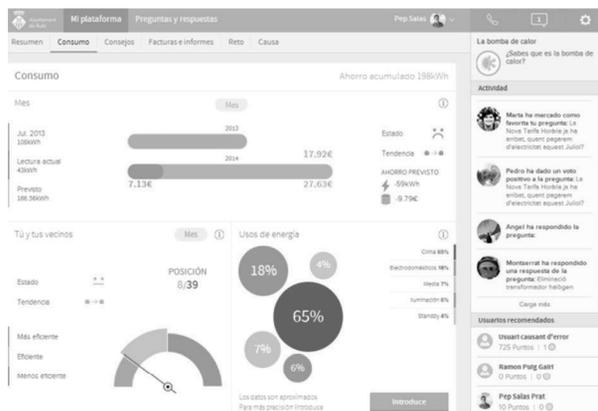


Figura 1. Eficiencia vs vecinos e informaciones de consumo.



Figura 2. Consejos, Reto y Causa.

## MATERIAL Y MÉTODOS

### Captación de datos

Los datos de consumo de energía se han obtenido de dos dispositivos diferentes para cada proyecto (Figura 3):

- Rubí Brilla: se ha seleccionado el equipo de monitorización de energía doméstico "Current Cost". Pinza amperimétrica y monitor doméstico con conexión a la red de datos doméstica (HLAN). Datos en el servidor cada cinco minutos, y monitorización cada 6 segundos.
- Electra Caldense: contadores digitales (tecnología PRIME). Lecturas horarias.

Por otro lado se ha procedido a realizar, conjuntamente con la Universidad Politécnica de Catalunya, UPC, una auditoria energética en la totalidad de las viviendas participantes en Rubí que ha permitido conocer en detalle el nivel de equipamiento de las casas, número de usuarios, superficie, entre otros.

Paralelamente, se ha realizado un estudio estadístico de actitudes delante del consumo de energía con 400 encuestas telefónicas.

En ambos casos se han desarrollado modelos matemáticos que permiten segmentar a los consumidores de energía, como base de la lógica de interacción que se implementará posteriormente. Para enriquecer los modelos se usan también otros datos, como los meteorológicos.



Figura 3. Equipo de medida Current Cost. Smart Meter compatible con protocolo PRIME.

Finalmente hay una última fuente de información de alto valor que la conforman los propios usuarios con el uso que hacen de la plataforma, apartados más visitados, recomendaciones, participación en el foro, entre otros.

## Data Mining & Analytics

Con la información recibida se están aplicando distintas estrategias de análisis estadístico para lograr la obtención de patrones de comportamiento, información de valor añadido o medida de evaluación de los ahorros logrados. Concretamente, se logran distintos servicios, como:

- Comparativas de consumo con consumidores similares
- Optimizar el contrato eléctrico (término de potencia, discriminación horaria, tarifa)
- Estimaciones y proyecciones de consumo
- Desagregación de usos de energía por medios no intrusivos
- Clusterización de consumidores
- Aprendizaje del comportamiento de cada usuario para ofrecer un servicio más personalizado
- Preselección de consejos y propuestas de ahorro personalizadas
- Trazabilidad de actividad

## Multiplataforma

Personal Energy dispone de distintos interfaces con el usuario para facilitar su adopción y uso:

- Entorno WEB responsivo adaptado a los distintos navegadores y formatos
- Entorno móvil (Tablet y smartphone), con información más sintética y usable
- Notificaciones push directas al consumidor residencial
- Email semanal con datos relevantes y recomendaciones
- Informes estáticos para enviar conjuntamente con la factura

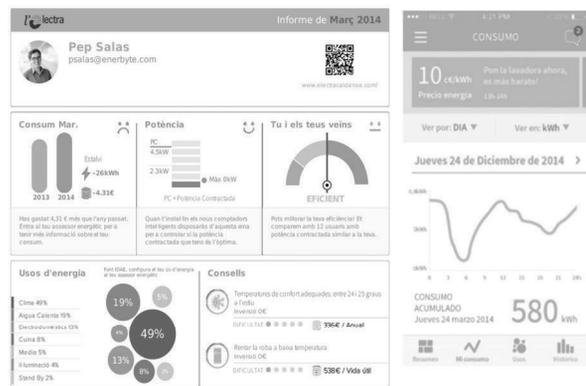


Figura 4. Captura Informe impreso y Aplicación móvil. La web responsiva puede verse en la Figura 1 y 2.

## RESULTADOS

### Resultados cuantitativos

A continuación se muestran los resultados de unos de los grupos de trabajo con 150 ciudadanos. En ser un grupo heterogéneo, se detectan dos grupos de usuarios:

- **Usuarios activos de la plataforma:** ciudadanos que acceden regularmente
- **Usuarios pasivos de la plataforma:** formado por el conjunto de aquellos que solo monitorizan la información del consumo (a través del monitor doméstico o la factura)

La siguiente tabla resume los principales resultados cuantitativos para los 2 grupos:

	Usuarios Activos	Usuarios Pasivos
--	------------------	------------------

Media de personas en el grupo (marzo-junio)	57%	43%
Ahorro agregado (marzo-junio 2014 vs 2013)	12% (8561 kWh)	4% (1495 kWh)
Ahorro medio persona/ mes (marzo-junio 2014 vs 2013)	49kWh	10kWh
Accesos medios a la plataforma por persona/mes	7	
Num. de interacciones con la comunidad (preguntas, respuestas...)	738	
Tiempo medio en la plataforma (junio)	106mins	
Open Rate medio Newsletter (marzo-junio)	64%	
Open Rate máximo Newsletter	77%	
Click rate medio newsletter (marzo-junio)	6,6%	
Click rate maximo newsletter (marzo-junio)	22,3%	

Tabla I. Resultados cuantitativos del grupo de 150 ciudadanos en Rubí.

## Resultados cualitativos

Por otro lado, también es objetivo del proyecto estudiar las barreras y motivadores no tecnológicos que influyen en el potencial de los *smart Meters*. Se resumen a continuación los principales resultados:

- **Barreras sociales:** el 43% de las personas que disponen de la plataforma web y móvil, han efectuado el acceso a la misma un número limitado de veces (de 0 a 2). Sin embargo acciones que requieren una respuesta comportamental menos proactiva, por ejemplo leer el newsletter con el resumen de la situación de consumo y ahorro y otras informaciones de interés para el usuario, se han demostrado eficaces a la hora de reducir las barreras de acceso a los datos, llegando a un ratio medio del 66%.
- **Barreras y motivadores psicosociales:** El estudio estadístico nos ha permitido desarrollar un modelo para identificar 3 clúster principales en base a actitudes hacia el ahorro energético y a motivaciones y barreras que facilitan o limitan la adopción de comportamientos eficientes y el interés hacia la información de consumo. Las características más relevantes de los clústers se detallan a continuación:
  - **Clúster 1 - Ambientalista Ahorrador:** Representa el **37%** de la muestra. Es propenso al ahorro energético por razones económicas y medioambientales. Está dispuesto a realizar pequeñas inversiones en productos eficientes (ej. bombillas leds) y cierta pérdida de confort, pero no en efectuar grandes inversiones (electrodomésticos eficientes).
  - **Clúster 2 – Indiferente orientado al confort.** **33%** de la muestra. No tiene una motivación significativa hacia el ahorro energético y al medioambiente. Es un grupo poco permeable a los mensaje sociales de ahorro por escaso interés hacia la eficiencia energética y reticencia a la perdida de confort. Sin embargo es permeable a mensajes basados en la presión de los *peers* (ej. “Tus vecinos han ahorrado más que tu”).
  - **Clúster 3 – Ambientalista Inversor.** Representa el **30%** de la muestra. Es propenso al ahorro energético y es el clúster más sensible a temas medioambientales. Está dispuesto en hacer grandes inversiones en productos eficientes y en comprar energía verde. Es muy propenso al cambio de hábitos, incluso si implica cierta pérdida de confort.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Los resultados de usos de la plataforma y de clustering validan una relación directa entre la calidad de la información mostrada del consumo de energía y el ahorro energético logrado. La sola monitorización de la curva horaria facilitada por los smart meter aportan un valor limitado y decreciente a lo largo del

tiempo. Sin embargo, la segmentación sociológica y la posibilidad de disponer de multidispositivos permiten personalizar el contenido y el medio de interacción, facilitando su interpretación y logrando mayor éxito en el cambio de comportamiento del usuario para lograr ahorro energético. Además se detecta una mejora significativa en la confianza del consumidor, que revierte en una mayor satisfacción. Podemos resumir el análisis de los resultados con las siguientes consideraciones:

- Utilizar una plataforma social web y app tiene un impacto positivo sobre el ahorro superior al que se puede conseguir consultando exclusivamente las informaciones de consumo presentadas en la pantalla de un dispositivo de monitorización
- Los datos de consumo enriquecidos con información de valor, mensajes sociales, dinámicas de comunidad y gamificación mejora el *engagement* y la relevancia de la temática eficiencia energética (Resultados de interacciones con la comunidad)
- Recurrir al *push* de la información a través de los canales newsletter, notificaciones y alarmas extiende significativamente el volumen de audiencia.
- Conocer las principales barreras y motivaciones psicosociales hacia el ahorro energético para cada clúster permite construir estrategias de persuasión diferenciadas y actuar sobre las palancas de motivación apropiadas, lo que permite aumentar el ahorro logrado.

## RECONOCIMIENTOS

Queremos hacer especial reconocimiento a nuestros clientes por haber creído en el proyecto y el equipo en momentos muy iniciales. El ecosistema de la innovación se necesitan emprendedores, pero también entidades públicas y privadas que arriesguen en la compra y adquisición de productos y servicios innovadores. Concretamente a todo el equipo de Rubí Brilla y de Electra Caldense.

Por otro lado, a las personas físicas y entidades que han financiado ENERBYTE. Concretamente Xavier, Carles, Xavier y a KIC Innoenergy<sup>xiii</sup> (European Institute of Innovation & Technology<sup>xiv</sup>). También a CDTI, que, con el programa NEOTEC ha permitido acceder a financiación para desarrollar el proyecto.

Y también a todos los participantes del proyecto, como UPC, UPF y Tomás.

## REFERENCIAS

- IDAE, 2012, Estudio sobre Consumo Energético del Sector Residencial en España, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid
- Karfopoulos, E et al. A Multi-Agent System providing demand response services from residential consumers, Electric Power Systems Research (2014)  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614002089>

<sup>i</sup> [http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/eed\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/eed_en.htm) (3 de Julio 2014)

<sup>ii</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-7064](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-7064) Ver Título III, Capítulo IV, Páginas 86-95 (8 de Julio 2014)

<sup>iii</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF> (3 de Julio 2014)

<sup>iv</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/legislation/third\\_legislative\\_package\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/third_legislative_package_en.htm) (3 de Julio 2014)

<sup>v</sup> [http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-16478](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-16478) (3 de Julio 2014)

<sup>vi</sup> <http://www.boe.es/boe/dias/2012/02/21/pdfs/BOE-A-2012-2538.pdf> (3 de Julio 2014)

<sup>vii</sup> <http://www.expansion.com/accesible/2014/06/17/empresasenergia/1403020983.html> (3 de Julio 2014)

<sup>viii</sup> <http://cleanweb.co> (3 de Julio 2014)

<sup>ix</sup> <http://www.enerbyte.com> (3 de Julio 2014)

<sup>x</sup> <http://www.integral-eu.com> (3 de Julio 2014)

<sup>xi</sup> <http://www.rubi.cat/ajrubi/apartats/index.php?apartat=3339> (3 de Julio 2014)

<sup>xii</sup> <http://www.electracaldense.com/es/> (3 de Julio 2014)

<sup>xiii</sup> <http://www.kic-innoenergy.com> (3 de Julio 2014)

<sup>xiv</sup> <http://eit.europa.eu> (3 de Julio 2014)

# PROBLEMAS Y SOLUCIONES DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA, SU MERCADO Y SU INFRAESTRUCTURA

**Zorayda Guerrero Vega**, Smart Grid Solutions Manager, Atos Worldgrid

**Resumen:** La movilidad eléctrica es sin duda una alternativa al transporte convencional que acabará por imponerse y ser parte de nuestra vida diaria, pero para ello es importante que se organice el mercado de tal forma que se garantice su sostenibilidad, libre competencia y rentabilidad. En esta organización podemos identificar roles y actores que tienen que interactuar entre ellos a través de multitud de relaciones contractuales. Para que este mercado se desarrolle y se creen los adecuados modelos de negocio será necesario la creación de complejas plataformas TIC que permitan interactuar con los puntos de recarga y con el usuario final en tiempo real; y a su vez que garantice todas las transacciones entre los distintos actores de una manera sencilla, flexible y estándar. El objetivo de esta comunicación es hacer llegar a la audiencia una visión de cómo se está organizando este mercado y qué servicios y modelos de negocio son los que harán posible que la movilidad eléctrica sea una realidad ampliamente extendida en la sociedad.

**Palabras clave:** Vehículo Eléctrico, Recarga Eléctrica, Punto de Recarga, Operadores de Puntos de Recarga, Proveedor de Servicio de Movilidad, Interoperabilidad, Liquidación de Transacciones, Recarga Inteligente

## INTRODUCCIÓN

La contaminación que lleva al calentamiento global, el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles y el creciente deterioro de la calidad del aire en las grandes ciudades ha obligado a gobiernos y empresas a pensar en nuevas formas de producción, distribución y movilidad.

Dentro de la movilidad, cada vez está más asentado el concepto de movilidad eléctrica, basada en la utilización de vehículos eléctricos dentro de entornos urbanos y periurbanos apoyados en grandes sistemas de redes inteligentes (Smart Grids) para su recarga y usando una energía de producción poco contaminante procedente de fuentes renovables como la energía solar, eólica, mareomotriz o hidroeléctrica.

El objetivo de esta comunicación es hacer llegar a la audiencia una visión de cómo se está organizando este nuevo mercado de movilidad eléctrica y qué servicios y modelos de negocio son los que harán posible que sea una realidad ampliamente extendida en la sociedad.

Para que este mercado se desarrolle con éxito es indispensable desplegar una buena infraestructura de puntos de recarga de acceso público que garantice al usuario la posibilidad de recargar en cualquier momento y en cualquier sitio, lo cual eliminaría su preocupación a quedarse sin batería. No obstante este despliegue requiere de una gran inversión que actualmente es muy difícil de recuperar debido a que dicho mercado está en plena fase de desarrollo. Por este motivo es muy importante que desde un principio se organice el mercado de la movilidad eléctrica de tal forma que garantice su sostenibilidad, libre competencia y rentabilidad.

En esta organización podemos identificar unos roles y actores principales de tienen que interactuar entre ellos a través de multitud de relaciones contractuales para poder garantizar al usuario del vehículo eléctrico la posibilidad de recargar su vehículo cuando y donde lo necesite. Estos actores necesitan intercambiar información de una forma homogénea entre todos ellos, ya que los acuerdos bilaterales harían muy compleja esta comunicación y no garantizarían la interoperabilidad.

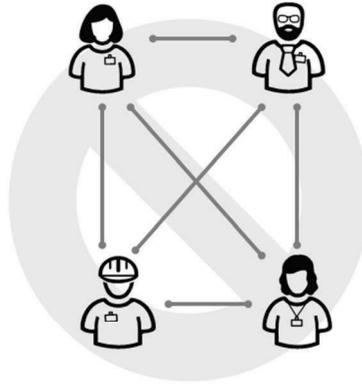


Figura 1. Escenario de comunicación entre actores sin interoperabilidad.

El principal actor de este mercado y verdadero pilar es el cliente final (en inglés, e-Mobility Customer), es decir los conductores de vehículos eléctricos que son los que contratarán los servicios de movilidad eléctrica tales como recarga eléctrica, localización de infraestructura, reserva, etc... y que normalmente accederán a esos servicios a través de dispositivos móviles, tabletas y ordenadores. Pero en los últimos años han aparecido unos nuevos actores que van a desempeñar unos roles muy importantes en el funcionamiento de esta organización y que es necesario entender. En la siguiente figura se puede observar un esquema de cómo podría organizarse este mercado de movilidad eléctrica:

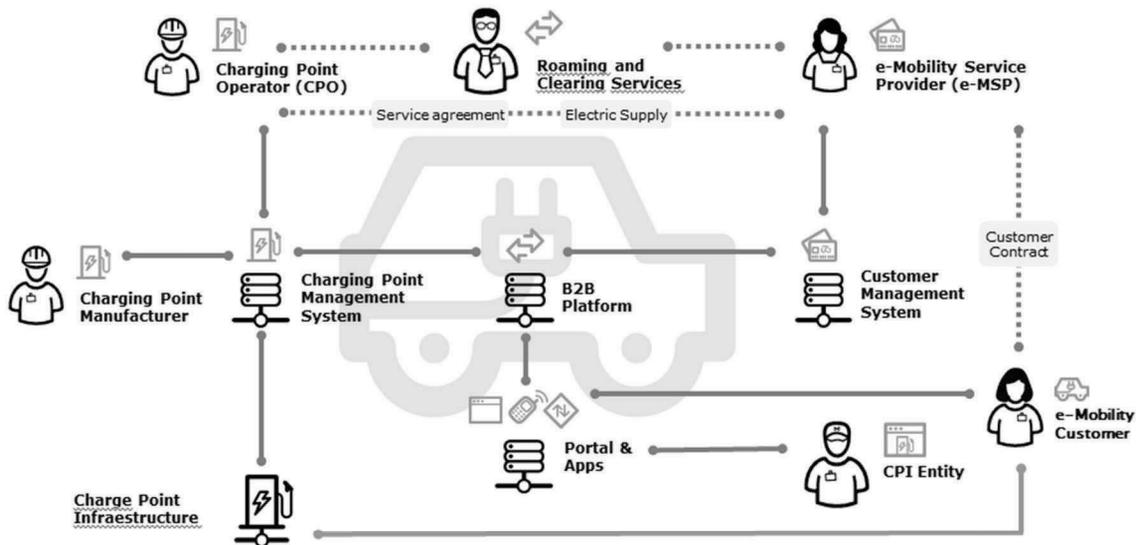


Figura 2. Organización del mercado de la movilidad eléctrica con interoperabilidad.

Los primeros actores son los operadores de los puntos de recarga (en inglés CPO, Charging Point Operator) que se encargan de la instalación, la configuración y puesta en servicio de los puntos de recarga, de su mantenimiento y de su operación. Por otro lado encontramos los proveedores de servicios de movilidad eléctrica (en inglés e-MSP, e-Mobility Service Provider) que son aquellos actores que gestionan el contrato con los clientes finales y les proporcionan los servicios de movilidad como localización y estado de puntos de recarga, reservas, autorización de las recargas, facturación etc.

De esta necesidad surge un nuevo actor encargado de gestionar todas las transacciones entre ellos, las denominados plataformas de interoperabilidad o proveedores de servicios de liquidaciones (en inglés e-CHS, e-Clearing House System); los cuales utilizan acuerdos entre las partes que incluyen Roaming (uso de infraestructuras de diferentes operadores por el mismo usuario) y Clearing House (liquidación de las transacciones de recarga de energía cargada al usuario final).

Mediante estas plataformas de interoperabilidad los e-MSPs pueden tener acceso a todos los puntos de recarga de todos los CPOs (Roaming), para que el usuario final pueda elegir dónde recargar su vehículo eléctrico, y acceso también a los datos de la recarga, para poder facturar la energía consumida al usuario final (Clearing House). Por otro lado, los CPOs tienen acceso a los datos de todos los usuarios para permitir la autorización de las recargas en su infraestructura. De esta forma, un usuario final utilizando un medio de identificación estándar (móvil, RFID, SMS, etc.) podría utilizar toda la infraestructura de recarga en cualquier país y ser facturado por su proveedor de servicios de movilidad.

Pero el despliegue de la infraestructura de recarga es sólo la punta del iceberg, para que este mercado se desarrolle y se creen los adecuados modelos de negocio será necesaria la creación de complejas plataformas TIC que permitan interactuar con los puntos de recarga y con el usuario final en tiempo real; y a su vez que garantice todas las transacciones entre los distintos actores de una manera sencilla, segura, flexible y estándar.

Las tecnologías TIC que se utilicen tendrán que ir orientadas sobre todo a facilitar el uso de los sistemas destinados a la recarga de vehículos eléctricos por parte del usuario final con el objetivo de agilizar el proceso de adopción de esta nueva forma de movilidad sostenible. Las aplicaciones orientadas a teléfonos inteligentes (smartphones) o tabletas, conjuntamente con nuevas modalidades de acceso a los puntos de recarga y de pago haciendo uso del móvil, serán las que permitan que el usuario del vehículo eléctrico perciba que el uso de esta nueva forma de movilidad es sencillo, cómodo, amigable y sobre todo sostenible.

Asimismo será necesaria la creación de toda una serie de estándares de comunicaciones entre los distintos sistemas y dispositivos que garanticen la interoperabilidad entre todos ellos, tanto en los modelos de datos y mensajes a intercambiar como en los protocolos de comunicación utilizados, como por ejemplo el protocolo de comunicación entre la infraestructura de recarga y los sistemas de control OCPP (Open Charge Point Protocol) que se ha extendido en los últimos años y que cuenta con el apoyo de la industria y distintas organizaciones a nivel mundial.

Cuando el uso del vehículo eléctrico se haga extensivo, tendremos que controlar su recarga de una forma inteligente, también conocido como Smart Charging, para evitar la sobrecarga de la red eléctrica, para lo cual habrá que desarrollar sistemas TIC que permitan la comunicación en tiempo real de la red de puntos de recarga con las compañías eléctricas encargadas del suministro eléctrico con el objetivo de controlar la recarga del parque de vehículos eléctricos.

Sin duda este mercado de la movilidad eléctrica jugará un papel muy relevante en el desarrollo de las futuras redes eléctricas inteligentes, las Smart Grids.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A EURELECTRIC concept paper, July 2013 - Deploying publicly accessible charging infrastructure for electric vehicles: how to organise the market?
- Green eMotion – A pan-European effort towards an interoperable electromobility system

# LA CIUDAD COMUNICADA: INTEGRACIÓN DE LAS SMART GRIDS EN LAS SMART CITIES PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA MOVILIDAD PÚBLICA, COLECTIVA Y SOSTENIBLE

**Matías Fonte-Padilla**, Biólogo, Experto en Movilidad Sostenible

**Resumen:** La meta de La Ciudad Comunicada, donde las personas y mercancías se desplazan únicamente con transportes públicos, en la que no existe tráfico privado. Para ello es imprescindible una verdadera Red Eléctrica Inteligente, que se abastezca de energías renovables limpias. Una ciudad respetuosa con el medio, donde los ciudadanos recobran la vida al aire libre. Segura, sin accidentes de tráfico, sin contaminación atmosférica ni acústica, diseñada para el peatón, con espacio para vivirla. Para lograrla es necesario alcanzar el nivel de Smart City, aplicando las nuevas tecnologías en la mejora del transporte público. La solución es la utilización de sistemas de transporte colectivos, eléctricos y/o no contaminantes, integrados en la Smart Grid.

**Palabras clave:** Ciudad Comunicada, Transporte, Público, Autobús, Peatón, Contaminación, Vehículo, Eléctrico, Renovable

## INTRODUCCIÓN

### El modelo de la “Sociedad del Automóvil”

La “Sociedad del Automóvil” es una realidad. La estructura y gestión de las actividades humanas y del espacio de nuestras ciudades depende de la utilización del vehículo privado. La calidad de vida actual no puede ser concebida sin tener automóvil propio. No sólo es imprescindible para trasladarse al trabajo, sino que es necesario para poder desarrollar la vida diaria, como hacer la compra, disfrutar del ocio, relacionarse con los demás, etc. (Fonte-Padilla. 2010. Pág. 8) Son bien conocidos los problemas diarios que suponen tantos automóviles en las carreteras: accidentes, atascos, falta de espacio en las ciudades, ruidos, contaminación, etc. Sin embargo, son asumidos como un mal menor en aras de proteger un equivocado concepto de lo que significa la movilidad personal.

La problemática ambiental es otro elemento a tener en cuenta. Temas que hasta hace pocos años eran desconocidos, y que afectan a todo el planeta: efecto invernadero, calentamiento global, deshielo de los polos, residuos plásticos, contaminación de los alimentos y el agua, aumento del nivel del mar, huracanes, inundaciones, incendios devastadores, son algunos de ellos. Lo más grave es que el ser humano es responsable directo de este cambio climático, por nuestra frenética carrera industrial alimentando un consumismo desmesurado. La contaminación que se genera supera con creces la capacidad de absorción del planeta.

Con el fin de prolongar el “nivel de vida”, que no la “calidad de vida”, se han mantenido los vehículos privados dentro de las ciudades, planificándolas considerando el vehículo privado como elemento principal. Esto ha hecho que las urbes se convirtieran en lugares incómodos para los peatones y para los transportes públicos, porque los vehículos privados han limitado dos aspectos relevantes: el espacio disponible y la movilidad. En cualquier solución planteada para mejorar la movilidad de los ciudadanos se ha tenido en cuenta la incompatibilidad física con los vehículos privados, pero dando preferencia a estos últimos. Por ello han surgido infraestructuras que han tratado de separar ambos elementos. Ejemplos son las aceras, los pasos de peatones, los autobuses, el metro, el tranvía, el tren de cercanías, los pasos elevados, los túneles peatonales, los carriles bus, los carriles bicis, etc. Si bien cada uno de estos elementos podría ser beneficioso en una ciudad sin vehículos privados, la presencia de estos hace que existan numerosos problemas adicionales, perjudicando con ello al ciudadano y su calidad de vida.

Por otro lado, se ha buscado la mejor planificación para el tráfico rodado, llegando a altos niveles de automatización que están permitiendo la mayor fluidez posible. En este proceso se ha quitado todavía más espacio y movilidad al ciudadano, con la creación de semáforos, vías rápidas, cruces, rotondas, túneles, aparcamientos, etc. Sin embargo, no existe ninguna solución al tráfico rodado que permita asegurar fluidez permanente, aparcamientos suficientes y seguridad absoluta. Es por ello que se debe orientar la ciudad hacia un nuevo modelo en el que no hay cabida para el vehículo privado, porque “El Tráfico no tiene solución”, por mucho que se busque. Si se logra el objetivo del tráfico colectivo eficaz se tendrá una “Ciudad Comunicada” en vez de una “Ciudad atascada y contaminada”, y se disfrutará de una calidad de vida como nunca se lograría con vehículo propio. (Fonte-Padilla, 2010, pág.10)

Afortunadamente en los últimos años se ha producido un avance significativo en la filosofía de la planificación de las ciudades, creando más espacios para los ciudadanos, y asegurando una movilidad más respetuosa con el medio ambiente. Para ello se ha enfocado la planificación en cuatro direcciones compatibles y complementarias entre sí: hacia la peatonalización de las áreas más céntricas, hacia la potenciación de la red de transportes públicos, hacia la apuesta por la movilidad sostenible (vehículos eléctricos, uso de la bicicleta, etc.), y hacia la creación de Redes Eléctricas Inteligentes.

El modelo económico y social actual, basado en los combustibles fósiles, ha llegado a su límite de crecimiento. En los países industrializados se ha llegado al límite energético, y es por esto que los gobiernos están apostando por las nuevas tecnologías, incluyendo las renovables. No se trata de un giro hacia las energías limpias por un cambio profundo en la consciencia ambiental, sino que se han visto obligados ante las evidencias del agotamiento del modelo de crecimiento y la contaminación que conlleva. La evidencia del cambio climático ha ayudado a este replanteamiento de estrategia energética.

Países desarrollados	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación 2004/2011
Alemania	537	543	549	553	556	564	572	588	+9,49 %
España	567	580	591	606	606	592	593	593	+4.59 %
Estados Unidos	810	816	818	821	816	803	782	786	-2.97%
Japón	581	587	592	594	592	590	590	588	+1,20%
En vías de desarrollo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación 2004/2011
Chile	140	147	154	161	170	173	184	198	+141%
China	20	24	28	32	37	47	58	69	+345%
Jordania	104	113	124	134	145	158	168	177	+170%
Marruecos	64	66	69	73	77	82	86	90	+141%

Tabla I. Automóviles (por cada 1000 hab.). Fuente: Banco Mundial (Solo disponible hasta 2011).

El problema real surge con los países en desarrollo, que están tratando de copiar nuestro modelo de sociedad totalmente contaminante. Resulta inviable desde el punto de vista ambiental que países como China, India, Chile, y otros países sudamericanos y asiáticos traten de alcanzar nuestro nivel de desarrollo basado en un desmesurado consumo de energía a base de la utilización de los combustibles fósiles. De hecho, los datos macroeconómicos apuntan a que estos países no están tratando de crear un nuevo modelo socio-económico más sostenible, sino que intentan alcanzar nuestra obsoleta, estancada y contaminante “calidad de vida”. Basta comparar los datos ofrecidos por el Banco Mundial al respecto para observar como en los países más desarrollados cada vez hay menos vehículos por habitante, fomentándose a su vez los transportes colectivos. Y aunque las cifras se hayan mantenido, hay que tener en cuenta que el parque automovilístico se está envejeciendo puesto que las ventas cayeron drásticamente, mientras que en los países en pleno crecimiento este dato sufre un elevado incremento,

y en ellos la llegada de la crisis no supuso un descenso en el número de vehículos. Cada estado está superando la crisis a su propio ritmo, lo que se observa también en la Tabla I.

La familia humana está obligada a realizar una rápida transición hacia un régimen energético y un modelo industrial totalmente nuevos si no quiere arriesgarse a un total desmoronamiento de la civilización (Rifkin. 2011. Pág. 30). Es por ello que surge la necesidad de cambiar el propio modelo de planificación de las ciudades hacia uno más sostenible. Aquí es donde es imprescindible la Smart Grid, rediseñando la generación y uso de la energía, factor clave para el crecimiento.

### Desde el “Car Way of Life” hasta el “Walk Way of Life”

El modelo económico que se ha venido disfrutando hasta ahora dependía de la hipótesis del crecimiento continuo, algo que a todas luces resulta utópico, pero en lo que se creyó. Buena parte de la economía mundial dependía del sector automovilístico, es decir, de la venta y mantenimiento de los automóviles. Cuando las ventas cayeron, países altamente industrializados como Estados Unidos y Alemania perdieron uno de sus principales motores económicos, y afectó a toda su economía. Y si bien la producción automovilística mundial ha aumentado, sólo lo ha hecho en países emergentes, como China, con un crecimiento exponencial, en detrimento de los tradicionales productores.

	2000	2005	2008	2010	2012	Variación 2000/2012
Todos los países	58.3	66.5	70.7	77.3	84.1	+144 %
China (1ª)	2.1	5.7	9.3	18.4	19.3	+919 %
Unión Europea (2ª)	17.1	18.2	18.4	17.1	16.2	- 5.37 %
Estados Unidos (3ª)	12.8	11.9	8.7	8.6	10.3	-19.6 %
Japón (4ª)	10.1	10.8	11.6	8.4	9.9	-1.98 %
España (12ª)	3.0	2.7	2.5	2.3	1.9	-36.6 %

Tabla II. Producción mundial de automóviles y principales países productores. (Millones de unidades).  
Fuente: OICA. Organización Mundial de Constructores de automóviles. (Solo disponible hasta 2012).

El “Car Way of Life” implicaba que la economía se sustentaba en un único principio: la unidad básica de desplazamiento era el vehículo privado. Esto ha hecho que las ciudades se hayan planificado en función de este principio, relegando a un papel secundario el que debería ser el verdadero protagonista: el ciudadano. Puesto que este sistema se ha desmoronado, tenemos una oportunidad única de cambiar nuestro modelo económico de producción y de convivencia en las ciudades. Se trata de aprovechar el tejido industrial y tecnológico existente, y reorientarlo hacia la creación y mantenimiento de redes de transporte público colectivo, creando además nuevas oportunidades laborales para los ciudadanos que han perdido su nivel y calidad de vida debido a la crisis económica.

Este nuevo sistema para crear riqueza depende por completo de la comunicación y distribución instantánea de datos, ideas, símbolos y simbolismos. Su llegada lo transforma todo. No es, como algunos todavía insisten tardíamente, un síntoma de “desindustrialización”, “vaciado” o “decadencia económica”, sino un salto hacia un nuevo y revolucionario sistema de producción. (Toffler. 1990. Pág. 47 y 48).

El nuevo “Walk Way of Life” presupone que todos los ciudadanos se desplazan a pie, apoyados por sistemas de transporte público, donde el vehículo privado no tiene cabida. Actualmente se aplica en los centros de las grandes ciudades, no por conciencia ambiental, sino debido a la imposibilidad física de que los ciudadanos puedan desplazarse en vehículos privados. Además, la experiencia ha demostrado que crear áreas peatonales revitaliza económicamente la ciudad, en contra de lo esperado inicialmente. Tenemos la oportunidad de renovar nuestras ciudades, aprovechando las infraestructuras existentes y apoyándonos en la creación de una Smart Grid para el uso sostenible de la energía y la masiva

introducción de las nuevas tecnologías, desarrollando con ello un nuevo concepto de vida en sociedad, la Ciudad Comunicada.

## PRINCIPIOS PARA UNA CIUDAD COMUNICADA

Una vez asumida la incompatibilidad entre el vehículo privado y el transporte público, por seguridad y entorpecimiento mutuo, y decidiéndonos por el transporte público por razones medioambientales y de planificación, surge el problema de cómo desplazarnos con al menos la misma eficacia y eficiencia que hasta ahora. El concepto de Ciudad Comunicada es claro. Se trata de un espacio urbano en que las personas y los materiales se desplazan únicamente con sistemas de transporte público sostenibles, utilizando para ello los más avanzados sistemas de comunicación y de gestión de la energía, es decir una Smart Grid. Una calle comunicada es aquella en la que a menos de 200 metros de cualquier lugar existe un sistema de transporte público colectivo que es:

1. Planificado para el ciudadano/a: es el elemento más importante de la Ciudad Comunicada.
2. Ubicuo: está presente en todas partes, permite desplazarse de cualquier lugar a cualquier otro.
3. En Red: diferentes sistemas de movilidad colectiva perfectamente sincronizados.
4. Sin horarios: el ciudadano no depende de un horario fijo para utilizarlo. Es siempre puntual.
5. Rápido: puesto que no se ve obstaculizado por el tráfico privado, su velocidad se mantiene.
6. Sin accidentes: puesto que no se ve interferido por el tráfico privado, apenas existe siniestralidad. Todos los sistemas de seguridad están duplicados, evitando así el error humano y/o informático.
7. Económico en su implantación y funcionamiento a largo plazo: aprovechando las infraestructuras existentes, y adquiriendo e instalando sistemas de movilidad que sean fácilmente mejorables.
8. Económico para el ciudadano: es mucho más barato que poseer vehículo privado.
9. Sin cobro al usarse: los ciudadanos pagan un impuesto que cubre todos sus desplazamientos.
10. Adaptable: continuamente modificado para cumplir con las demandas puntuales de transporte.
11. Accesible: adaptado a las diferentes características de los ciudadanos: ancianos, con carritos, etc.
12. Integrada en la Smart Grid: siendo la electricidad la única forma de energía utilizada.
13. Sostenible: alimentado por electricidad obtenida de fuentes limpias renovables.
14. Apenas contaminante en su creación: utilizando materiales de última tecnología, reciclables, con una red precisa de reutilización. Con talleres eficaces y controlados medioambientalmente.
15. Apenas contaminante en su uso: sin contaminación acústica, sin contaminación atmosférica.
16. Altamente automatizado: recogiendo información de las necesidades, con control automatizado, enviando en tiempo real información sobre su ubicación, estado y capacidad.
17. Sin limitar el espacio: puesto que no necesita aparcamiento, existe espacio para los ciudadanos y sus actividades diarias y excepcionales. La vida urbana regresa a las calles.
18. Sin delincuencia: puesto que no existe tráfico privado, la delincuencia se reduce enormemente.
19. Sin entorpecer otros servicios: recogida de residuos, servicios médicos, policía, bomberos, etc.
20. Generador de empleo y riqueza: su creación, mantenimiento, explotación y renovación crea innumerables puestos de trabajo, y sirve para revitalizar las actividades económicas actuales.
21. Generador de salud: las personas viven en un entorno mucho menos contaminado, y como parte de sus hábitos pasan más tiempo en la calle y caminan más. El gasto sanitario disminuye.

La Ciudad Comunicada no es sólo para las personas, sino también para las mercancías, con sistemas novedosos de transporte que permiten la óptima movilidad de éstas, ayudando a mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y favoreciendo el máximo desarrollo económico posible de la comunidad.

Con la tecnología existente aplicada a la creación de una Smart Grid, se facilita la implantación de este sistema de movilidad. No existe actualmente limitación tecnológica, puesto que ya existen incontables sistemas de comunicación y energéticos que permiten el desarrollo de esta planificación. El único factor limitante es el acceso a la información y a la generación y uso de la energía eléctrica.

## SISTEMAS DE TRANSPORTE SOSTENIBLES

Los transportes más conocidos son el autobús, tranvía, metro, taxi, ferry, avión, teleférico, etc. Continuamente se desarrollan nuevos productos y servicios que mejoran la tecnología actual del transporte, por lo que es de esperar un progreso exponencial hacia la eficacia y eficiencia máximas del Transporte Público Sostenible.

Un sistema de transporte público será óptimo para la planificación de la Ciudad Comunicada si cumple una serie de requisitos, como que:

1) utilice únicamente energía eléctrica para su desplazamiento; 2) sea lo más autosuficiente posible, disponiendo de un sistema de generación de energía eléctrica, sea fotovoltaica, de inercia, etc. 3) sea colectivo, para transportar a un nº considerable de personas; 4) no emita sustancias contaminantes; 5) no sea guiado, pues pierde el factor de adaptabilidad del recorrido; 6) altamente informatizado y conectado en red; 7) ergonómico y adaptado a personas con dificultades de movilidad; 8) no tenga sistema de cobro a pasajeros; 9) de fácil mantenimiento y sustitución de elementos; y 10) disponga de sistemas de seguridad duplicados y comprobados, tanto si es conducido o auto-guiado.

Como ejemplos de sistemas de transporte públicos aptos para la Ciudad Comunicada, aunque no siempre cumplan con todos los requisitos, debemos nombrar: 1) el autobús eléctrico o e-bus; 2) tranvía; 3) tren; 4) plataformas auto-guiadas; 5) barcasas y ferries eléctricos; 5) trolebús; 6) teleférico; 7) cintas y escaleras, etc. Quedan fuera transportes de pocas plazas, como taxis y carretas, estas últimas solo permitidas como uso turístico. Tampoco entran en la ciudad vehículos de transporte compartido.

Dentro de la movilidad individual, en la Ciudad Comunicada puede haber todos aquellos sistemas de transporte individual siempre que no sean a motor de combustión y no superen determinada velocidad para que puedan coexistir con los peatones, como son: 1) bicicletas, eléctricas o no; 2) patines de botas; 3) patinetes, eléctricos o no; 4) monociclos, bicis y triciclos eléctricos siempre que sean de una plaza (tipo Solowheel, Yikebike, Segway, etc.). Quedan fuera transportes rápidos, como motos eléctricas.

En la actualidad se está promoviendo el cambio de flotas de autobuses de motor de explosión por otras híbridas y/o eléctricas. También esto es aplicable a vehículos de servicio público: policía, camiones de servicio, recogida de residuos, etc. (Pérez et al. E-MOVE. 2014.). Los resultados son muy positivos.

## LA ENERGÍA ELÉCTRICA. DESCENTRALIZACIÓN Y SOSTENIBILIDAD

Para la transición desde una “Ciudad atascada y contaminada” hacia una Ciudad Comunicada, es necesario tener acceso a las últimas tecnologías, una verdadera Smart Grid, con varias fuentes de energías limpias que aseguren un suministro constante y elevado de energía eléctrica. Este es el factor clave para el éxito de la puesta en marcha del Sistema de Transporte Público Colectivo y Sostenible.

El modelo tradicional de centralización de la generación de la energía eléctrica resulta insuficiente y contraproducente. Insuficiente porque sería necesario un sobre-dimensionamiento excesivo de la red eléctrica actual para cubrir la demanda. Contraproducente porque supondría el aumento de la contaminación, lo que tendría consecuencias catastróficas a nivel local y global, sería como solucionar un problema (la movilidad y la contaminación dentro de las ciudades) creando un problema aun mayor (la sobre-dependencia y la contaminación global). No resulta viable el modelo de uso de las energías alternativas actual, de forma parcial y controlada en su crecimiento y difusión. El mercado energético no es democrático y distribuido, y esto empeora aun más la puesta en marcha de La Ciudad Comunicada. Sin restarle protagonismo a las empresas que actualmente gestionan la generación y distribución de la energía eléctrica, es necesario modificar el modelo energético que se ha creado.

Avanzar hacia una sociedad mucho más democrática, mejor comunicada física y electrónicamente, tecnificada, comprometida con los más débiles, respetuosa con el medio, gestionando su energía de forma sostenible. Es necesario dar el salto hacia una Tercera Revolución Industrial, cuyos 5 pilares son:



Figura 1. Logotipo E-MOVE

1) la transición hacia las energías renovables; 2) la transformación de los edificios en micro-centrales eléctricas, que se autoabastezcan con energías limpias, y que viertan lo que sobre a la red; 3) las tecnologías de optimización del almacenamiento de energía eléctrica, como el hidrógeno; 4) la tecnología de Internet para transformar las redes eléctricas actuales en inter-redes que compartan la energía generada por los millones de puntos de generación, desde edificios, vehículos, energías renovables, etc.; y 5) la sustitución de la flota de transportes actual por vehículos eléctricos con pilas de combustible que compran y vendan electricidad al engancharse a la red (Jeremy Rifkin. 2011. Pág. 60).

Una Smart Grid integrada en la ciudad, sosteniendo todos los servicios. Vehículos eléctricos conectados diariamente, que no solucionan el problema de la ocupación del espacio ni los accidentes, pero que eliminan el ruido y la contaminación de la ciudad. ¿Y cómo va su implantación? Muy mal, salvo en algunos países, como Noruega, donde se han vendido 5000 unidades en el primer trimestre de 2014, de los 10000 matriculadas en toda Europa. Estas cifras no ayudan a su implantación, ni a la creación de las infraestructuras necesarias en las Smart Grids de las ciudades.

Venta de Vehículos eléctricos	<u>Noruega</u>	<u>Francia</u>	<u>Alemania</u>	<u>Reino Unido</u>	<u>Suiza</u>	<u>España</u>
1er Trimestre 2014	5291	1235	1732	1224	338	91

*Tabla III. Producción europea de automóviles eléctricos en el primer trimestre de 2014.*

*Fuente: OICA. Organización Mundial de Constructores de automóviles.*

## CONCLUSIONES: SMART GRIDS EN LA SMART CITY, IMPRESCINDIBLES PARA LA CIUDAD COMUNICADA

El objetivo es la implantación de una verdadera Smart Grid en la ciudad, conectando de forma inteligente y con energías limpias todos los servicios. Es necesaria la renovación de todos los aparatos y electrodomésticos actuales por otros que se integren de forma inteligente en la red. La informática juega un papel fundamental. Y esto incluye a todos los sistemas de transporte, sean públicos o privados, individuales o colectivos.

La Smart Grid nos llevará hacia una verdadera Smart City. Y si aplicamos los principios de la Ciudad Comunicada obtendremos una alta calidad de vida. La política a corto y largo plazo debe incluir la protección medioambiental, llevando a la ciudad al nivel más alto de tecnificación e informatización, y con fuentes diversificadas de energías renovables y limpias. Pensar en las personas antes de tomar cualquier decisión. Crear Redes Eléctricas Inteligentes optimizando el uso de la electricidad. En definitiva, crear Ciudades Inteligentes para poder crear Ciudades Comunicadas, donde no exista tráfico privado, donde las personas y las mercancías puedan desplazarse con eficacia, eficiencia y seguridad, y donde exista suficiente espacio para que los ciudadanos vuelvan a ser dueños de sus calles, dominio que nunca debieron perder. Anteponer la calidad de vida al nivel de vida, ese es el camino a seguir.

## AGRADECIMIENTOS

A Chelo Zambrana Gostanza, por su plena dedicación y apoyo incondicional. A Francisco José Pérez Suárez, de la empresa de movilidad sostenible E-MOVE, por su apoyo.

## REFERENCIAS

- Fonte-Padilla, M., 2010, El Tráfico No Tiene Solución. La Ciudad Comunicada, Lulú, Tenerife.
- Pérez Suárez, F.J., 2014, Datos sobre e-bus, E-MOVE, Tenerife
- Rifkin, J., 2011, La Tercera Revolución Industrial, Paidós, Barcelona.
- Toffler, A., 1990, El Cambio del Poder, Plaza y Janés, Barcelona.
- <http://datos.bancomundial.org> (1 julio 2014)
- <http://www.oica.net/category/production-statistics> (2 julio 2014)

## SABADELL SMART BUILDING, COMO ESTRATEGIA HACIA LOS DISTRITOS DE FUTURO DE BAJAS EMISIONES EN LA UE

**Xavier Izquierdo Vilavella**, Coordinador de Espacio Público, Ayuntamiento de Sabadell

**Resumen:** Sabadell cuenta con experiencia aplicando tecnologías de monitorización y telegestión en los edificios municipales, junto con el aprovechamiento de fuentes renovables. La estrategia de gestión de edificios está basada en la integración de los distintos dispositivos de monitorización. El Ayuntamiento adjudicará la gestión energética integral de más de 25 edificios municipales a empresas de servicios energéticos. Este modelo se extenderá a los edificios residenciales, y de uso industrial, de modo que se consigan distritos de bajas emisiones de gases contaminantes. Este proyecto, llamado "District of Future" ha recibido financiación del 7º Programa Marco de la UE, con el objetivo de llegar a modelizar los distintos patrones de consumo energético en un distrito de una ciudad mediterránea representativa.

**Palabras clave:** Monitorización, Energías Renovables, ESES, Distritos de Bajas Emisiones, Telegestión, Innovación

### INVERSIONES EN TIC PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS EDIFICIOS MUNICIPALES

Dentro de la estrategia Smart City en Sabadell, una de las líneas de actuación es la evolución tecnológica de los equipamientos para convertirlos en Smart Buildings. Los edificios o equipamientos municipales son los responsables del 43 % del consumo eléctrico municipal y del 100 % de gas.

A modo de resumen los avances en materia de control que ya tenemos implementados en parte de nuestros equipamientos son los siguientes:

- 59 equipamientos municipales con telegestión de climatización (Calefacción o aire acondicionado)
- 9 equipamientos con PC propio de gestión de la climatización (Calefacción o aire acondicionado)
- 4 equipamientos con PC propio de gestión de la iluminación
- 41 equipamientos con analizadores de red en cabecera
- Telegestión de depuradoras
- Monitorización de 2 equipamientos con producción de ACS y energía solar térmica
- 1 captador eólico de 10kWp en el Parc Central del Vallès.
- Telegestión de alumbrado con doble detección de presencia y nivel lumínico en la escuela Illa (401 luminarias) y la escuela La Románica.
- Prueba piloto de nuevos sistemas de iluminación eficiente en el edificio administrativo de Can Marcet (iluminación led).
- Instalación de 45 baterías de condensadores que permiten compensar la energía reactiva

Los casos prácticos más destacables que tenemos en la ciudad se remontan al año 1997, cuando se empezaron a introducir las tecnologías de telegestión en los equipamientos municipales.

En cuanto a energías renovables, ya están implantados:

- 4 equipamientos con geotermia (con una potencia de 2.087,2 kW)
- 9 equipamientos con energía solar fotovoltaica (con una potencia de 138,9 kWp)
- 39 equipamientos con instalaciones de energía solar térmica (1.972,89 m2)

Además, hemos mejorado la gestión de la facturación electrónica de todos los suministros, incluidos los de los equipamientos, con la implantación de un software que permite la generación de informes comparativos para evaluar el comportamiento energético de los edificios. Actualmente, estamos en la fase de mejorar la calidad de los informes, añadiendo los datos de superficies iluminadas, calefacción, aire acondicionado, usuarios, orientaciones, etc. Este mismo sistema nos servirá para certificar energéticamente los equipamientos.

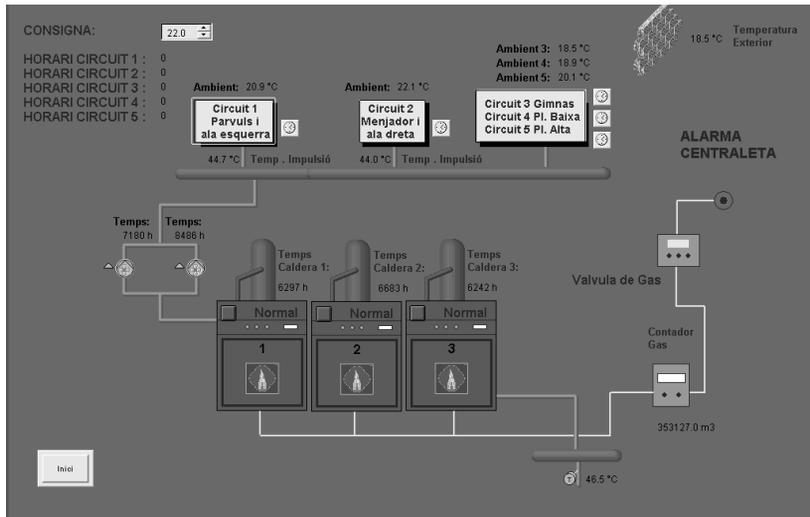


Figura 1. Software SIEMENS de telegestión de la calefacción en una escuela de Sabadell.

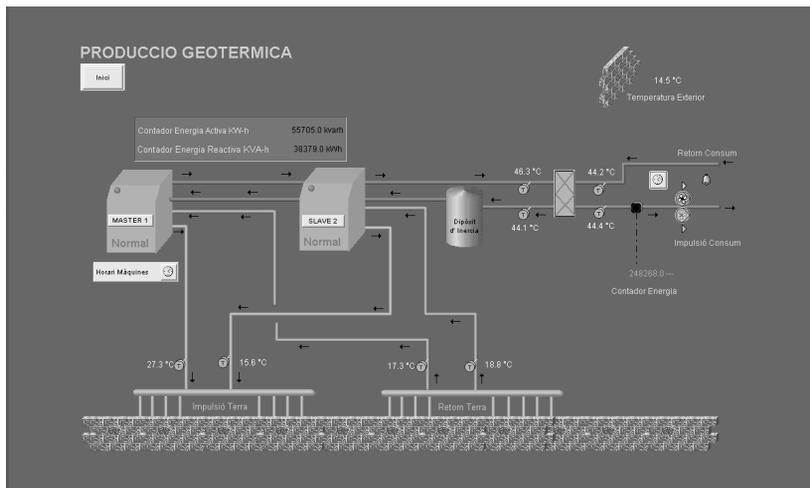


Figura 2. Software de monitorización de instalaciones de geotermia.

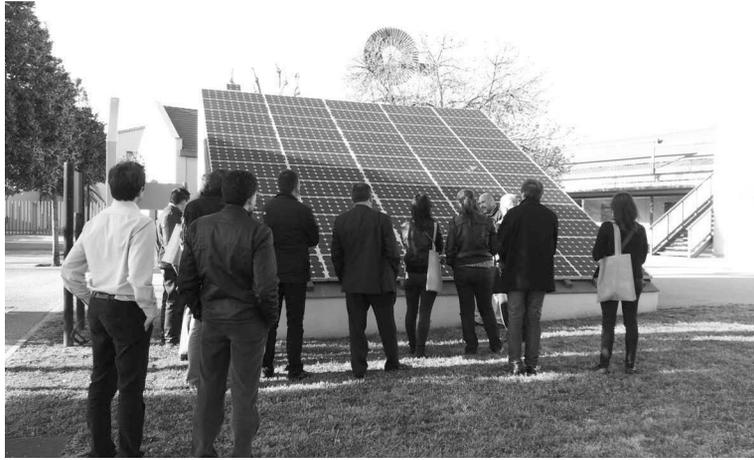


Figura 3. Instalaciones de energías renovables en el Parc Central del Vallès de Sabadell.

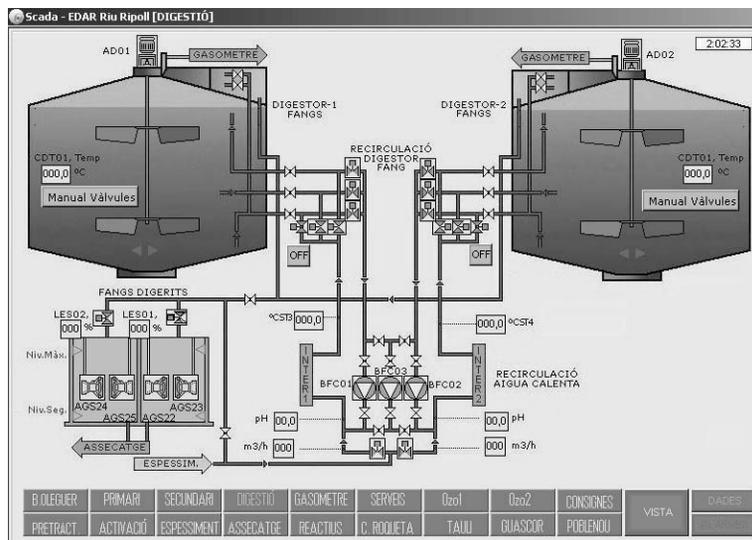


Figura 4. Software de telegestión en la depuradora del río Ripoll en Sabadell.

## Inversiones para la integración de las TIC de eficiencia energética ya instaladas

En estos últimos 3 años y, como ejemplo de gestión mediante la colaboración entre administraciones públicas y entes privados, se han estudiado cerca de 50 equipamientos municipales, bien con financiación directa de la Diputación de Barcelona, del Instituto Catalán de Energía, con el apoyo de los Agentes Energéticos, mediante colaboraciones con entidades como el Gremio de Instaladores o con recursos propios a través de personal técnico municipal. Fruto de estos estudios, hemos podido definir medidas de ahorro y nos han permitido contener el gasto energético al alza por el incremento de precios.

### Monitorización de consumos energéticos de electricidad, gas y agua

OBJETIVO: Disponer de datos y procesarlos y decidir cómo mejorar consumos en equipamientos municipales. Saber cuándo, cómo y cuánta energía se ha consumido. Conocimiento exhaustivo de los

equipamientos (construcción, superficies climatizadas, calefactadas, iluminadas, número de usuarios, inventario, y estado de las instalaciones). Disponer de datos de consumos de las estancias para contrastar y detectar errores. Se estará en disposición de hacer comparativas entre equipamientos y centrarse donde es más necesario mejorar y reducir gastos.

Importe de las inversiones: 70.000 € (30.000 € de software y 40.000 € de hardware).

Tenemos identificadas las necesidades y el estado actual de las telegestiones implantadas. Además se han desarrollado con éxito pruebas de comunicación con un analizador de red a través de la red informática municipal. El siguiente paso es replicar esta actuación en el máximo número de equipamientos dentro de los 41 que incorporan analizador de red en cabecera.

**Proyecto financiado por el 7º Programa Marco de la UE: “District of Future” (DOF)**



Figura 5. Logotipo Distric of Future (DOF).

Simplemente aplicando el enfoque de DOF en otros distritos de ciudades europeas el proyecto hará una contribución sostenible a los objetivos de la CE HORIZON 2020 de Energía y Cambio Climático:

- 20% de aumento en energías renovables
- 20% de aumento de eficiencia energética
- 20% reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

**Objetivos:**

- Conseguir una reducción cuantificable y significativa de hasta un 30-40% del consumo de energía y las emisiones de CO2.
- Mejorar la conciencia ciudadana e involucrar a la ciudadanía como parte del problema y, consecuentemente, de la solución.

**Enfoque:**

- Proporciona un sistema de tecnologías TIC innovadoras.
- Para apoyar a las autoridades de la ciudad y de los ciudadanos en la toma de decisiones.
- Con el fin de optimizar los sistemas de energía y mejorar la eficiencia energética en los distritos involucrados.

**Resultados:**

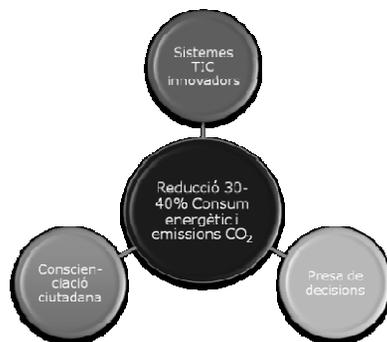


Figura 6. Resultados esperados del proyecto DoF.

Entidades involucradas: Telefonica, Everis, Fortium, Dalkia, Exeleria, Edenway, IDP, VTT. Ciudades: Corby, Orleans, Sabadell. Caso de uso en Sabadell:

- Edificios "prosumidores"
- Diferentes usos: oficinas + servicio público + residencial
- Abanico de datos completo: monitorizaciones de todas las líneas de consumo + producción
- Implicación de los residentes buscando aportar valor añadido
- Mejora de la información existente y servicios para la toma de decisiones.



## MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICIOS SIN INVERSIÓN ASIGNADA

Dentro del campo de la eficiencia energética, hemos desarrollado el potencial de aplicar las buenas prácticas energéticas y nuevos modelos de gestión como alternativa a la falta de financiación y recursos económicos.

En un principio, y sin ningún recurso económico extra, hemos racionalizado el uso de las instalaciones y aplicación de las buenas prácticas energéticas con resultados excelentes de ahorros de consumo hasta el 20%. Algunas de las actuaciones son las siguientes:

- Reducción de las potencias contratadas
- Instalación de baterías de condensadores para evitar la penalización por consumo de energía reactiva
- Apagado de las iluminaciones decorativas
- Reducción de puntos de luz
- Aprovechamiento de la luz natural en los horarios que es posible.
- Reprogramación y ajuste del funcionamiento de las instalaciones con telegestión al uso real del edificio
- Apagado del alumbrado interior de máquinas de vending
- Aprovechamiento de la temperatura exterior. Ventilación manual mediante apertura de ventanas
- Designación de responsables energéticos en los equipamientos de mayor consumo
- Auditorías energéticas constantes
- Cursos de eficiencia energética a responsables de equipamientos y conserjes

## LA COLABORACIÓN PÚBLICO-PRIVADA COMO CATALIZADORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LOS EDIFICIOS MUNICIPALES. LA GESTIÓN A TRAVÉS DE EMPRESAS DE SERVICIOS ENERGÉTICOS (ESE)

Otra experiencia de un modelo de gestión diferente es la introducción de las ESE, empresas de servicios energéticos, dónde el espíritu es la posibilidad de ahorrar, introducir nuevas tecnologías, mantener eficazmente y tener una garantía total, a cambio de la inversión de parte del ahorro de la factura. Como ejemplos de este modelo de gestión tenemos:

1. Actualmente estamos en proceso de pre-licitación de un concurso ESE para 12 equipamientos, que incluirá inversiones en monitorización, sensorización y energía solar fotovoltaica.
2. En estudio tenemos una ESE de cambio del alumbrado interior en 15 equipamientos
3. En estudio tenemos una ESE para la introducción de las renovables, fotovoltaica y micro-eólica en las cubiertas de 15 equipamientos

## CONCLUSIONES

	INVERSIÓN TOTAL	AHORRO CO2 T / año	Kwh/m3/Km	AHORRO ECONÓMICO euros/año
<b>SMART ENERGY (EFICIENCIA ENERGÉTICA)</b>	<b>622.115,91</b>	<b>449.68</b>	<b>2.136.443 Kwh</b>	<b>565.905</b>
1. Instalación de geotérmica en 2 equipamientos municipales	486.796,93	137,6	416.000 Kwh	37.230
2. Instalación de 41 baterías de condensadores en equipamientos	135.318,93			76.951
3. Optimización del proceso de recogida neumática de la Central de Can Llong	0,00			24.092
18. Apagado de las iluminaciones decorativas de la Biblioteca Vapor Badia	0,00	6,82	37.669 Kwh	5.925
19. Ajuste y reprogramaciones de las instalaciones con telegestión	0,00	36,2	200.000 Kwh	31.443
20. Reducción del alumbrado público en los equipamientos municipales	0,00	24,80	137.000 Kwh	21.538
21. Apagado el alumbrado interior de las máquinas de vending	0,00	8,26	45.774 Kwh	7.196
24. Optimización de los horarios de limpieza en los equipamientos	0,00	136	750.000 Kwh	117.911
25. Optimización de los espacios abiertos en los equipamientos municipales para adaptar el suministro energético a la demanda real	0,00	100	550.000 Kwh	86.468
26. Incorporación de un software de Gestión de Facturación				157.151

## LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

	INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA
<b>SMART ENERGY (EFICIENCIA ENERGÉTICA)</b>	
<b>ESE 15 EQUIPAMIENTOS SÓLO CON ILUMINACIÓN</b>	330.000,00
<b>ESE 15 EQUIPAMIENTOS SÓLO CON ENERGÍAS RENOVABLES</b>	300.000,00
<b>ESE 12 EQUIPAMIENTOS</b>	260.000,00
<b>MONITORIZACIÓN CONSUMOS ENERGÉTICOS</b>	70.000,00
DoF	342.960,00

Figura 7: Inversiones realizadas (2008-2014) y líneas de trabajo futuras de eficiencia energética en edificios en Sabadell.

## REFERENCIAS

Datos internos Ayuntamiento de Sabadell, 2008-2014.

# REDUCIR GASTOS OPERACIONALES REDUCIENDO PARADAS INNECESARIAS

**Francesc Fornieles Castells**, Responsable de Mercados, División Gestión Energética y Calidad de Red, CIRCUTOR SA

**Josep García Fábrega**, Responsable de Producto, División Calidad de Red, CIRCUTOR SA

**Resumen:** ¿Qué coste puede suponer la interrupción de un horno de fabricación de vidrio?, ¿o de una línea de envasado de cualquier tipo de bebida?, ¿o de cualquier proceso de fabricación de componentes para automoción que deben ser entregados según el método *just in time*? No sólo las pérdidas económicas asociadas a estas situaciones, sino también la pérdida de competitividad que eso implica deben de ser consideradas.

**Palabras clave:** Protección Diferencial, Monitorización, Fugas, Gastos Operacionales, Mantenimiento Preventivo

## INTRODUCCIÓN

¡Una parada de producción o de servicio en nuestra instalación! Lo primero que nos viene a la cabeza son los costes que ésta nos va a suponer, la pérdida de material, o la cantidad de reclamaciones por parte de los clientes.

El correcto mantenimiento de las instalaciones es crucial para evitar o minimizar el impacto que pueden suponer a nuestros gastos operacionales (OPEX) dichas paradas. Dotarlas de un sistema que nos informe de su estado en todo momento, nos ayudará a preservar la continuidad de los procesos y servicios, y avanzarnos a futuras incidencias.

Una de las situaciones más frecuentes que producen paradas indeseadas en la industria son los disparos de protecciones diferenciales. Tradicionalmente, estos dispositivos son electromecánicos que no proporcionan suficiente información para determinar la posible causa del disparo, ya sea debida a un defecto de aislamiento, a la acumulación de fuga o bien a un transitorio.

Vivimos en la era de la información y consideramos natural que muchos dispositivos nos proporcionen datos de su estado, pero parece que no aporte ninguna información útil el conocer el valor de corriente de defecto en nuestra instalación eléctrica.



Figura 1. Métodos de protección diferencial.

Hoy en día debemos integrar dispositivos de protección adecuados al tipo de receptores, y que éstos sean capaces de monitorizar la corriente residual. La aportación de dicha información es imprescindible para la detección preventiva antes de alcanzar valores críticos, o en caso de disparo, discernir lo máximo las posibles causas del defecto.

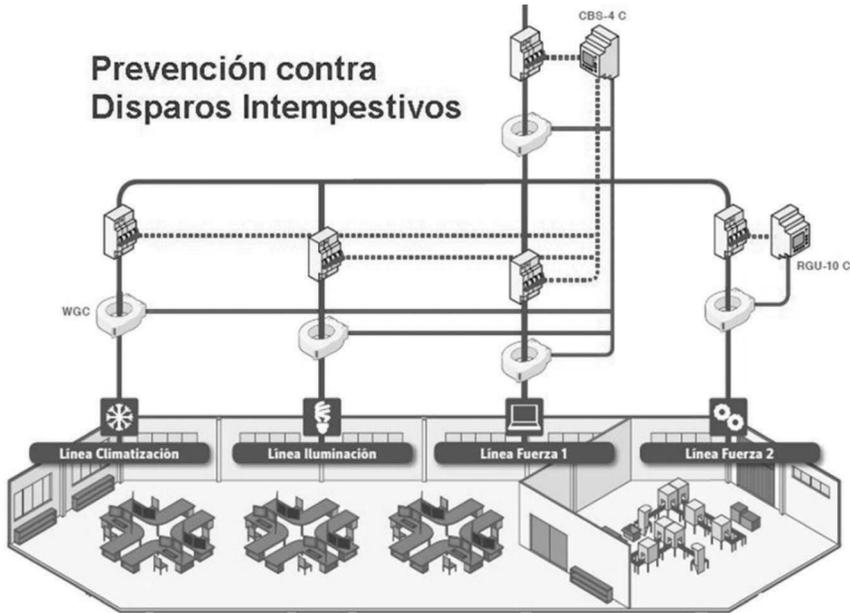


Figura 2. Sistema de protección y monitorización de fugas.

La buena monitorización de la instalación no sólo sirve para visualizar los datos de la instalación, sino que también nos ayudará a averiguar las posibles causas del defecto en caso de disparo. Las protecciones con capacidad de indicar, por display, por comunicaciones o por contactos auxiliares, los valores de fuga, permiten ver de forma directa y en tiempo real el estado de la instalación, evitando o minimizando así el riesgo de disparo.

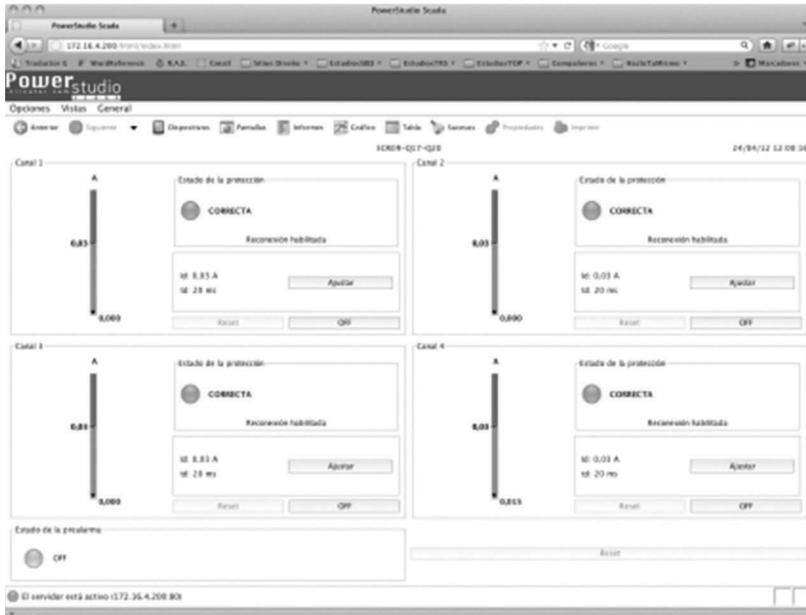


Figura 3. Monitorización de estado y de nivel de fuga.

Una vez obtenida la información necesaria tras detectar los problemas de fuga, se podrá realizar el diagnóstico sobre la incidencia, analizando las posibles causas, localización, y solucionar así rápidamente la incidencia.

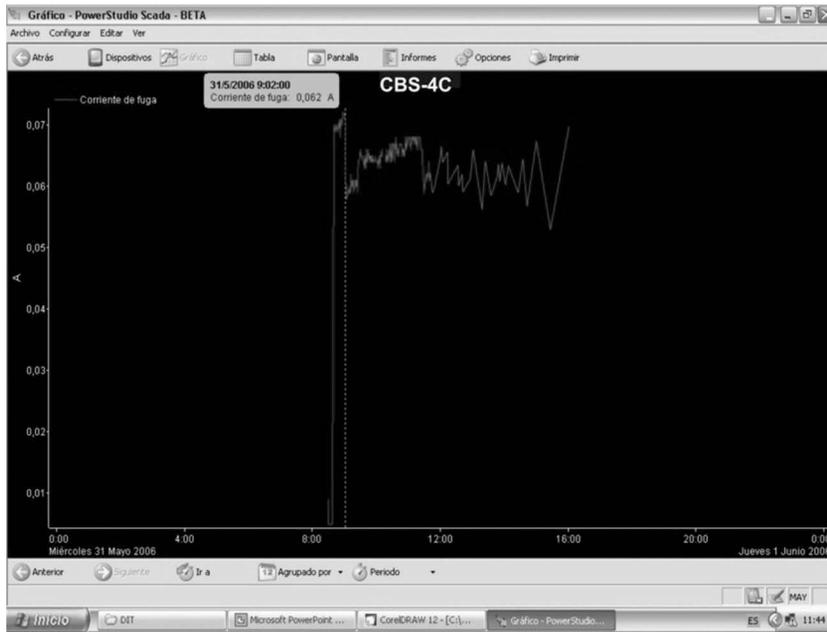


Figura 4. Análisis de la evolución de fuga en varios circuitos.

Es necesario tener en cuenta que hay diversas causas que puede provocar un incremento gradual de la corriente residual a tierra en una línea, ya sea un aumento real de magnitud, o bien del valor medido por el dispositivo de protección diferencial, entre las que podríamos enumerar:

- El deterioro paulatino del aislamiento de un conductor debido a condiciones medioambientales, que impliquen altas humedades o temperaturas, a agresiones químicas en entornos contaminados, o incluso a la acción de roedores.
- La adición de nuevas cargas que aporten de base una cierta fuga a tierra, como es el caso de la gran mayoría de cargas electrónicas monofásicas de carácter ofimático, o de los convertidores de potencia trifásicos (variadores de velocidad o frecuencia, rectificadores, etc.), los cuales suelen equipar en su entrada un filtro EMI para limitar la emisión conducida de interferencias a altas frecuencias, un tipo de filtro que siempre implica una corriente residual a tierra, generalmente del orden de unos pocos miliamperios.
- La pérdida de aislamiento de las partes activas en sistemas en movimiento, como podrían ser las cintas transportadoras de las líneas de envasado de productos alimentarios, provocadas por desgaste debido a roces o a tracción.
- La falta de selectividad vertical entre protecciones, siendo necesario asegurar la correcta coordinación tanto amperimétrica como cronométrica de los dispositivos de protección.
- Niveles de distorsión armónica en tensión elevados ( $THDU > 5\%$ ), los cuales pueden incrementar el nivel de fuga a través de las capacidades parasitas o propias de los diferentes receptores de la instalación.
- Uso de dispositivos de protección inadecuados para proteger cargas no lineales. El uso de diferenciales tipo AC, debe ser cada vez menor, incluso prohibido, ya que según la naturaleza de los defectos, los diferenciales pueden no garantizar de forma correcta la protección de personas y de la propia instalación. Es exigible que las protecciones sean hoy en día tipo A, ultrainmunizado, o tipo B.

El rápido diagnóstico de las causas que han comportado el disparo de las protecciones, nos permite reducir el tiempo y costes de las incidencias, reduciendo también los costes por mantenimiento.

En definitiva, debemos pasar a sistemas de protección diferencial que aporten toda la información necesaria para disponer de control del estado de nuestra instalación, desde el punto de vista de la corriente de defecto en cada una de las líneas que lo componen.



Figura 5. Diferenciales con comunicaciones ultrainmunizados RGU-10 & CBS-4.

## REFERENCIAS

- Balcells & Fornieles, et. al, 2011, Eficiencia en el uso de la energía eléctrica, Ed. Marcombo, Barcelona.

## DISEÑO DE LA MICRORED INTELIGENTE I-SARE

**Giovanna Santamaría**, Ingeniero I+D, Jema Energy S.A.

**Luis Galo Corzo**, Ingeniero I+D, Jema Energy S.A

**Leire Arrizubieta**, Ingeniero I+D, Jema Energy S.A.

**Eneko Sansinenea**, Ingeniero I+D, Jema Energy S.A

**Iñigo Cuevas**, Ingeniero I+D, Jema Energy S.A

**Ibón Cerro**, Director Técnico, Jema Energy S.A.

**Iker Martinez**, Ingeniero Industrial, Fomento de San Sebastián S.A.

**Ana Aizpuru**, Directora Economía Sostenible, Fomento de San Sebastián S.A.

**Resumen:** Los requisitos actuales relativos a la eficiencia energética y la integración de nuevos elementos, tales como los vehículos eléctricos y las energías renovables, requieren el desarrollo de un nuevo concepto de red eléctrica diferente al que conocemos hoy en día: la red inteligente. Para esto es necesario la participación activa de edificios y ciudades de la red como productores, consumidores y almacenadores de energía, así como un nuevo sistema de control más eficiente que tenga en cuenta la calidad de red, la compensación de armónicos y la regulación P/Q, entre otros.

**Palabras clave:** Smart Grid, Integración Energías Renovables, Vehículo Eléctrico, Control P/Q, Compensación de Armónicos.

### INTRODUCCIÓN

El sector energético mundial es muy dependiente de materias primas cada vez más escasas, como el petróleo y el gas natural. La Unión Europea se ha planteado tres grandes objetivos para 2020: reducción del 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, lograr una cota del 20% de generación de origen renovable y mejorar la eficiencia de la red eléctrica en un 20%

La Directiva Europea de Eficiencia Energética - EPBD, aprobada en 2010, requiere que todos los edificios construidos después de 2021 sean edificios de energía casi cero, y desde 2019 en el caso de los edificios públicos.

Todo esto, junto con la enorme dificultad de las operadoras de expandir sus infraestructuras de transporte de electricidad, hace necesario un nuevo concepto de red eléctrica. En este nuevo paradigma, las redes y los edificios inteligentes deben ser el futuro. Es necesario construir ciudades y edificios que tengan en cuenta las tecnologías renovables, que son inagotables y respetuosas con el medio ambiente.

ISARE SMARTGRID está ubicada en el edificio pionero ENERTIC, un edificio diseñado con criterios bioclimáticos de alta eficiencia, aporte de energías renovables, próximo a 0 emisiones de CO<sub>2</sub> y equipado con un sistema de monitorización y control inteligente. El edificio ENERTIC es un Centro Transfronterizo de Innovación y Empresas destinado al Sector de Energías Renovables, Eficiencia Energética y SmartEnergy, desarrollado con el objetivo de dar soporte al Clúster de Energías Renovables, Eficiencia Energética y Smart Energy de San Sebastián, promovido por Fomento de San Sebastián y el Ayuntamiento de San Sebastián, además de tener en dicho centro una concentración sectorial que promueva la colaboración inter-empresarial, la puesta en marcha de proyectos innovadores, de mayor envergadura, etc. El Centro está ubicado en el Polígono Industrial 27 de San Sebastián, mayor polígono industrial de la ciudad. Enertic pretende ser un proyecto tractor y transformador en dicho ámbito y en todo el distrito Urumea Riverside de la ciudad.

El objetivo principal de iSARE SMART GRID consiste en Desplegar una micro-red experimental a modo de demostrador, que sirva como plataforma de desarrollo de nuevos productos, equipos, sistemas y procedimientos de operación y mantenimiento a las empresas participantes en este proyecto. La micro

red iSARE entra en operación este mes de julio, y en una primera fase estará funcionando en modo isla, para en una segunda fase conectarse al edificio y testar las interacciones a todos los niveles.

## CONCEPTO DE SMART GRID

Una Smart Grid es un sistema de generación bidireccional que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital, favoreciendo la Integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad.

Para conseguir este objetivo es necesario un reparto óptimo de la energía, implicando al usuario/consumidor mediante un modelo de pequeños sistemas inteligentes de distribución eléctrica auto-gestionados localmente, que pueden funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma.

Además, permite solucionar los dos principales problemas del modelo actual de la red eléctrica que son: las pérdidas de energía en el transporte y en el suministro (hasta un 14%) y que la generación está desacoplada de la demanda.

## CONCEPTO DE SMART BUILDING

Los requisitos básicos para la gestión activa de la generación y el consumo de electricidad en los edificios comprenden:

- La necesidad de implementar sistemas de medición avanzados (medidores inteligentes)
- Integración de sistema de comunicaciones de la red inteligente con cada edificio inteligente
- Contratos de energía con tasas flexibles

De esta forma, los edificios son capaces de:

- Comunicarse con la red
- Realizar una predicción de consumo y generación de energía
- Optimizar el consumo en función de la tarifa
- Reducir consumos
- Aumentar la eficiencia y sostenibilidad
- Reducir costes de operación y mantenimiento

## PROYECTO I-SARE: SMART GRID 300KW

El objetivo del proyecto iSare es crear una micro red inteligente eficiente, sostenible y segura que sirva de banco de ensayo para desarrollar y experimentar el estado de diferentes tecnologías de generación y almacenamiento. Los beneficios de esta red inteligente pueden resumirse en seis puntos:

1. Lucha contra el cambio climático mediante la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables
2. Desarrollar el "modo isla", la capacidad de un área para trabajar de forma aislada en caso de fallo de la red principal
3. Aumentar el control y la visibilidad de todas las partes de la red para anticipar la demanda y para corregir las deficiencias en el menor tiempo posible
4. Convierte a los consumidores en participantes activos, lo que les permite planificar su consumo
5. Reducir los costos al evitar la construcción de nuevas infraestructuras
6. Preparar la red para el despliegue a gran escala de los vehículos eléctricos

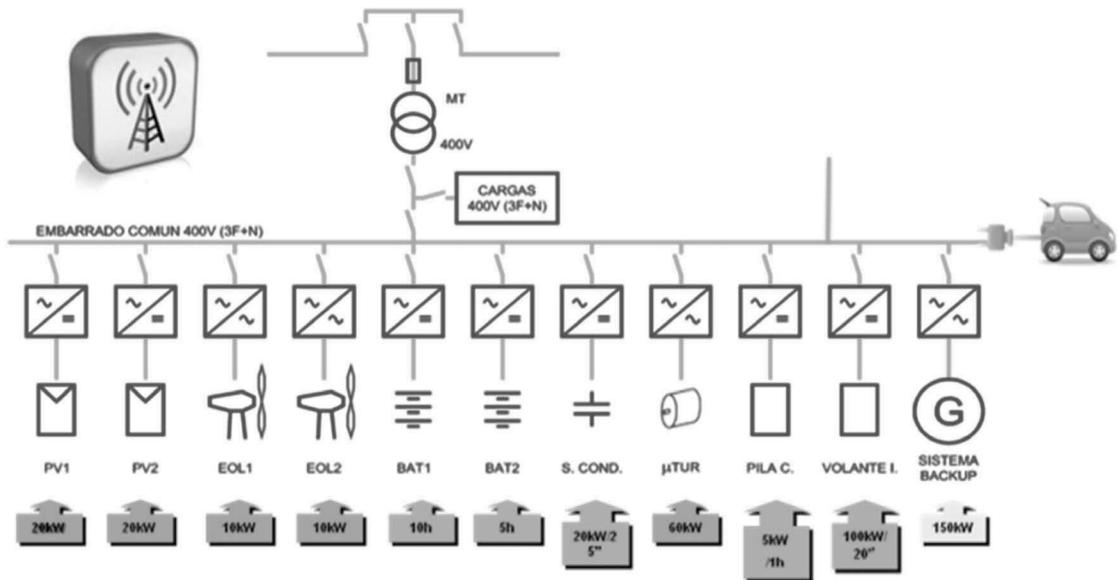


Figura 1. Red iSare.

### Elementos de la red iSare

La micro red i-Sare tiene una potencia de generación instalada de 300 kW y está constituida por un sistema de almacenaje, cargas y generadores que pueden operar conectados a la red de distribución eléctrica o de manera aislada (Isla). El objetivo es emplear de manera integrada diferentes tecnologías de fuentes de producción de energía renovables junto con fuentes de generación convencionales, estableciendo sistemas de gestión inteligentes y almacenamiento de la energía eléctrica del conjunto.

A continuación se enumeran los diferentes elementos de la red i-Sare:

- Energía Renovable: Generación Fotovoltaica, Generación eólica de eje vertical, Generación eólica de eje horizontal, Pila de combustible de hidrógeno
- Cogeneración: Motogenerador de gas natural con módulo de cogeneración
- Sistemas de almacenamiento: Baterías de Pb, Baterías Ion-Li, SuperCondensadores, Volante de Inercia
- Vehículo eléctrico
- Estación de recarga de vehículo eléctrico
- Sistemas de monitorización y control

Elemento	Potencia (kW)
Generación fotovoltaica	40
Generación eólica	10+10
Pila de combustible	5
Cogeneración a gas	75
Grupo diesel	150
Baterías de ión Litio	100
Baterías de plomo	80
Supercondensadores	100

Volante de inercia	100
Cargadores vehículo eléctrico	22

Tabla I. Sistemas de la red i-Sare.

## Control Jerárquico

En la gestión de la micro red iSare se utiliza un control distribuido jerárquico de cuatro niveles: el primario, el secundario, el terciario y el cuaternario.

El control primario se implementa en los controles locales de cada inversor conectado a la micro red y es responsable del reparto de la potencia activa y la reactiva. Los convertidores de potencia tienen que ajustar el flujo de potencia activa y reactiva que puede lograrse a través del control de frecuencia y tensión (droop control), es decir, pueden emular a los generadores síncronos en paralelo de un sistema de generación tradicional y automáticamente compartir la demanda total de carga. Por lo tanto, los consumidores son capaces de gestionar su demanda de forma activa.

Los otros tres controles (control secundario, terciario y cuaternario) se realizan en una unidad de control central. El control secundario re-estabiliza las desviaciones en tensión y frecuencia y se encarga de la sincronización con la red principal, el control terciario realiza la gestión de la energía en toda la micro red y el control cuaternario se encarga de realizar el reparto de la demanda real entre generadores, almacenadores y conexión con el proveedor.

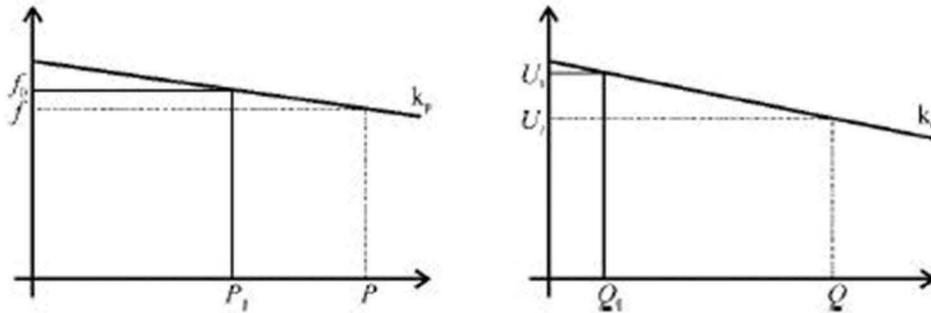


Figura 2. Control primario P/Q (Droop Control).

## Control Distribuido

El flujo de la información entre las distintas unidades se realiza mediante una red interna de comunicaciones basada en EPICS (Experimental Physics and Industrial Control System), y un conjunto subredes que interconectan los equipos de generación y consumos con los equipos de comunicación IOC (Input Output Controller) de la red de comunicaciones interna. Además, se dispone de un sistema de registro y monitorización de variables y alarmas que permitan controlar el sistema en todo momento, así como registrar cualquier incidencia que pueda producirse.

## Control Central

El flujo de la información entre las distintas unidades se realiza mediante una red interna de comunicaciones basada en EPICS (Experimental Physics and Industrial Control System), y un conjunto subredes que interconectan los equipos de generación y consumos con los equipos de comunicación IOC (Input Output Controller) de la red de comunicaciones interna. Además, se dispone de un sistema de registro y monitorización de variables y alarmas que permitan controlar el sistema en todo momento, así como registrar cualquier incidencia que pueda producirse.

EPICS es un conjunto de herramientas de código abierto, desarrolladas para crear sistemas de control distribuidos con requerimientos de tiempo real basado en un esquema cliente/servidor especialmente pensado para utilizarse en instalaciones como aceleradores de partículas, telescopios e instrumentos similares.

Este software ha sido desarrollado para permitir integrar en un mismo sistema multitud de dispositivos, cada uno de ellos responsable de uno o varios elementos de control, y poder acceder a todas las variables presentes en el sistema de manera rápida y precisa, ya sea el estado de un instrumento, la medida de determinado sensor, o la posición de un motor. En la jerga EPICS las variables se denominan Process Variable (PV). Para ello implementa una arquitectura cliente/servidor que posibilita esta comunicación siempre y cuando todos los elementos formen parte de la misma red local construida sobre Ethernet implementando el protocolo TCP/IP para el intercambio de datos y UDT/IP para la administración de la conexión. El elemento esencial de esta colaboración entre componentes es el Channel Access (CA), un protocolo que proporciona transparencia a la comunicación entre clientes que requieren información o exigen acciones a realizar, y servidores que procesan las peticiones, los denominados I/O servers.

## REFERENCIAS

- Juan Carlos Vasquez Quintero, "Decentralized Control Techniques applied to electric power distributed generation in micro grids," *Tesis June 10, 2009*.
- J. M. Guerrero, Berbel, J. Matas, J. L. Sosa and de L. g. Vicuna, "Decentralized Control for parallel operation of distributed generation inverters in microgrids using resistive output impedance", *IEEE ISIE 2006, pages 5149-5154,, 2006*.
- J. M. Guerrero, R. Teodorescu, T. Kerekes, J. C. Vasquez, "Industrial Ph. D. Course in Microgrids", *Aalborg University, Nov. 18-19, 2010*.

# INTEGRACIÓN DE TELECOMUNICACIONES PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN LAS ISLAS GALÁPAGOS - ECUADOR

**Milton Aguas**, Magister, Jefe Informática y Telecomunicaciones, Empresa Eléctrica Provincial Galápagos

**Resumen:** La ubicación geográfica de las Islas Galápagos, obligan a la institución a tener sistemas aislados de generación y distribución de la energía eléctrica, ya sea Generación Térmica o Renovable, para intercomunicar toda la información de estos “Sistemas Aislados”, la Jefatura de Informática y Telecomunicaciones, ha realizado trabajos para sistematizar en red toda la información, que al momento se encuentra centralizada en la Agencia Matriz ubicada en la Isla San Cristóbal.

**Palabras clave:** Islas Galápagos, Energía, Renovables, Telecomunicaciones, Tecnología, Redes Eléctricas Inteligentes

## INTRODUCCIÓN

El principal objetivo del proyecto es el de mejorar la preservación de las Islas Galápagos y reducción de la huella ambiental, convirtiéndolas en un referente mundial en gestión energética y en sustentabilidad, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y por consiguiente su huella de CO2, mejorando la calidad de los servicios de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos (ELEGALAPAGOS) y a su vez reduciendo el impacto ambiental de los mismos, incrementando la utilización de fuentes de energías renovables, acercando la generación y el consumo, apostando por un uso de la energía racional y eficiente, comunicando las Redes Inteligentes (Smart Grids) todos sus sistemas informáticos en Energías Renovables y de Gestión Institucional.



*Figura 1. Galápagos, “isla inteligente”.*

El Proyecto completo comprenden las Centrales de Generación Térmica, Renovable, Oficinas de Agencias Eléctricas, Cerros donde se tiene comunicación institucional en base a convenios y permisos otorgados como Cerro Crocker en Isla Santa Cruz con la concesión de Comodato del terreno por parte del Parque Nacional Galápagos y Cerro San Joaquín en Isla San Cristóbal con Permiso de la Dirección General de Aviación Civil dueños de dichos terrenos.

## DESCRIPCIÓN SOLUCIÓN

Al momento se tiene un Enlace de Datos que provee la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP, con un costo muy elevado dando servicio de 5 Mbps entre San Cristóbal y Santa Cruz, 3 Mbps entre Isabela y San Cristóbal y 3 Mbps entre Floreana y San Cristóbal, y para la transmisión de los sistemas informáticos de energía renovable, sistemas de información geográfico (Mapas), Video Conferencia, Telefonía IP, etcétera, se necesita por lo menos 80 Mbps de transmisión a través de un Enlace de Datos Confiable y administrable por ELECGALAPAGOS.

Se tiene permisos de concesión de terreno en los Cerros Crocker y San Joaquín, así como permisos ante la SENATEL de transmisión en Radio VHF, al momento está en trámite permisos de antenas de transmisión entre oficinas y Centrales Térmicas.

Se tiene instaladas torres de comunicación en Cerro Crocker Isla Santa Cruz una torre autosoportada de 30 metros, en la Agencia Eléctrica Isabela una torre de 15 metros, una torre en la Agencia Eléctrica Santa Cruz de 15 metros, una torre en Cerro San Joaquín Isla San Cristóbal de 12 metros.

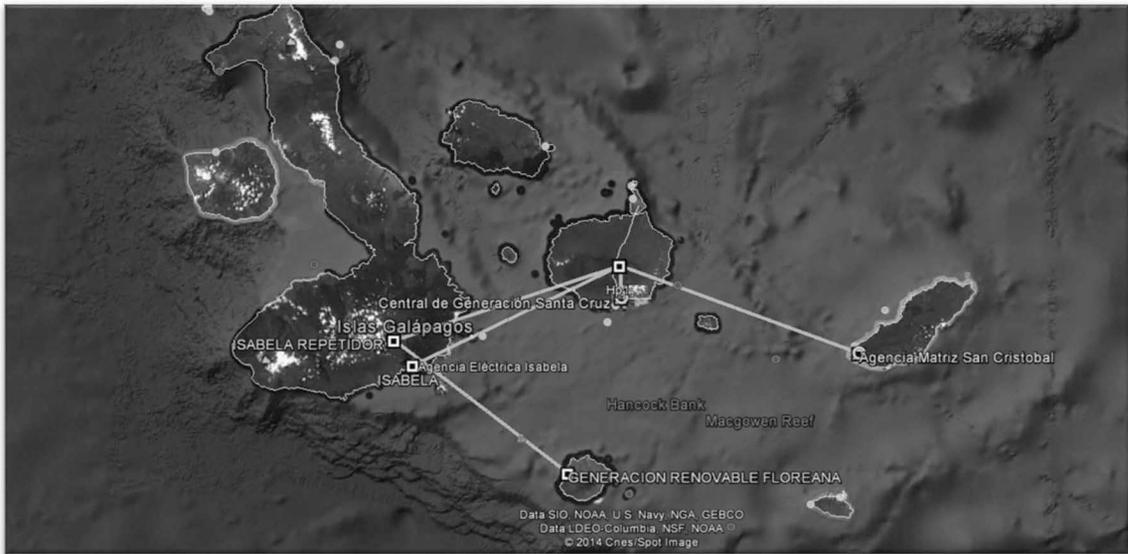


Figura 2. Enlace de Datos Institucional que se desea implantar en ELECGALAPAGOS S.A. (Fuente: Google Earth)

La Jefatura de Informática y Telecomunicaciones con el apoyo de Presidencia Ejecutiva y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, ha logrado se incluya a la institución en varios proyectos nacionales emblemáticos de Generación con Energía Renovable, Ciudad Inteligente y Redes Eléctricas Inteligentes, así como Sistemas Informáticos, para ello se necesita un Servicio de Enlace de Datos confiable, para que estos y todos los proyectos planificados funcionen adecuadamente e interrelacionados entre sí, como SCADA en Proyectos de Energía Renovable, Telemetría, Sistemas de Información Geográfica, Sistema de Comercialización, Telefonía VoIP, Video Conferencia, Cámaras de Seguridad IP, Sistema de Cocinas de Inducción, Terminales de Consulta para Clientes, etc.; se necesita una solución de Telecomunicaciones que permita la integración total de todos los Sistemas Informáticos y Equipos de todas las Agencias, Centrales Térmicas y Generación Renovable de ELECGALAPAGOS S.A., es por ello que se ha planificado y considerado en los Proyectos de Inversiones proyectos de telecomunicaciones y solicitado la contratación de internet como de enlace de datos e incorporar una red de datos de fibra óptica entre Centrales Térmicas y Oficinas, la cual existe contratada con el Proveedor Estatal CNT EP, este servicio a precios muy altos, el cual se desconecta periódicamente, además que el ancho de banda para el incremento de estos sistemas es muy bajo referente a toda la tecnología que se pretende instalar a partir del año 2014.

Siendo una la institución perteneciente al Sector Estratégico Nacional, en la que no se puede parar su funcionamiento las 24 horas al día, los 365 días del año, se requiere este servicio esté disponible, confiable y seguro para la operación de toda la demanda actual y futura de datos que existe a nivel Provincial.

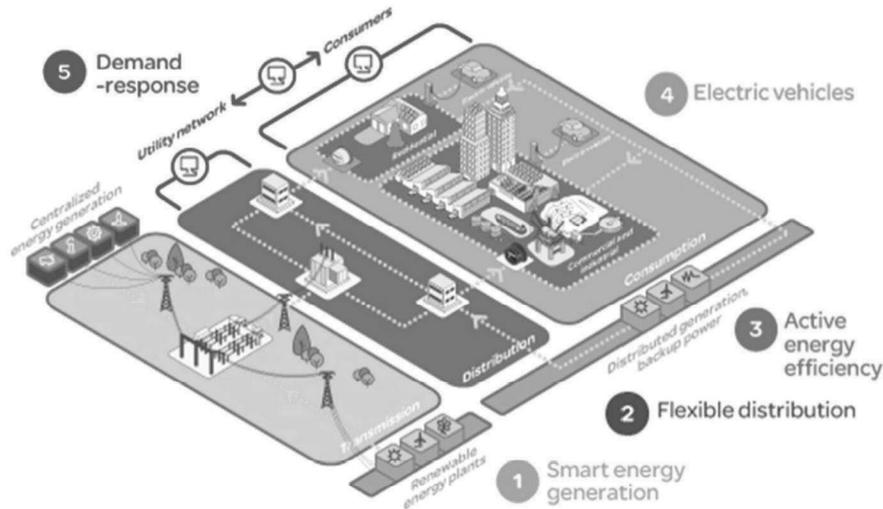


Figura 3. Cinco Pilares Fundamentales para la Red Eléctrica Inteligente (Fuente: Schneider Electric).

Actualmente existen torres de comunicaciones usadas en Radio Frecuencia VHF en estado deplorable e inseguras que cualquier momento pueden ocurrir un accidente por las condiciones en las que se encuentran, esto además de la salinidad propia de las islas se deben cambiar todas las torres de telecomunicaciones para la implantación de este proyecto.

## METODOLOGÍA

La viabilidad económica y financiera del proyecto se basa en una metodología costo-beneficio y entre los principales beneficios cuantificables y no cuantificables de los que se pueden señalar los siguientes:

- Óptimo cumplimiento de funciones y atribuciones en infraestructura de telecomunicaciones adecuada.
- Reducción de indisponibilidad en los sistemas informáticos.
- Mejor atención al cliente al optimizar y sistematizar procesos con herramientas tecnológicas interrelacionados en línea.
- Reducción de pérdida total o parcial de la información.
- Uso eficiente y productivo de las actividades de los funcionarios de la Empresa.
- Monitoreo y control de los Sistemas de Generación Térmica y de Energía Renovable.
- Información on line de los Sistemas Inteligentes para las Ciudades Inteligentes y Smart Grids.
- Reducción del uso de Recursos Institucionales por funcionarios que se desplacen de una isla a otra.
- Comodidad de los usuarios al reducir tiempos de espera en sus trámites.

## RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

La evaluación de los resultados e impactos se lo efectuara luego de terminados los trabajos de la implantación de la INTEGRACIÓN DE TELECOMUNICACIONES PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN LAS ISLAS GALÁPAGOS. Estos impactos serán en el área social, de la población de la Provincia de Galápagos principalmente en la satisfacción del cliente.

Para medir los resultados o impacto del proyecto, se realizará encuestas a los clientes y población en general de la Provincia de Galápagos, para medir su mejora en cuanto a cobertura y calidad de los

servicios que la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos ofrece a nivel provincial, así como también se podrá evaluar los resultados de impacto en los resultados obtenidos y publicados en las Estadísticas Institucionales e Informes 2015 y 2016.

Entre los beneficios están los siguientes:

- Garantizar un porcentaje del 99% en la disponibilidad de los servicios tecnológicos en sus procesos críticos para los clientes internos y externos de ELECGALAPAGOS S.A.
- Posibilidad de emprender procesos productivos eficientes.
- Evitar demoras en los diferentes sistemas y aplicaciones tecnológicas.
- Seguridad en la información.
- Servicios Informáticos 24/7 365 días al año.
- Flexibilidad de la información.
- Conectividad hacia otras entidades estatales y privadas.
- Reducción de la brecha tecnológica.
- Uso de nuevas herramientas tecnológicas.
- Monitoreo de Centrales de Generación Térmica y Renovable.

## CONCLUSIONES

Una vez ejecutado o terminada la construcción del proyecto de se dispondrá para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones para servicio de la Población de la Provincia de Galápagos, con un 99% de la disponibilidad de sus servicios tecnológicos las 24 horas los 365 días del año, así como la comunicación entre los funcionarios que trabajan en las áreas de Distribución Eléctrica y Centrales de Generación Térmica y de Energía Renovable.

Este Proyecto además de ser económicamente viable como se lo demostrará a continuación, presenta beneficios sociales, ambientales y económicos para la Población de la Provincia de Galápagos, ya que se tendrá a través de este medio de comunicación, una conectividad en todos los sistemas aislados de generación eléctrica y soportando las Redes Eléctricas Inteligentes y Ciudades Inteligentes.

El proyecto es económicamente viable en su indicador de (Costo-Efectividad) que demuestran y refuerzan su viabilidad. El financiamiento estará cargo de ELECGALAPAGOS como parte de su presupuesto para inversiones y ejecutado por la Jefatura de Informática y Telecomunicaciones.

Los resultados obtenidos en este análisis indican que a lo largo del tiempo (periodo de durabilidad del proyecto de 10 años) se representará un ahorro significativo en el gasto anual que realiza la institución por tener un enlace de datos con proveedor externo (Proveedor Actual CNT EP), aumentando su capacidad de transmisión, adicional a ello este proyecto genera bienestar en los usuarios y clientes de la institución al tener conectividad eficiente, y sistemas informáticos en línea, bajo estas consideraciones el proyecto es viable.

La implantación del proyecto se encuentra en lotes de propiedad de la empresa o en lotes de propiedad de instituciones del estado entregadas en Comodato a ELECGALAPAGOS S.A., esto hace que no sea necesario realizar un análisis financiero por cuanto no genera flujos de ingresos o egresos monetarios, pero sin embargo genera beneficios sociales y económicos para la población de la Provincia de Galápagos.

EVALUACIÓN ECONÓMICA, INTEGRACIÓN DE TELECOMUNICACIONES PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN LAS ISLAS GALÁPAGOS - ECUADOR													
Costo Total de Inversión		500000.00		VIDA ÚTIL DEL PROYECTO (años):		10		<b>PROYECTO:</b>					
Monto Créditos:		0		PLAZO DE INSTALACIÓN (meses):		6.00		INTEGRACIÓN DE TELECOMUNICACIONES PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN LAS ISLAS GALÁPAGOS - ECUADOR					
Recursos propios:				Año		2,015							
Tasa de descuento:		12.00%											
AÑOS	C O S T O S					I N G R E S O S					VALORES ACTUALIZADOS		
	INVERSIÓN	Costo O&M (USD.)	Operativos	Accesorios	TOTAL	AHORRO EN TRANSPORTE DE FUNCIONARIOS HACIA OTRAS ISLAS	AHORRO SERVICIOS	AHORRO HORA EFICIENTE	TOTAL	BEN. NETOS	COSTOS	INGRESOS	BEN. NETOS
0	500,000.00				500,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-500,000.00	500,000.00	0.00	-500,000.00
1		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	33,928.57	168,075.75	134,147.18
2		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	30,293.37	150,067.63	119,774.27
3		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	27,047.65	133,988.96	106,941.31
4		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	24,149.69	119,633.00	95,483.31
5		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	21,562.22	106,815.18	85,252.96
6		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	19,251.98	95,370.69	76,118.71
7		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	17,189.27	85,152.41	67,963.14
8		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	15,347.56	76,028.93	60,681.37
9		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	13,703.18	67,882.98	54,179.80
10		30,000.00	8,000.00		38,000.00	7,380.00	80,064.84	100800	188,244.84	150,244.84	12,234.98	60,609.80	48,374.82
49													
<b>TOTAL:</b>	500,000.00		80,000.00	0.00	880,000.00	73,800.00	800,648.40	1,008,000.00	1,882,448.40	1,002,448.40	714,708.48	1,063,626.33	348,916.85
									<b>VALOR PRESENTE NETO (MM USD)</b>				\$ 311,532.91
									<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>				27.38%
									<b>RELACION BENEFICIO/COSTO</b>				1.49

Tabla I. Evaluación Económica.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, mi Esposa e Hija que con su amor siempre están acompañándome y apoyándome, al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de la República del Ecuador, que provee de los recursos necesarios para que se puedan ejecutar proyectos desarrollados a través de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos en pro mejora del desarrollo sustentable y sostenible de un paraíso natural como son las Islas Galápagos.

# EL NOVIAZGO DE LAS DOS GRANDES REDES: ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

**Gerardo Salvador Comino**, Co-fundador, SEINON

**Resumen:** La red eléctrica y la de telecomunicaciones comienzan a tener necesidad de colaborar, la situación vivida hasta la fecha no es sostenible por más tiempo debido a la necesidad de tomar decisiones inmediatas en materia medioambiental y de eficiencia energética. Las imposiciones en reducción de emisiones de CO2 cada vez son más importantes y el precio de la energía crece año a año. Esta es la razón por la que la red eléctrica está en los inicios de una sinergia gigantesca con la otra gran red: Internet. Con la unión de ambas se puede gestionar correctamente la energía gracias a la capacidad de: computación, velocidad y versatilidad de la red de telecomunicaciones, y esto va a facilitar que el control energético sea en un futuro tan exhaustivo como con cualquier sistema 'scada' industrial. En todo este proceso dentro de las 'smartgrids' un actor clave son los sistemas de gestión de la energía, que aparte de realizar análisis de magnitudes energéticas, son capaces de tomar decisiones, actuar sobre la propia red e intervenir sobre los elementos que componen la misma, desde el usuario doméstico hasta el gran industrial.

**Palabras clave:** Internet, Monitorización, Análisis, Telecontrol, Telemida, Innovación, Tecnología, The Internet of Things, Sistemas de Gestión de la Energía

## INTRODUCCIÓN

El incipiente cambio climático, el miedo a las nucleares, la escasez de recursos naturales, la creciente contaminación atmosférica, etc. Son temas que tienen un gran impacto mediático por centrarse en acrecentar una de las grandes preocupaciones del ser humano: su propia integridad y la de sus descendientes. Es por eso que directivas que podrían pasar desapercibidas se vuelven objeto de controversia, caso de la 2012/27/UE de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética en la que se estableció el objetivo de reducir un 20 % el consumo para el conjunto de los estados miembros de la Unión Europea en una clara señal del compromiso que va a adoptar nuestra sociedad de cara a combatir el panorama de costes crecientes de la energía, así como el cambio climático.

Salvo excepciones ha sido muy raro que los responsables financieros de las empresas tuviesen en cuenta las partidas de energía como algo importante en sus análisis. Ahora las reglas han cambiado. Algo que parecía relegado al ingeniero de mantenimiento o al instalador eléctrico, se ha convertido en un coste a tener en cuenta debido a las continuas subidas en el precio de la electricidad, lo que ha provocado que las cuentas de resultados se vean fuertemente afectadas por lo bien o mal que se gestione este recurso.

Por otra parte cada vez es más acuciante la necesidad de reducir las emisiones de CO2 para combatir el cambio climático y esto está produciendo que la Unión Europea materialice esta lucha en forma de nuevas normativas que combatan la ineficiencia actual del sistema energético penalizando a aquellos que derrochan con tal de equilibrar el sistema entre producción y demanda. España a través de la trasposición de la última directiva europea en materia de eficiencia energética sigue los pasos impuestos desde Bruselas, pero todavía estamos en la antesala de lo que será la unión de los dos gigantes: La energía e Internet.

## EL CONOCIMIENTO ES EL NÚCLEO DE LAS “SMARTGRIDS”

Hasta la fecha la mayor parte de las empresas y prácticamente la totalidad de los usuarios domésticos pagan sus facturas energéticas como algo inamovible y sin capacidad de reacción más allá de las quejas sobre el precio. Algo análogo a lo que pasaba antes de la liberalización del mercado de las telecomunicaciones en el cual no había opción de: analizar las llamadas que se realizaban, cambiar de

compañía operadora o tener contratadas diferentes líneas con diferentes empresas de telefonía según nos interesara trabajar en un ámbito o país.

En la energía se vive una época similar a aquella, ya que los usuarios no tienen la información necesaria para realizar un diagnóstico de su instalación eléctrica y averiguar cosas tales como: ¿A qué horas del día consumo más? ¿En qué época del año? ¿Cuánta energía reactiva tengo? ¿Consumo por igual en las tres fases? ¿Se dispara el máxímetro por exceso de potencia? ¿Qué sección o sistemas consumen más energía al cabo del año? Con información de este tipo el decisor puede evaluar múltiples posibilidades y actuar con el conocimiento de causa y la certeza de que las medidas que implanten van a ser útiles.

Lo que se ha venido haciendo hasta la fecha para controlar la energía ha sido lo siguiente:

1. Asistir a la instalación que queremos medir.
2. Conectar un analizador de redes a uno de los cables eléctricos.
3. Dejar el analizador durante varias horas o días tomando muestras.
4. Recoger el analizador y volcar su contenido en un ordenador con un software local.
5. Analizar los datos y tomar decisiones para aumentar la eficiencia energética.

Esta metodología, aunque útil, siempre ha tenido un gran inconveniente: La temporalidad. La obtención de datos de esta forma está tan muestreada que sería un error extrapolar las conclusiones a todo el año. Para ejemplificar esto se debe imaginar el caso de una industria dedicada al turrón que tiene unos periodos de trabajo muy intensos de septiembre hasta diciembre, pero prácticamente nulos de enero a agosto. ¿Cómo un auditor energético interpretaría lo que hacer si toma las medidas en noviembre? ¿Tendría que volver a la instalación a principio de año? Pero aún en condiciones de trabajo a lo largo del año similares ¿Qué sucedería si? Cambian un motor, contratan a más personal, hay una modificación de la normativa tarifaria a nivel estatal, deciden realizar más producción por la mañana en lugar de por la tarde, etc. Hay múltiples decisiones que no se pueden tomar si no se conoce exactamente lo que sucede, y es imposible conocer al milímetro lo que sucede si no se monitoriza 365 días al año 24h al día para obtener la curva de carga anual con la mayor exactitud posible.

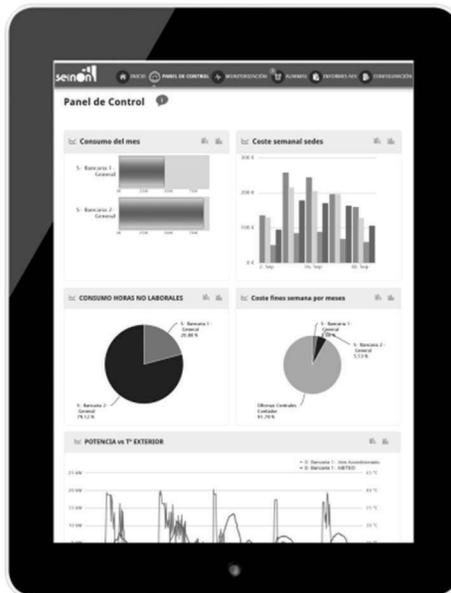


Figura 1. Visualización desde Internet de la información energética obtenida en la red eléctrica en una 'smartgrid'.

## CONTROLAR Y DESPUÉS ACTUAR

¿Cómo por tanto se enfrentan las nuevas tecnologías a estas normativas? Claramente el primer paso que se debe dar para tomar una decisión es conocer exactamente qué sucede, y para ello se ha de

monitorizar e interpretar el consumo energético del parque de instalaciones existente con tal de proyectar medidas de ahorro y de eficiencia energética que sean eficaces y competitivas. ¡Es imposible adoptar mejoras si no se conoce dónde están las ineficiencias y excesos de consumos! La clave pues está en medir para luego actuar, pero lamentablemente el sistema eléctrico aún está despertando de una larga "Edad Media" para encontrarse con que todo está aún por hacer.

La clave está en la extraordinaria simbiosis que se va a producir entre Internet y la red eléctrica. La gran potencia en ciernes que supone "The Internet of things" permitirá una interoperabilidad entre sistemas y dispositivos eléctricos con el aprovechamiento de la potencia de computación y procesamiento que nos ofrece el "Big Data". En otras palabras, podremos monitorizar cualquier dispositivo eléctrico/electrónico desde Internet haciendo que cualquier uso de ineficiente de la energía esté controlado.

La analogía con el mundo médico aclara mucho este aspecto: Imaginemos un enfermo que acude al médico y este le realiza una exploración y le diagnostica un resfriado. El médico le prescribe una pastilla y nunca más vuelve a saber de él. Sin embargo el paciente no mejora y vuelve al cabo de las semanas con lo que el médico haciéndole un reconocimiento rápido le prescribe otra cosa, y lo manda a su casa entrando en un círculo en el que el paciente nunca mejora. ¿No sería más lógico si el médico en lugar de ser alguien que actúa de forma aislada y puntual estuviese controlando al paciente de forma continuada y solicitase más pruebas como radiografías, análisis de sangre/orina, electrocardiogramas, etc.? De esta forma y con esa información podría determinar mejor que le sucede. Pero no acaba ahí la cosa, ¿No sería mejor aplicar una medicina preventiva como la que acostumbran a realizar los médicos de familia para evitar males mayores? Esto no es posible si el paciente va solo cuando está enfermo, sino que el paciente debe pasar revisiones continuas para verificar que todo va bien y tratar cualquier anomalía de forma anticipada.

El símil médico sirve para definir una aplicación de las 'smartgrids' en cuanto al control permanente. Si la red eléctrica así como todas sus cargas están permanentemente monitorizadas, el "médico de la instalación eléctrica" podrá dar diagnósticos perfectos y prevenir futuras enfermedades haciendo que la eficiencia de la demanda energética sea mucho mayor y que finalmente se ahorre dinero, tiempo y recursos.

## SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA (SGES)

En el centro de esta cuestión se encuentran los Sistemas de Gestión de la Energía (SGE) que son plataformas en el nube encargadas de procesar y tratar la información en bruto de las medidas adquiridas por los sensores y contadores de campo de cara a facilitar la interpretación de los datos y la toma de decisiones al gestor energético, y que en un futuro llegarán al mercado doméstico masivo, produciendo las consecuencias que hemos visto en algunas casas domóticas, en las que ellas solas auto regulan sus funciones para no derrochar energía, cerrando ventanas o apagando el clima.

Estos SGEs que en la actualidad sólo utilizan una parte de los gestores energéticos profesionales, llegarán también al mercado doméstico permitiendo acciones tales como: anticipar la factura que se va a pagar a final de mes para detectar errores, analizar tendencias y realizar previsiones de consumo, lanzar alertas al usuario por eventos que provocan pérdidas de energía, hacer "benchmarking" o comparativas basadas en indicadores y ratios entre localizaciones para detectar heterogeneidades, actuar de forma remota en la instalación activando o desactivando equipos consumidores de energía, asesoramiento en contratación energética recibiendo consejos al respecto, y la emisión de informes energéticos automatizados de cara a ofrecer las conclusiones obtenidas al cliente para que este no tenga que preocuparse de interpretar la complicada y siempre ascendente factura eléctrica.

## CASO DE ESTUDIO CON UN SGE

Para ejemplificar la gran potencia de estos sistemas se expone un caso de estudio en el cual se monitorizó con un SGE el clima de un edificio de oficinas en el que se quería adecuar el gasto energético al plan estratégico de eficiencia energética impuesto por la organización.

Tras monitorizar durante 8 semanas se detectó un patrón de conducta semanal idéntico y un uso ineficiente en la utilización del aire acondicionado, con un gasto de energía incluso en momentos de nula actividad laboral, como eran los fines de semana y las noches. Esto se puede observar bien mirando la figura 2, en la cual el fin de semana que se corresponde con el principio de la gráfica, tiene un consumo de energía permanente que debería existir.

Tras la revisión se reprogramaron los aires acondicionados haciéndolos coincidir con las entradas y salidas de personal y desactivándolos en horas de comidas en las cuales el edificio prácticamente se encontraba vacío y en donde anteriormente siempre se registraba una potencia alta, lo que indicaba que los sistemas de climatización funcionaban de forma permanente aun considerando los periodos de descanso.

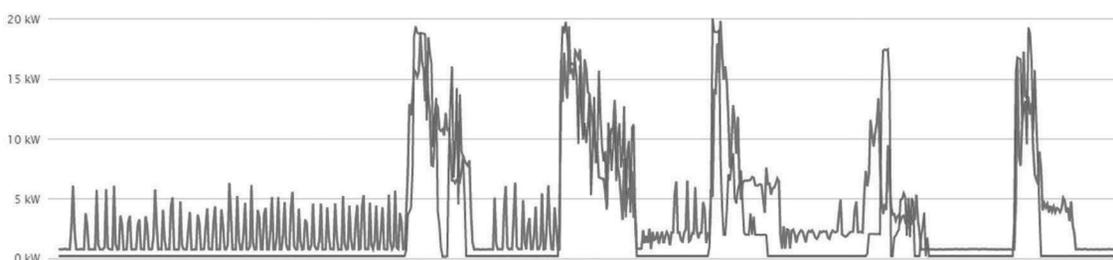


Figura 2. Comparativa de potencia consumida en una semana de sábado a viernes, en color magenta resultado antes de la actuación y en azul tras la actuación.

Tras las mejoras se consiguió reducir de un promedio de 90,4€ semanales en gasto producido por los sistemas de climatización, a un promedio de 58,4€ semanales, lo que supuso un ahorro de 32€/semana. Para el conjunto supuso un descenso en el consumo de aire acondicionado del 35% y un ahorro de 128€ todos los meses. Esto es muy relevante porque la información manejada por los sistemas inteligentes e interpretada “en la nube” pudo ser gestionada de forma automática dando la alerta a los ingenieros. En el futuro próximo, la sinergia del Internet de las Cosas y de la red eléctrica puede provocar que estas decisiones se tomen de forma inteligente en servidores y que estos actúen sobre cada dispositivo adecuando sus consumos mediante el uso de actuadores y de sensores para verificar que todo funciona correctamente, lo cual producirá que la propia red se autorregule.

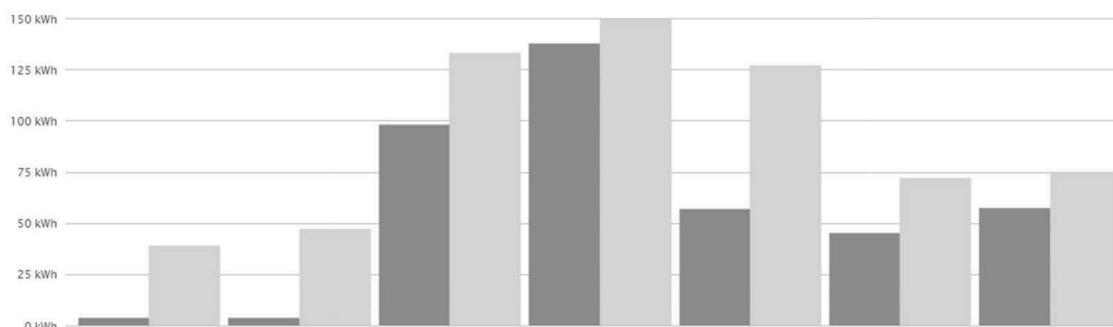


Figura 3. Comparativa de energía consumida en una semana de sábado a viernes, las barras amarillas representan antes de la actuación y barras rojas representan después.

## CONCLUSIONES

La tendencia a controlar y actuar sobre los consumos es una realidad que progresivamente está ya extendiéndose desde el gran consumidor (industria, servicios y agricultura) hasta el usuario residencial. El problema energético es una cuestión que afecta a todos y afortunadamente se empiezan a disponer de las herramientas para afrontarlo con garantías y poder adentrarse en un siglo mucho mejor gestionado y más sostenible, que hará en un futuro cercano que los ciudadanos se sorprendan y critiquen los derroches energéticos del pasado. En el presente serán los Sistemas de Gestión de la Energía los encargados desde la nube de controlar y verificar el correcto funcionamiento de los consumidores y productores de energía, pero en el futuro puede que intervengan nuevas plataformas con una capacidad de procesamiento e interacción a nivel geográfico que lleve a la eficiencia energética mundial a un compromiso entre las necesidades del ser humano y el compromiso con el planeta tierra.

## REFERENCIAS

- Environmental and Energy Study Institute. "Energy-Efficient Buildings: Using whole building design to reduce energy consumption in homes and offices". Eesi.org. (16 de Julio de 2010)
- [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/smartgrids\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_en.htm) (26 de junio de 2014)
- [www.idae.es](http://www.idae.es) (20 de mayo de 2014)
- <http://seinon.com> (22 de mayo de 2014)
- [www.asociacion3e.org](http://www.asociacion3e.org) (22 de mayo de 2014)

# ANÁLISIS DE LA NORMA IEC 61850 Y SU ADECUACIÓN A LA MICRORRED ATENEA

**David Miguel Rivas Ascaso**, Técnico del Departamento de Integración en Red, CENER  
**Mónica Aguado Alonso**, Directora del Departamento de Integración en Red, CENER  
**Elisa Zabalza Rico**, Becaria del Departamento de Integración en Red, CENER

**Resumen:** En esta comunicación se analizarán las ventajas que desde el punto de vista de las microrredes aporta el estándar IEC 61850. De esta manera se dotará a la microrred de una robustez añadida a su funcionamiento, además de incrementar la interoperabilidad en la misma. Adicionalmente, la norma IEC 61850 proporciona independencia de la tecnología utilizada mientras que se posibilita la creación de nuevas funciones, datos o servicios que sean requeridos en el futuro en la automatización de la microrred. Para terminar se analizará el caso de ejemplo de la migración a la norma IEC 61850 de los sistemas de comunicación existentes en la microrred ATENEA exponiendo las diferentes alternativas y arquitecturas para su adecuación y valorando su idoneidad.

**Palabras clave:** Microrred, Microrredes, Comunicaciones, IEC 61850, Interoperabilidad

## INTRODUCCIÓN

El estándar IEC 61850 fue inicialmente diseñado a partir de 1994 por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), UCA y el grupo de trabajo "Interfaces de control y protección de subestaciones" de Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), Comité Técnico 57. Durante el año 2005, todas las partes de la norma se publicaron como normas oficiales de IEC. IEC 61850 surge como un estándar prometedor para el futuro de redes inteligentes.

En un principio, esta norma fue diseñada para garantizar la interoperabilidad de las comunicaciones entre los dispositivos electrónicos inteligentes (IED – Intelligent Electronic Device) en los sistemas de automatización de subestaciones. Un IED es el dispositivo basado en microprocesador que realiza varias funciones de protección, control y similares.

La norma IEC 61850 se centró inicialmente en la protección y automatización de subestaciones. A día de hoy se ha convertido en la norma más importante para el futuro en los suministros de energía fuera de las subestaciones, como es el caso de las centrales hidroeléctricas, plantas de energía eólica y microrredes.

La norma IEC 61850 es una solución de gran alcance en comparación con otros estándares, ya que tiene en cuenta todos los aspectos que son comunes en una subestación. Trata los requisitos generales, la ingeniería, los modelos de datos, las soluciones de comunicación y las pruebas de conformidad.

Una ventaja significativa de la norma IEC 61850 es su característica de extensibilidad obtenida al hacer la comunicación independiente de la aplicación especificando un conjunto de servicios y objetos. Esto permite al usuario diseñar diferentes aplicaciones sin depender de protocolos específicos. Como consecuencia, los objetos de datos definidos en la norma IEC 61850 pueden aplicarse a múltiples soluciones de comunicación sin tener que modificar los modelos.

## VENTAJAS DE LA NORMA IEC 61850 PARA LAS MICRORREDES

Las ventajas que aporta el estándar IEC 61850 son las siguientes:

1. Más que un protocolo de comunicaciones. Primer estándar que considera todas las necesidades de comunicación de las subestaciones.

2. Independencia de la tecnología actual y mayor vida útil. El dominio de las aplicaciones (modelo de objetos y servicios) está desacoplado de las comunicaciones.
3. Mapeo de datos en un IED único y universal independientemente de su procedencia.
4. Lenguaje de programación único de tal forma que cualquier equipo puede entender los ficheros de otro. Todos los datos de todos los IEDs están disponibles para todos los dispositivos de la red.
5. Reducción de costes por su capacidad de durabilidad en el tiempo.
6. Sistema distribuido, lo que permite mayor robustez del sistema ante fallos.
7. Interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes, lo que garantiza encontrar sustituto de los equipos de una forma más sencilla, garantizando así la inestabilidad que pueden tener algunos proveedores concretos. Esto también facilita las migraciones de aplicaciones o equipamiento tengan el mínimo impacto.
8. Alta velocidad de transmisión implementada a través de redes LAN.
9. Implicación y participación activa de los grandes fabricantes mundiales lo que implica un respaldo y garantiza la disponibilidad de sus catálogos de productos adaptados al estándar.

Para mejorar la fiabilidad de la microrred algunos conceptos de microrredes propugnan la idea de seguir una filosofía “peer-to-peer” y “plug and play” para cada uno de los componentes de la microrred. El concepto “peer-to-peer” asume que no debe haber componentes dentro del sistema, tales como un controlador central o un almacenamiento centralizado, que sean críticos para la operación de la microrred. Ello implicará que la microrred podrá seguir funcionando aun con la pérdida de un componente. La filosofía “plug and play” implica que una unidad pueda ser conectada en cualquier punto de la microrred eléctrica sin tener que hacer una reingeniería de los controles del resto de componentes.

Con el uso de la norma IEC 61850 y la interoperabilidad que propone se favorece la filosofía plug and play al confiar en un estándar que se apoya sobre un mapeo de datos y lenguaje de programación únicos y que es independiente de la tecnología actual.

La comunicación ya no es maestro – esclavo, lo que supone una ventaja importante de IEC 61850 con el resto de protocolos. Esto deriva en unos costes mucho menores de cableado. La apuesta por un sistema distribuido permite una mayor robustez ante los fallos ya que se evita el problema de que ante la caída del maestro, toda la comunicación quede interrumpida, ya que sólo se vería afectado el IED correspondiente. Gracias por tanto a esta capacidad se dota a la microrred de una capacidad peer-to-peer plenamente desarrollada pudiendo hacer uso por tanto de conceptos de control distribuido más avanzados.

Adicionalmente muchos de los procesos críticos en una microrred deben darse en un tiempo tal que utilizar una arquitectura de control centralizada puede suponer una merma en las capacidades y funcionalidad de la microrred. A través por tanto de una comunicación directa entre equipos se consigue dotar a la microrred de unas capacidades de control más avanzadas además de reducir también la cantidad de información que circula por la red.

## MIGRACIÓN A LA NORMA IEC 61850 DE LA MICRORRED ATENEA

El diseño de las comunicaciones bajo la norma IEC 61850 en la microrred ATENEA persigue los siguientes objetivos:

1. Tener una solución abierta e interoperable que nos permita crecer bajo la norma con la integración de futuros equipos en el sistema.
2. Facilitar la sustitución de los equipos existentes al tener una solución interoperable.
3. Posibilitar la mejora de velocidad en las comunicaciones solucionando problemas de tráfico que empiezan a producirse en la actualidad y posibilitando la comunicación entre equipos para mensajes de extrema prioridad sin la necesidad de pasar por el PLC.

4. Posibilitar el I+D de una norma que se está convirtiendo en el estándar a seguir por los fabricantes de IEDs de los sistemas de automatización de redes eléctricas.

Los datos de partida para la realización del diseño son el número de equipos esclavos existentes en la microrred, el número de datos recolectados de cada uno de los equipos y el tipo de conexiones existentes con el PLC.

Actualmente, en la microrred tenemos equipos conectados al bus MODBUS RS-485 y equipos con protocolo MODBUS sobre Ethernet. El número de equipos esclavos en la microrred es de 11.

El número de datos recolectados es necesario para conocer el tráfico que existe actualmente en la microrred. El flujo en la comunicación está determinado por una transmisión cíclica de peticiones y respuestas entre el maestro (PLC de control) y cada uno de los esclavos (equipos). Para hacer el cálculo del tráfico, se ha hecho un análisis de las funciones MODBUS utilizadas por el PLC de la microrred sacando el número de bytes intercambiados entre el PLC y los equipos en las peticiones y respuestas. Los datos de cada uno de los equipos de la microrred son los que se muestra en la siguiente tabla.

Equipo	Bytes de petición	Bytes de respuesta
Grupo diesel	32	121
Microturbina de gas	21	83
Batería de flujo	56	151
Convertidor de la batería de flujo	65	194
Batería ión – litio	8	97
Supercondensadores	8	101
Convertidor flexible	47	45
Coche eléctrico	35	32

*Tabla 1. Tráfico de comunicaciones de los equipos de la microrred ATENEA.*

A partir de estos datos de partida, se han analizado distintos equipos disponibles, así mismo, se han analizado los módulos existentes de Siemens necesarios para poder adaptar tanto el PLC como el software de programación del SCADA a la norma IEC 61850.

Analizando la estructura de comunicaciones actual, existen varias soluciones de cara a la implantación de la norma IEC 61850 en la microrred ATENEA, desde la que supone el mínimo coste cubriendo las necesidades mínimas para su implantación, hasta una solución más ambiciosa en el que toda la red objeto de estudio pasa a comunicarse bajo la norma IEC 61850 dotando así de mayores prestaciones a la instalación.

## **Solución de migración parcial (solución 1)**

Esta opción consiste en un único conversor de protocolo MODBUS – IEC 61850.

Después de analizar las opciones disponibles vemos que esta función puede implementarse directamente en el PLC, de tal forma que sería necesaria la adecuación al estándar IEC 61850 del PLC y del software sobre el que está realizado el SCADA, manteniendo todos los equipos bajo el protocolo MODBUS. De este modo es el propio PLC el que actúa de pasarela software pudiendo integrar nodos IEC 61850 en el propio PLC en caso de crecimiento futuro.

Esta opción, que a priori resulta menos ambiciosa, presenta un bajo coste, ya que se mantiene la infraestructura de comunicaciones actual y supone la inversión mínima necesaria para la implantación de la norma, pudiendo aprovechar así el cableado existente entre los equipos y el PLC de control.

Las principales ventajas de esta solución son:

1. Se cubre el objetivo de tener la infraestructura montada en la microrred ATENEA para poder crecer bajo la norma IEC 61850.
2. Aunque esta solución no cubre el objetivo de aumento de velocidad, garantiza que el cuello de botella que existe actualmente en las comunicaciones en MODBUS no se vería agravado por ampliaciones.
3. Permite tener un control más ágil y sencillo de los datos de los equipos, permitiendo en un futuro afrontar de forma individualizada la problemática de comunicaciones generada por cada uno de los equipos.
4. El coste de esta solución es la inversión mínima y necesaria para poder acometer el resto de soluciones.
5. Evita la instalación de hardware adicional.

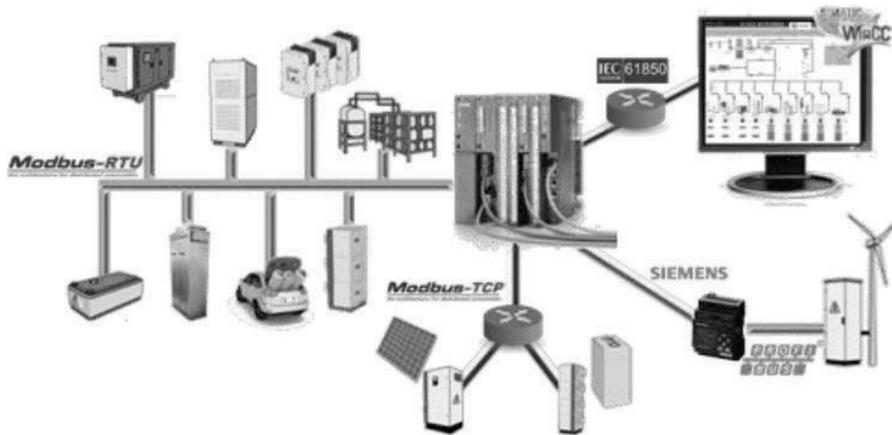


Figura 1. Esquema solución de migración parcial a IEC 61850.

## Solución de migración total centralizada (solución 2)

Esta opción consiste en un único convertidor de protocolo MODBUS – IEC 61850 externo, que concentra de forma individualizada todos los equipos de la microrred utilizando para ello una serie de puertos serie RS-485 y que proporciona del mismo modo entradas ETHERNET para aquellos equipos que utilicen esta capa física y para el PLC.

Las principales ventajas de esta solución son:

1. Se consiguen evitar los cuellos de botella existentes en las comunicaciones actuales ya que se independizan las conexiones por equipo.
2. Se trata de una solución “casi a medida” que permite ajustar lo máximo el coste.
3. El análisis del tráfico ante problemas de comunicaciones se hace de la misma manera que hasta ahora, siendo ya conocido por los ingenieros.
4. Se cubre el objetivo de tener la infraestructura montada en la microrred ATENEA que permita crecer bajo la norma IEC 61850, aunque en este caso el crecimiento no se realiza de una forma sencilla y haría que perdiéramos parte de la ventaja de mejora del tráfico.

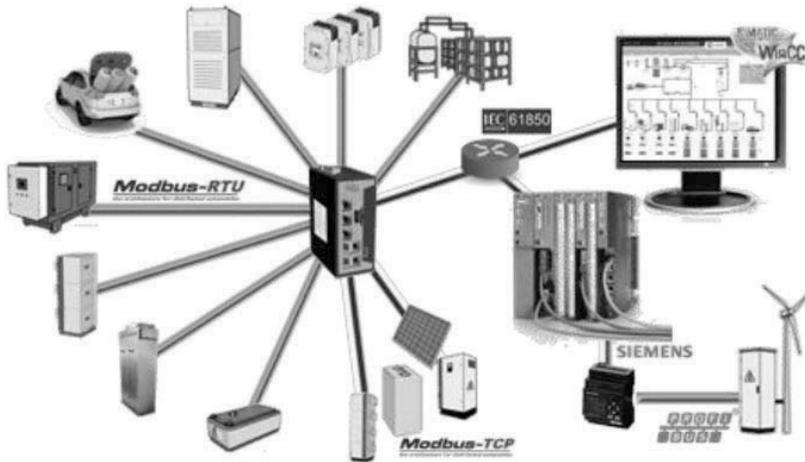


Figura 2. Esquema solución de migración total centralizada a IEC 61850.

### Solución de migración total distribuida (solución 3)

Esta opción consiste en la instalación de un convertidor de protocolo MODBUS – IEC 61850 en los extremos de cada uno de los equipos, dotando así a los equipos del estándar IEC 61850 en origen. La adecuación del PLC de gestión y del software del SCADA se acometería de la misma manera que en el primer caso, pudiéndose considerar esta solución una extensión a acometer de forma gradual.

Las principales ventajas de esta solución son:

1. Se cubre el objetivo de tener la infraestructura montada en la microrred ATENEA para poder crecer bajo la norma IEC 61850.
2. Se aumenta la velocidad de transmisión de todos los equipos evitando los cuellos de botella.
3. Se posibilita la comunicación directa entre equipos para poder transmitir mensajes de prioridad alta

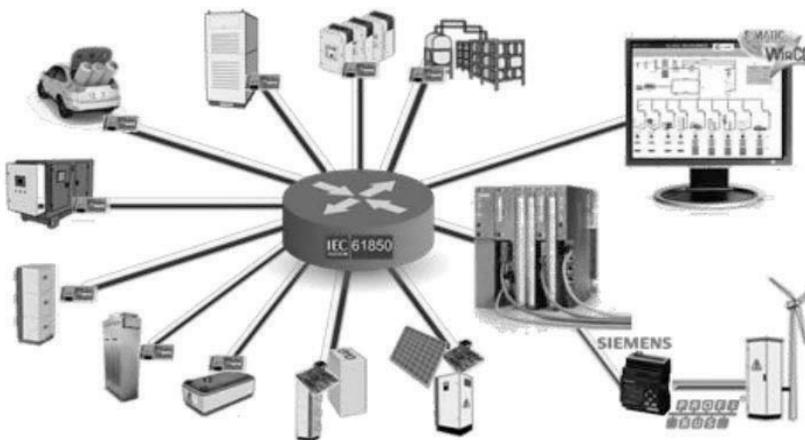


Figura 3. Esquema solución de migración total distribuida a IEC 61850.

## CONCLUSIONES

El uso de la norma IEC en microrredes permite dotar a la microrred de una fiabilidad mucho mayor de una operación y control más avanzados.

Analizando las ventajas e inconvenientes de las soluciones propuestas para la migración de la microrred ATENEA a la norma IEC 61850 se pueden destacar los siguientes aspectos.

Para la primera de las soluciones se consigue realizar con la inversión mínima y necesaria para el resto de soluciones propuestas. Se mantiene la estructura de comunicaciones actual por lo que no existe coste adicional de cableado. Se evita también la instalación de hardware nuevo. Con esta solución el sistema se encuentra preparado para futuras migraciones ya que un nuevo IED bajo la norma IEC 61850 puede conectarse al PLC de control.

Sin embargo con esta solución no se solucionan los posibles colapsos de tráfico que puedan existir en este momento aunque deja la posibilidad de ir pasando los equipos a IEC en función de las necesidades. Al existir un único fichero .ICD para todo el sistema, no es posible la utilización de mensajes directos entre los equipos.

Con la segunda de las soluciones propuesta, se solucionan los posibles problemas de tráfico ya que cada uno de los equipos se conecta a un puerto del convertor MODBUS/IEC 61850 centralizado, siendo por tanto esta conexión punto a punto entre equipo y convertor. El convertor a su vez se conecta al PLC bajo el estándar IEC 61850. Es una solución diseñada de esta forma para optimizar al máximo el coste.

Esta segunda solución presenta el inconveniente de que al ser una solución casi a medida, el crecimiento con nuevos sistemas es más complejo, ya que habría que concentrar más de un sistema en un mismo puerto perdiendo por tanto la ventaja descrita anteriormente, por lo que la comunicación de cada equipo es punto a punto con el convertor y éste a su vez con el PLC a través de IEC.

Por último, la tercera de las soluciones presenta la ventaja de que se consigue tener una red completa en IEC 61850, permitiendo así la comunicación directa entre los equipos para mensajes de prioridad alta.

Sin embargo, es una solución de mayor coste que cualquiera de las anteriores.

Entre las soluciones planteadas se propone como solución óptima la primera de ellas e ir acometiendo la tercera de forma gradual según necesidades y disponibilidad. Se consigue hacer al principio la inversión mínima y necesaria para tener preparada la red para las comunicaciones vía IEC 61850, optimizando la relación coste – beneficio.

## REFERENCIAS

- Norma IEC 61850-7-420. Modelización de sistemas energéticos distribuidos (DERs)
- Norma IEC 61850-7-4. Modelización de subestaciones.
- WHITE PAPER ON STANDARDS FOR DER COMMUNICATIONS USING IEC 61850. IEC. 2009.
- A.D Nguyen et al. USE OF IEC 61850 FOR LOW VOLTAGE MICROGRIDS POWER CONTROL

# EXTINCIÓN DE INCENDIOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE IBERDROLA CON AGENTE EXTINTOR NOVEC 1230

**Miguel Angel Solana**, Business Development Manager, Electronic Markets Materials, 3M España

**Resumen:** Dada la gran preocupación existente con los apagones eléctricos ocurridos por incendios inesperados en subestaciones eléctricas, las compañías eléctricas pidieron a 3M probar la eficiencia del fluido NOVEC 1230 como agente extintor en fuegos en entornos eléctricos. Tras los ensayos realizados, considerando 3 diferentes escenarios, en las instalaciones de ensayo de Cegalia (Vigo) en Nov'07 con notable éxito, Iberdrola (la quinta mayor compañía eléctrica a nivel mundial) ha especificado el fluido NOVEC 1230 como agente extintor, en lugar de agua pulverizada o CO<sub>2</sub>, en subestaciones eléctricas bajo rasante ó cercanas a núcleos urbanos. Así mismo, Iberdrola decidió acometer, entre otros el proyecto de protección de 19 subestaciones eléctricas cerradas o subterráneas para satisfacer la demanda eléctrica en la ciudad de Madrid.

**Palabras clave:** Incendios, Subestaciones Eléctricas, Protección contra Incendios

## INTRODUCCIÓN

Tras una serie de apagones en la capital española, muchos de los cuales fueron causados por incendios en subestaciones eléctricas, el gobierno de Madrid presentó un nuevo decreto: la Ley de Suministro Eléctrico. Con esta legislación se pretende defender a los consumidores frente a los cortes de luz y, en particular, exige que se reponga el suministro eléctrico en un plazo de seis horas de ocurrir un fallo.

La ley también establece que la red sea configurada de manera lo más inteligente posible, para que todo consumidor pueda recibir el suministro de como mínimo de dos fuentes diferentes para que en caso de fallar la primera fuente, se restablezca con rapidez el suministro eléctrico a partir de una segunda fuente. Y en último término, puesto que muchos de los problemas previos fueron causados por incendios, la Ley de Suministro Eléctrico establece como condición obligatoria que las subestaciones estén equipadas con sistemas eficaces contra incendios.

Para cumplir estas disposiciones, Iberdrola creó un plan inicial de inversión de 400 millones de euros que incluía la construcción de 19 nuevas subestaciones en la Comunidad de Madrid. Este plan, el mayor creado por Iberdrola en una gran ciudad, supuso el soterramiento de todas las subestaciones y otras instalaciones de suministro eléctrico con lo que se liberaron más de 355.000 metros cuadrados de superficie que fueron destinados a otros fines como la construcción de viviendas y oficinas.

Iberdrola, que se enorgullece de ser la compañía eléctrica con el suministro de energía más limpio del planeta, empezó a considerar con todo detalle los sistemas contra incendios exigidos por la Ley de Suministro Eléctrico para sus nuevas subestaciones en toda España. Se presentaron varias propuestas.

Iberdrola llevó a cabo una evaluación exhaustiva para determinar cuál sería la mejor alternativa para sus aplicaciones.

Se consideraron como posibles alternativas el agua nebulizada y el sistema de espuma con aire comprimido. Y se comprobó exhaustivamente la idoneidad de estos agentes. Por diversas causas técnicas y económicas estos sistemas fueron desestimados. El fluido Novec 1230 de protección contra incendios, de 3M, fue el elegido por adaptarse en mayor medida a los requerimientos (técnicos y económicos) de la propiedad.

## DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE EXTINCIÓN, BASADO EN LA ET 21

El sistema de extinción está compuesto por:

- una o varias baterías de cilindros cargados con NOVEC 1230
- colector de descarga
- válvulas direccionales y red de tuberías de distribución
- boquillas de descarga

Los cálculos hidráulicos, así como los planos de ingeniería, determinan la cantidad de NOVEC 1230, área cubierta, el tamaño de las tuberías y los diámetros de orificios.

### Agente extintor NOVEC 1230

El agente extintor NOVEC 1230 se usa para sistemas de protección contra incendios en fase gaseosa, presurizado con nitrógeno puro a 25,4, 42 O 50 bares de presión. Este agente extintor no tiene limitaciones para su uso en áreas ocupadas, cuando la cantidad de producto previsto no supere los datos de la normativa ISO 14520:2006 y NFPA 2001:2004 y siempre que su concentración no sea superior al 10%.

Los cálculos se realizaron teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El tipo de inundación es total, con un factor de concentración del 5,90%; esta concentración de extinción es verificada durante la fase de diseño e ingeniería del proyecto, mediante un adecuado programa de cálculos hidráulicos, para poder confirmar si la concentración real coincide con la prevista en el diseño para todos los volúmenes protegidos así como para confirmar la distribución uniforme de agente extintor dentro de dichos recintos.
- El tiempo de descarga de la totalidad del agente extintor no excede 10 segundos ni baja por debajo de 5 segundos.
- Se mantiene la concentración durante 10 min.

Los cilindros son del tipo sin soldadura en acero aleado con certificado T PED (o DOT), pintados y marcados según los códigos de identificación requeridos internacionalmente, adecuándose para contener el agente extintor dentro de los factores de llenado permitidos. Cada cilindro dispone de una etiqueta indicando el peso del ensamblaje vacío (tara), los kg de NOVEC 1230 de relleno, el valor de presurización con nitrógeno en bar o kPa, el peso total del ensamblaje, la presión de trabajo, la presión de prueba del ensamblaje, la temperatura de operación en grados Celsius, el día de llenado y el nombre de la estación de llenado donde el ensamblaje ha sido llenado y presurizado.

Sobre el cilindro se instala una válvula, de alto flujo con tubo de sifón, equipado con una válvula de seguridad con disco de rotura. En cualquier caso, la instalación y la desconexión de la válvula es posible por el cilindro presurizado, sin cambiar la presión o la cantidad de NOVEC 1230 en el interior del cilindro. La válvula tiene conexión para controlar neumáticamente el dispositivo, conexión para la actuación manual/neumática, conexión para la solenoide con manómetro de supervisión y capucha de protección con pestaña para transporte.

El actuador de descarga eléctrico/manual está compuesto por uno o más equipos. El actuador permite la apertura de la válvula mediante señal eléctrica o mediante palanca de actuación manual. La energía para la apertura de la válvula es suministrada por el fluido presurizado en el cilindro; la cantidad necesaria es suficiente para abrir todas las válvulas esclavas, en caso de existir.

El dispositivo de control de presión es de tipo visual para lectura directa, con escala graduada y coloreada para una rápida lectura de la presión de llenado. Irá instalado en el cilindro, dispuesto para enviar a la central la señal de situación de baja presión.

## Colector de descarga

El colector de descarga se debe fabricar con tubería SCH.40 API 5L Gr. B, con accesorios roscados ANSI 2000 o ANSI 3000 NPT, o con accesorios ranurados de alta presión; con las conexiones adecuadas según el número de cilindros previstos. El colector será galvanizado con baño en caliente, con certificado PED.

En dicho colector, para cada cilindro, se preverá una válvula de retención con diámetro igual al cuello de la válvula. De igual forma se preverá un presostato de descarga, que tendrá dos contactos eléctricos, actuado por el agente extintor cuando éste alcance el colector de descarga. Una vez actuado el presostato de descarga memoriza su condición y sólo es posible desarmarlo mediante una palanca manual.

## Válvulas direccionales y red de tuberías de distribución

Hay una válvula direccional de actuación neumática y un botellín piloto N2, dotado de válvula solenoide y de bloqueo mecánico, por cada volumen protegido.

Las tuberías son SCH.40 Gr.B, con accesorios roscados galvanizados ANSI 2000#, o con accesorios ranurados de alta presión listados por UL y aprobados por FM.

Las tuberías de distribución siguen expresamente los planos del proyecto de ingeniería, incluyendo los diámetros, obtenidos de la adecuada utilización del software de cálculo hidráulico en base a las normas ISO 14520:2006 y NFPA 2001. La tubería se fija mediante soportes rígidos apropiados para resistir los esfuerzos y los momentos producidos durante la descarga de NOVEC 1230™. Los materiales utilizados para cualquier soportación son resistentes al fuego, y su pérdida de propiedades portantes no se reducirá en más de 25% cuando se superen los 200°C.

## Boquillas de descarga

Las boquillas de descarga, tipo radial 360º o de pared 180º, serán de bronce o acero inoxidable, de 8 orificios. Antes de instalar las boquillas, se lleva a cabo un adecuado soplado de la tubería mediante aire comprimido o nitrógeno seco, para eliminar cualquier impureza presente en el tubería, debida a los procesos de instalación.

## FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE EXTINCIÓN

El sistema de extinción puede actuarse de manera automática o manual, dependiendo de la fuente que dé la alarma de incendio, es decir, si es el propio sistema de detección o si por el contrario es una persona la que lo activa.

### Actuación automática del sistema

El sistema de extinción está comandado por cada una de las centrales de extinción asociadas a cada uno de los riesgos a proteger. La actuación se realiza por actuación sobre la válvula solenoide del botellín piloto correspondiente al riesgo afectado; el gas de este botellín produce la apertura de la válvula direccional correspondiente, así como el accionamiento de la descarga de NOVEC 1230™.

### Actuación manual del sistema

En caso de que la actuación automática del sistema no funcionase correctamente o se detectase el incendio con anterioridad a que se disparasen los sistemas de detección y extinción, hacen que el sistema se active de forma manual:

- activación del disparo eléctrico manual: si el incendio es detectado antes de que el sistema de detección lo haga se puede iniciar el proceso de extinción pulsando el correspondiente pulsador de disparo, situado en la entrada de cada cubículo de transformador o sala de equipos

- activación del disparo manual de las válvulas de los botellines piloto: si el sistema de detección no ha funcionado de forma correcta se puede iniciar el proceso de extinción manualmente desde la sala de protección contra incendios, actuando sobre las válvulas de los botellines piloto

La sala de protección contra incendios tiene un cartel con instrucciones detalladas de disparo para simplificar la actuación en caso de disparo manual.

## BENEFICIOS

La decisión que llevó a Iberdrola a decantarse por 3M y su fluido Novec 1230 de protección contra incendios, fue la evaluación exhaustiva para determinar cuál sería la mejor alternativa para sus aplicaciones. Se trataba de considerar un sistema de seguridad y protección que asegurara el funcionamiento inteligente de la red, sin cortes de suministro. Las subestaciones críticas fueron dotadas con sistema de espuma como sistema redundante, con resultados satisfactorios desde el primer momento.

Asimismo se consideró la opción del CO<sub>2</sub> porque es capaz de apagar eficazmente fuegos de todos los tamaños pero presentó dos inconvenientes principales. El primero inconveniente era que el CO<sub>2</sub> es letal en las concentraciones necesarias para apagar fuegos rápidamente y eficazmente. El segundo inconveniente era que el número de cilindros requeridos hubiesen ocupado más espacio del que había en las subestaciones soterradas.

Otra posible solución para esta aplicación fue la opción de los hidrofluorocarburos (HFC), la primera generación de agentes que reemplazan al gas halón tan dañino para el medio ambiente, sin embargo, se rechazaron debido a sus riesgos medioambientales. Si bien sus características medioambientales son mucho mejores que las del halón, los HFC aún presentan problemas para el medio ambiente debido a su potencial de calentamiento atmosférico y por la carga impositiva sobre las mismas

Al igual que los HFC, el fluido Novec 1230 no tiene potencial de agotamiento del ozono pero cuando se trata del potencial de calentamiento atmosférico el contraste entre los HFC y el fluido Novec 1230 es sorprendente.

El potencial de calentamiento atmosférico del HFC que más se usa en la protección contra incendios es 3.140 veces el del CO<sub>2</sub>, el gas de efecto invernadero más común. En cambio, el potencial de calentamiento global del fluido Novec 1230 es tan sólo uno (1). Además, el fluido Novec 1230 tiene un tiempo de vida atmosférico de sólo cinco días, en comparación con unos 30 años en el caso de los hidrofluorocarburos. El perfil ambiental de los HFC fue inaceptable para Iberdrola en un sector energético consciente de los problemas medioambientales.

Y es que ya existe mucha presión para que se reduzca la emisión de los HFC debido a su alto potencial de calentamiento atmosférico y su persistencia atmosférica.

Este primer paso ya puede verse en la legislación, ya que desde Enero del año 2014 por la Ley 16/2013 que crea un impuesto a los gases fluorados que producen efecto invernadero, esta Ley es la aplicación española al Reglamento de la Unión Europea 517/2014, que reduce para el año 2030 un 80% las emisiones de efecto invernadero.

Estas cuestiones fueron importantes para Iberdrola. Si como ha ocurrido al introducir leyes para limitar el uso de HFC, es casi seguro que un sistema contra incendios basado en un hidrofluorocarburo con un alto potencial de calentamiento global tendría que reemplazarse en su totalidad, o al menos modificarse considerablemente. Esta es una propuesta inaceptable para un nuevo proyecto de infraestructura de tal magnitud e importancia, sobre todo porque se prevé que las nuevas subestaciones duren varias décadas, ya que la introducción de cambios significativos en los sistemas contra incendios de las subestaciones sería una tarea costosa y difícil dada su ubicación bajo tierra. El trabajo sería además complicado porque sería necesario garantizar a los consumidores la continuidad del suministro eléctrico.

Por el contrario, 3M ofrece su exclusiva garantía Blue Sky. Esto garantiza que si el fluido Novec 1230 fuese prohibido o se limitase su uso como agente extintor limpio debido a su potencial de agotamiento del ozono o de calentamiento global en los próximos 20 años, la empresa reembolsaría el coste del fluido.

Además, el fluido Novec 1230 posee un amplio margen de seguridad para usar en áreas ocupadas, lo que significa que su uso es seguro incluso si hay operadores trabajando en una subestación en el momento de ocurrir una descarga.

El “margen de seguridad” refleja la diferencia entre las concentraciones de diseño necesarias para apagar un fuego y el umbral de concentración reconocida por organismos reguladores como adecuada para espacios ocupados. En una aplicación típica, el fluido Novec 1230 se usa a una concentración de aproximadamente un 5%, pero se aceptan concentraciones de hasta un 10%. Por tanto, su margen de seguridad es de casi el doble, que es el margen de seguridad más alto de cualquier sustituto químico del halón.

Otra ventaja importante de un sistema que use el fluido Novec 1230 es que requiere poco espacio de almacenamiento. Es un líquido a temperatura ambiente, aunque forma con rapidez un gas cuando se descarga a través de boquillas adecuadamente diseñadas. Esto aporta beneficios significativos a los clientes porque al ser líquido, el fluido Novec 1230 puede enviarse y almacenarse en contenedores no presurizados. También significa que las instalaciones podrán recargarse con más facilidad mediante una transferencia de líquidos. Con este método de repuestos *in situ*, los sistemas volverán a ser funcionales y operativos en un breve periodo de tiempo, con frecuencia en un plazo de 24 horas.

Los factores definitivos a favor de elegir el fluido Novec 1230 para las aplicaciones de Iberdrola fueron los siguientes:

- No es peligroso para las personas
- No es dañino para el medio ambiente
- No es conductor eléctrico
- Está perfectamente reglado por todas las normativas internacionales.
- Un sistema de CO2 precisará alrededor de 7 cilindros por cada cilindro de NOVEC™
- Garantía de uso Blue Sky Warranty.
- Baja presión de trabajo.
- Concentración de diseño, más baja entre todos los agentes gaseosos del mercado.
- Posibilidad de recarga in-situ.
- Ante la falta de estanqueidad de un recinto, un sistema compuesto por el agente extintor NOVEC 1230 de 3M, pierde menos seguridad de extinción que un sistema compuesto por CO2 ó HFC, etc.



Figura 1. Fotos de aplicación.

## CONCLUSIONES

Frente a las múltiples ventajas del fluido Novec 1230 –Iberdrola decidió que se trataba de un agente extintor que cumplía con los requisitos necesarios en cuanto al rendimiento extintor y desempeño ambiental al tiempo que tiene la seguridad necesaria para las personas y bienes.

# HERRAMIENTAS PARA EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DE REDES DE COMUNICACIONES PARA SMART GRIDS

**Miguel Seijo**, Universidad Carlos III de Madrid  
**Javier Matanza**, Universidad Pontificia Comillas – ICAI  
**Gregorio López**, Universidad Carlos III de Madrid  
**José Ignacio Moreno**, Universidad Carlos III de Madrid  
**Fernando Martín**, Unión Fenosa Distribución

**Resumen:** El despliegue de redes de comunicaciones en la infraestructura de distribución eléctrica de media y baja tensión representa una pieza clave en las Smart Grids, por lo que es especialmente relevante disponer de herramientas para evaluar y planificar estos despliegues. El objetivo de este artículo es presentar las herramientas para evaluación y planificación de redes de comunicaciones que están siendo desarrolladas en el ámbito del proyecto PRICE-GEN. Concretamente se está trabajando en: una implementación de PRIME en OMNeT++ que será validada en escenarios de laboratorio y desplegados en campo; una herramienta basada en Matlab que calcula el retardo de los nodos de una celda BPL al troncal en base a una serie de parámetros característicos.

**Palabras clave:** AMI (Advanced Metering Infrastructure), BPL (Broadband Powerline Communications), Evaluación, Matlab, M2M (Machine-to-Machine), OMNeT++, Planificación, PRICE (Proyecto Conjunto de Redes Inteligentes en el Corredor del Henares), PRIME (Powerline Intelligent Metering Evolution), Simulación

## INTRODUCCIÓN

Las *Smart Grids* suponen una revolución especialmente para la distribución y el consumo de energía, ya que, por un lado, es en las redes de MT (Media Tensión) y BT (Baja Tensión) donde se introducen los cambios más radicales (p. ej., penetración de generación distribuida basada en renovables, penetración de coche eléctrico, gestión activa de la demanda) y, por otro lado, la gestión de la red eléctrica tradicionalmente ha considerado la generación a gran escala, el transporte y la distribución hasta el nivel de las subestaciones primarias, no preocupándose de la MT y la BT. Las TICs (Tecnologías de la Información y las Comunicaciones) representan la principal clave para abordar los retos que conlleva dicha revolución, en la medida en la que son imprescindibles tanto redes de comunicaciones que permitan intercambios masivos de información en casi tiempo real, como herramientas para procesar grandes volúmenes de información en intervalos de tiempo reducidos que permitan tomar las decisiones oportunas a su debido momento.

Respecto a la pregunta de *cuáles son la arquitectura y las tecnologías de comunicaciones más adecuadas*, no existe una respuesta única, ya que esto depende de muchos factores, tales como los servicios que se quieran ofrecer, las características de la propia infraestructura eléctrica o la regulación específica de cada país. Existen por lo tanto múltiples soluciones que van, desde arquitecturas de comunicaciones monolíticas basadas en una única tecnología (p. ej., soluciones basadas exclusivamente en comunicaciones celulares), hasta arquitecturas de comunicaciones jerárquicas y heterogéneas que involucran varias tecnologías dependiendo de los requisitos específicos de cada uno de los segmentos de red que comprenden (presentando éstas últimas, en general, mayor flexibilidad y escalabilidad).

Esta problemática pone de manifiesto la importancia de disponer de herramientas que permitan decidir cuáles son la arquitectura y tecnologías que mejor se adecuan a una situación concreta sin incurrir en los elevados costes de desplegarlas en campo, minimizando así los riesgos de inversión, y que faciliten su posterior planificación y despliegue, lo que redundará en la mejora del servicio al usuario.

El principal objetivo de este artículo es presentar las herramientas para evaluación y planificación de redes de comunicaciones en las que se está trabajando dentro del ámbito del proyecto nacional de demostración PRICE-GEN (PRICE, 2014). Más concretamente, las dos líneas de investigación en las que se están trabajando consisten en: (1) una adaptación de la implementación de PRIME (*Powerline Intelligent Metering Evolution*) en OMNeT++ desarrollada en (Matanza, 2013) a los requisitos específicos del proyecto PRICE-GEN, que será validada tanto en escenarios de laboratorio como desplegados en campo; (2) una herramienta basada en Matlab que permita calcular retardos entre nodos de una celda BPL (*Broadband Powerline Communications*) en base a una serie de parámetros característicos.

El resto del artículo está organizado de la siguiente manera. La sección 2 describe brevemente el proyecto PRICE (Proyecto Conjunto de Redes Inteligentes en el Corredor del Henares), prestando especial atención a la arquitectura de comunicaciones para AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) definida en el sub-proyecto PRICE-GEN y justificando los motivos por los que se decide desarrollar herramientas para PRIME y BPL. En la sección 3 se resumen las principales características de ambas tecnologías. La sección 4 se centra en describir dichas herramientas. La sección 5 resume las principales conclusiones del artículo y las líneas de trabajo futuras.

## EL PROYECTO PRICE

El proyecto PRICE es un proyecto nacional de demostración financiado a través del programa INNPACTO que abarca los principales retos tecnológicos de las *Smart Grids* a través de cuatro sub-proyectos (PRICE, 2014). Este artículo en concreto se encuentra enmarcado dentro del ámbito de PRICE-GEN, que representa uno de los proyectos de AMI de referencia tanto a nivel nacional como internacional.

La Fig. 1 muestra una visión global de la arquitectura de comunicaciones para AMI considerada en PRICE-GEN, que ha sido diseñada para ajustarse tanto a requisitos específicos de las comunicaciones para *Smart Grids* como a las diferentes tipologías de red presentes en este tipo de despliegues.

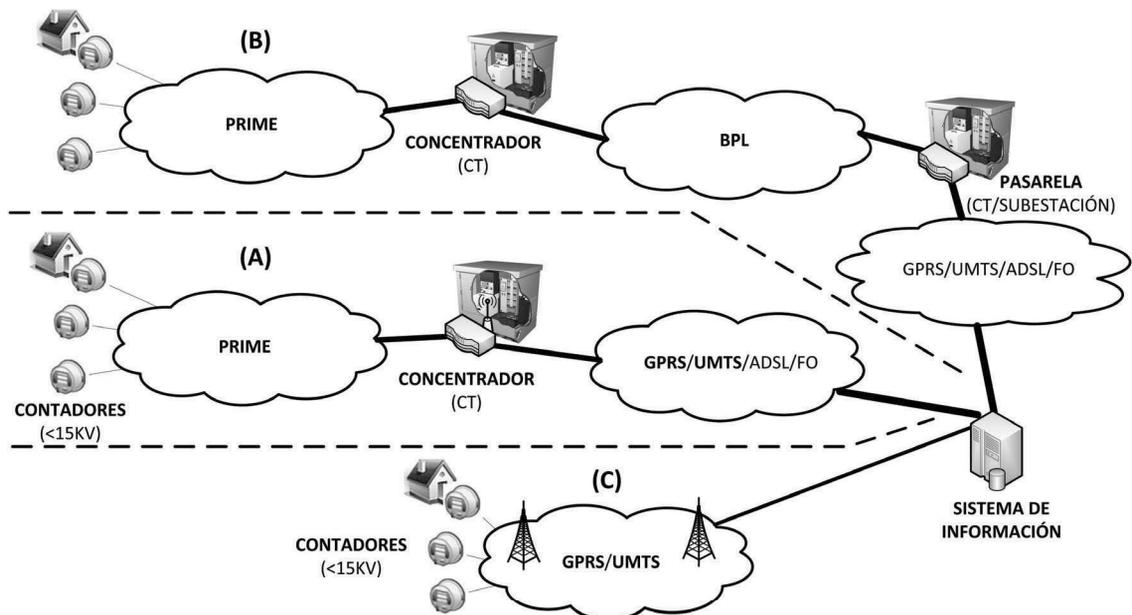


Figura 1. Arquitectura de comunicaciones considerada en el proyecto PRICE-GEN.

Se trata de una arquitectura de red jerárquica y heterogénea que comprende a su vez tres configuraciones de red (identificadas como (A), (B) y (C) en la Figura 1), compuestas por uno o varios segmentos de red en los que se emplean diferentes tecnologías de comunicación. La configuración (A) es la que se utiliza en la mayoría de los casos. Se trata de una arquitectura jerárquica a dos niveles que utiliza PRIME para la comunicación entre los Contadores y el Concentrador, situado en el CT (Centro de

Transformación), y una tecnología de área extendida (típicamente GPRS o UMTS) para la comunicación entre los Concentradores y el Sistema de Información. En base a análisis de coste beneficio que involucran tanto aspectos técnicos como económicos, hay ocasiones en las que conviene utilizar la infraestructura eléctrica de MT como red de comunicaciones. Éste es el caso que representa la configuración (B), en la que determinados CTs se agrupan formando una celda BPL, a través de la que envían los datos hasta un CT (denominado Troncal) que hace de pasarela hacia el Sistema de Información. Por último, la configuración (C) se trata de una solución especialmente indicada para casos singulares tales como entornos donde la red de BT es de muy baja calidad o para CTs con muy pocos clientes (p. ej., entornos rurales). (López *et al*, 2013) incluye una descripción detallada y discute las ventajas e inconvenientes de cada una de estas configuraciones de red.

Se decide trabajar en herramientas para evaluación y planificación de redes PRIME y BPL por los siguientes motivos: (1) son las tecnologías más novedosas y menos maduras de las consideradas, por lo que sus comportamientos son los que presentan más incertidumbre; (2) ambas tecnologías son de especial interés en entornos de *Smart Grids*, en general, y de AMI, en particular, y están siendo ampliamente desplegadas tanto a nivel nacional como internacional (p.ej., EEUU, Brasil, Australia).

## RESUMEN DE LAS TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIONES CONSIDERADAS

### PRIME (*PowerLine Intelligent Metering Evolution*)

PRIME es una tecnología NB-PLC (*NarrowBand PLC*) de segunda generación cuya especificación ha sido liderada por la *PRIME Alliance*, aunque las especificaciones de las capas PHY (*PHYSical*), MAC (*Medium Access Control*) y de Convergencia han sido aceptadas como estándar por la ITU-T (G.9904, 2012).

A nivel PHY, PRIME opera en la banda CENELEC-A (concretamente entre los 41 KHz y los 89 KHz) y utiliza OFDM (*Orthogonal Frequency-Division Multiplexing*) como modulación, pudiendo alcanzar tasas de transmisión de hasta 130 Kbps.

A nivel MAC, se definen dos tipos de nodo: Nodo Base y Nodo de Servicio. El Nodo Base representa el coordinador de una red PRIME. Sólo puede haber un Nodo Base en cada red PRIME (en nuestro caso, el Concentrador desempeña el papel de Nodo Base). Los Nodos de Servicio pueden funcionar sólo como Contadores o como Contadores y Conmutadores (SWs – *Switches*). Los SWs son repetidores cuyo principal objetivo es aumentar la cobertura y el rendimiento de la red. En cuanto al acceso al medio, aunque el estándar define un período libre de contienda y un período con contienda, en la práctica sólo se implementa el período con contienda, en el que se utiliza CSMA/CA (*Carrier Sense Multiple Access/ Collision Avoidance*) como técnica de acceso al medio.

La capa de Convergencia se sub-divide en dos sub-capas: (1) CPCS (*Common Part Convergence Sublayer*), que es responsable de adaptar los tamaños de trama de las capas superiores y de la capa MAC; (2) SSCS (*Service Specific Convergence Sublayer*), que permite soportar varios protocolos de nivel superior.

A nivel de aplicación, todas las tecnologías NB-PLC (PRIME, G3, *Meters & More*, OSGP – *Open Smart Grid Protocol*) utilizan DLMS/COSEM. DLMS/COSEM (*Device Language Message Specification/Companion Specification for Energy Metering*) especifica un modelo de datos diseñado a medida para contadores de energía junto con un mecanismo de comunicación basado en mensajes para intercambiar dichos datos.

### BPL (*Broadband Powerline Communications*) – Estándar IEEE 1901

Los dos principales estándares que especifican las comunicaciones BPL sobre cables de MT son IEEE 1901 e ITU-T G.9960 (o G.hn) (Galli *et al*, 2011). El trabajo presentado en este artículo se basa en IEEE 1901 (IEEE 1901, 2010), por ser el estándar que se utiliza en las redes BPL consideradas en PRICE-GEN.

El estándar IEEE 1901 contempla una especificación PHY/MAC basada en FFT y una especificación PHY/MAC basada en Wavelet. Asimismo, el estándar especifica comunicaciones de banda ancha *indoor*

sobre cable de BT y de banda ancha sobre cable de MT. La herramienta que se presenta en este artículo se basa en la especificación PHY/MAC basada en FFT para redes eléctricas de MT.

A nivel PHY, IEEE 1901 utiliza también OFDM como modulación. En teoría, se opera en el rango de frecuencias entre 2 y 30 MHz, aunque en la práctica se utilizan sólo dos modos (modo 1 - entre 2 y 7 MHz - y modo 2 - entre 8 y 18 MHz), pudiendo alcanzarse tasas en torno a las decenas de Mbps, aunque esto depende de muchos factores, como el tipo de cable o la distancia entre CTs.

En IEEE 1901 se definen tres tipos de nodos: HE (*Head-End*), RPs (*Repeating Stations*) y NTUs (*Network Termination Stations*). Las NTUs funcionan como pasarelas hacia otras redes “hacia abajo” (las de BT en nuestro caso); las RPs funcionan como estaciones repetidoras; y la HE coordina las comunicaciones en la celda y funciona como pasarela hacia otras redes “hacia arriba”. En la práctica, sin embargo, el papel del HE se desacopla en dos nodos: el *Maestro*, que se encarga de coordinar las comunicaciones en la celda; y el *Troncal*, que funciona como pasarela hacia el Sistema de Información. Esto se debe a que los criterios de elección de *Maestro* y *Troncal* son diferentes: como *Maestro* en principio se elegirá aquel nodo que esté en media a menor distancia del resto de los nodos; mientras que la elección del *Troncal* se basará en el equipamiento de comunicaciones con los que cuente cada CT. Es posible que el papel de *Maestro* y de *Troncal* lo desempeñe el mismo nodo, tal y como se define en el estándar.

A pesar de que la topología física de las redes de MT suele ser mallada y en anillo, la topología lógica de una celda BPL es un árbol jerárquico. Según se define en el estándar, dicho árbol puede ser distinto para el tráfico de señalización y para el de datos, ya que para el primero se utilizan las modulaciones más robustas y para el segundo las que permiten tasas más altas (Goldfisher & Tanabe, 2010). En la práctica, sin embargo, la topología se configura manualmente. La Fig. 2 muestra un ejemplo de celda BPL.

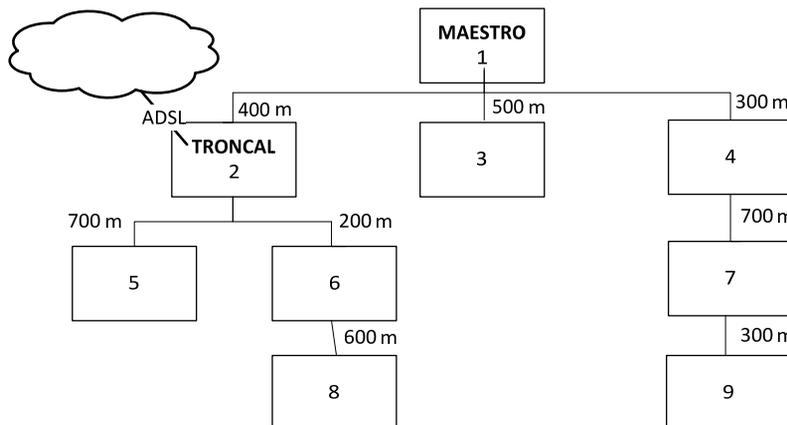


Figura 2. Ejemplo de celda BPL.

A nivel MAC, se define un periodo con contienda, donde se utiliza CSMA/CA, y un periodo libre de contienda, donde se utiliza TDMA. En este caso, es el periodo libre de contienda el que se utiliza para enviar datos, contemplándose tres variantes de TDMA: TDMA centralizado, en el que el *Maestro* se encarga de reservar *slots* de tiempo a lo largo de todos los caminos entre todos los nodos y el *Troncal*; TDMA dinámico con sondeo, en el que el *Maestro* fija la planificación de los *slots* al principio de cada periodo de envío en base al sondeo que realiza; TDMA distribuido, en el que el *Maestro* sólo asigna *slots* a los nodos que están a un salto de él y delega la responsabilidad de hacerlo en el resto de RPs.

## DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DESARROLLADAS

### Herramienta para PRIME

La herramienta desarrollada para evaluación y planificación de redes PRIME se basa en OMNeT++, un simulador de redes de comunicaciones modular basado en eventos discretos. Como se ha comentado en la Introducción, se parte de la implementación de PRIME para OMNeT++ desarrollada en (Matanza, 2013). Tal y como se explica en detalle en el capítulo 7 de (Matanza, 2013), en esta implementación el nivel físico se modela mediante curvas de SNR frente a BER, obtenidas utilizando Matlab, que dependen del CS (*Coding Scheme*) utilizado. Así, siendo conocidos la potencia de transmisión y el nivel de ruido base, cuando un nodo envía un mensaje a otro, se calcula la potencia recibida en base a una matriz de atenuaciones. Con la potencia recibida y la potencia de ruido base se obtiene la SNR y a partir de ésta, la BER (tasa de error de bit), que se utiliza para decidir si cada uno de los bits recibidos es erróneo o no. Este modelo de PRIME también implementa la capa MAC según se especifica en (G.9904, 2012) y permite enviar mensajes de longitud variable a nivel de aplicación.

Para la adaptación de esta implementación a los requisitos de PRICE-GEN se ha colaborado con el LINTER (Laboratorio de Integración de Redes) de Gas Natural Fenosa, que cuenta con un laboratorio donde coexisten contadores con concentradores de distintos fabricantes así como equipos de consumo y de generación, reproduciendo, en un entorno controlado, una red real de BT. La metodología que se ha seguido para ajustar el simulador ha consistido en: (1) capturar la topología al comienzo de una prueba en laboratorio; (2) ejecutar la prueba midiendo el tiempo necesario para completar la instrucción de lectura de los datos de un día para todos los contadores; (3) capturar la topología al final de la prueba; (4) simular la topología antes y después de la prueba y comparar el tiempo obtenido para tomar la medida de todos los contadores en ambos casos con el medido en el laboratorio.

Para seguir dicha metodología, ha sido necesario modificar el simulador para forzar las topologías deseadas, ya que en la versión inicial la topología se formaba en base a la calidad de la señal, permitiendo fijar el papel de SW en determinados nodos para evaluar su efecto en el rendimiento de la red. Asimismo, en todas las simulaciones se ha fijado DBPSK FEC ON como CS, debido a que es el que implementan contadores y concentradores en la práctica. En cuanto a las atenuaciones, en principio se ha optado por una aproximación escalonada en la que se asignan un mismo valor de atenuación para todos los nodos que están al mismo nivel de un dado, otro para con todos los que están a un salto, e infinito para con el resto y con uno mismo.

### Herramienta para BPL

Para desarrollar esta herramienta se consideró inicialmente OMNeT++. Sin embargo, se descartó debido a la complejidad de implementar TDMA y a que TDMA hace que las comunicaciones sean deterministas. A continuación se barajaron dos opciones: Excel o Matlab. Finalmente se decidió implementar la herramienta en Matlab por ser más adecuado para trabajar con matrices y por presentar la posibilidad de generar un ejecutable que facilita su utilización en cualquier entorno.

Como ya se ha comentado, el objetivo de la herramienta desarrollada es calcular los retardos de envío de datos de todos los nodos de una celda BPL al troncal dependiendo de una serie de parámetros de entrada, que se analizan a continuación. (1) *Celda BPL* considerada: este parámetro incluye un vector con los identificadores de los nodos de la celda y una matriz de distancias de dimensiones  $N \times N$ , siendo  $N$  el número de nodos de la celda, cuyas filas especifican las distancias (en m) desde el nodo en cuestión al Troncal salto a salto. (2) *Banda*, pudiendo seleccionarse el *Modo 1* o el *Modo 2*. (3) *Ruido*: modelo de ruido de fondo para un peor y mejor caso según se especifica en (IEEE 1901, 2010). (4) *Atenuación*: posible atenuación introducida por los cables (dB/m), los empalmes (dB) y/o los acoples de los equipos de transmisión (dB). (5) *Smart notching*: si se utiliza esta técnica para combatir posibles interferencias, se asume una penalización en la tasa de transmisión del 23 %, tal y como se indica en (Schwager, 2012).

(6) *Constelación*: en esta opción se presenta un desplegable - que depende de la banda - en el que se puede seleccionar la modulación y la tasa (en bps) calculada en base a (IEEE 1901, 2010). (7) *Tamaño paquete*: Tamaño de los paquetes de capa de aplicación enviados en Bytes.

En base a todos estos parámetros de entrada y utilizando como referencia la especificación IEEE 1901 junto con hojas de características de equipos reales, se obtiene un vector que muestra los retardos de cada nodo de la celda al *Troncal*.

Para validar los resultados de la herramienta, se ha contado con datos de dos celdas BPL reales proporcionados por Iberdrola, en las que se han medido retardos de ciertos nodos al *Troncal* un número representativo de veces (> 100). A partir de estos datos, se calculan intervalos de confianza con los que se compararán los resultados obtenidos en la herramienta.

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este artículo se han presentado las herramientas para evaluación y planificación de redes PRIME y BPL que están siendo desarrolladas dentro del ámbito del proyecto PRICE-GEN.

Respecto a la herramienta para PRIME, la primera conclusión que se obtiene en base al análisis de las trazas obtenidas en el laboratorio es que se trata de un entorno de comunicaciones relativamente hostil, lo que provoca que no se converja a una topología de red estable, como demuestra la diferencia de topologías capturadas al principio y al final de las pruebas, si bien en la práctica se comprueba que, en general, la tecnología cubre las prestaciones necesarias para operar y leer contadores de forma remota. En cuanto a la comparativa entre los resultados medidos en el laboratorio y los obtenidos en el simulador, las diferencias iniciales han resultado considerables. Sin embargo, después de ajustar ciertos parámetros, como el tamaño de los segmentos (que se ha detectado que varía de unos contadores a otros) o el tamaño de la ventana de transmisión, los resultados se han aproximado. Por lo tanto, los siguientes pasos respecto a esta línea de investigación consistirán: por un lado, en simular los escenarios considerados hasta el momento variando una serie de parámetros para evaluar cómo afectan al tiempo de lectura; y, por otro lado, en realizar una serie de pruebas en el laboratorio y en campo que posteriormente serán simuladas para comparar los resultados obtenidos.

Respecto a la herramienta para BPL, los resultados obtenidos aún están lejos de los intervalos de confianza calculados a partir de los datos medidos en las dos celdas BPL reales, debido a que se le ha asignado a cada nodo la tasa de transmisión máxima de la celda en lugar de la efectiva de un canal TDMA. Por lo tanto, los siguientes pasos respecto a esta línea de investigación consistirán en averiguar cuál de las variantes TDMA que contempla el estándar se utiliza en la práctica, adecuar la tasa de transmisión en cada nodo en consecuencia y comparar los resultados obtenidos con los intervalos de confianza de referencia.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado parcialmente por el Ministerio de Economía y Competitividad español a través del programa INNPACTO dentro del proyecto PRICE-GEN (IPT-2011-1507-920000). Los autores de este artículo agradecen el apoyo y colaboración del resto de socios del consorcio PRICE-GEN: Artech, CIRCE, Current Iberia, Iberdrola Distribución, UC3M, Unión Fenosa Distribución y ZIV *Metering Solutions*.

## REFERENCIAS

- S. Galli, A. Scaglione, Z. Wang, "For the Grid and Through the Grid: The Role of Power Line Communications in the Smart Grid", Proceedings of the IEEE, Vol. 99, No. 6, pp. 998-1027, June 2011.
- S. Goldfisher, S. Tanabe, "IEEE 1901 Access System: An Overview of Its Uniqueness and Motivation", IEEE Communications Magazine, Vol. 48, No. 10, October 2010.

- ITU-T G.9904. "Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for PRIME networks". October 2012.
- IEEE 1901. "IEEE Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications". December 2010
- G. López, F. J. Herrera, J. I. Moreno, F. Martín, M. Bocos, "Arquitectura de red para despliegues masivos de Infraestructuras de Medición Avanzada", JITEL 2013: XI Jornadas de Ingeniería Telemática, Granada, Spain, October 2013.
- J. Matanza, "Improvements in the PLC systems for Smart Grids environments", October 2013.
- Sitio oficial del proyecto PRICE: <http://www.priceproject.es/es>
- A. Schwager, "Powerline Communications: Significant Technologies to become Ready for Integration". 2010.

# ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DE COMUNICACIONES PARA LECTURA DE CONTADORES INTELIGENTES

**Luis González Sotres**, Research Assistant, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

**Javier Matanza Domingo**, Lecturer, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

**Cristina Cordón Peralta**, Visiting Student, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

**Resumen:** Este artículo presenta una metodología para conocer el rendimiento de las comunicaciones por PLC para lectura de contadores entre el centro de transformación y el usuario final empleando el estándar PRIME. El objetivo del estudio es analizar la sensibilidad de la red de comunicaciones frente a distintos parámetros clave de diseño y encontrar sus límites de funcionamiento en entornos representativos de la realidad, empleando la herramienta OMNeT++ como entorno de simulación. Los resultados obtenidos demuestran que la tecnología PLC-PRIME permite obtener tiempos de lectura de todos los contadores inferiores a 15 minutos siempre que el proceso de registro de los contadores por el nodo base situado en el centro de transformación se efectúe correctamente. Estos resultados pueden ser de gran utilidad de cara al diseño de aplicaciones que aprovechen el potencial de los contadores inteligentes en el marco de las Smart Grids.

**Palabras clave:** Smart Meter, PLC, PRIME, DLMS/COSEM, Rendimiento, Comunicaciones, OMNeT++

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las Smart Grids conlleva integrar las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) en el sistema eléctrico, donde el despliegue de infraestructuras de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure - AMI) representa una de las primeras y más importantes consecuencias de este cambio de paradigma. Gracias a los sistemas AMI y a los contadores inteligentes o Smart Meters, cualquier consumidor podrá conocer el detalle de su consumo y disfrutar de nuevos servicios que le ayuden a tener un comportamiento más eficiente desde el punto de vista energético. A su vez, las empresas distribuidoras contarán con un mayor nivel de observabilidad y control de sus redes, que tendrá un impacto positivo en la operación del sistema (Depuru et al, 2011).

No obstante, estas nuevas funcionalidades presentan una serie de cuestiones técnicas para las que no es sencillo encontrar una respuesta. La rápida y permanente evolución de las TIC hace que determinar la tecnología de comunicaciones más apropiada para cada caso no sea evidente. Además, existe una gran variedad de opciones tanto a nivel inalámbrico como por cable que hace que la toma de decisiones sea aún más compleja. Por último, existe una gran incertidumbre respecto al nivel de inteligencia a implementar. De hecho, numerosos proyectos de I+D como el SuSAINABLE o el DISCERN a nivel europeo tratan de aclarar todas estas cuestiones a través de demostraciones con pilotos reales.

En principio, la mejor solución TIC a implementar será la que ofrezca la mejor relación coste-beneficio. Para determinar si una tecnología es viable bajo unos requerimientos de comunicaciones concretos es necesario conocer el rendimiento de esa tecnología. La forma más precisa de comprobarlo es instalarla y analizar si responde correctamente. Como alternativa, las herramientas de simulación permiten obtener una buena aproximación del rendimiento de una tecnología de comunicaciones en diferentes escenarios (López et al, 2013).

Una de las tecnologías de comunicaciones más extendidas para sistemas AMI es la comunicación por medio de los cables eléctricos (Power Line Communications - PLC), debido a su bajo coste de implementación al reaprovechar la infraestructura existente (Amarsingh et al, 2014). En este artículo se

presenta una metodología novedosa para conocer el rendimiento de esta tecnología para aplicaciones de Smart Metering en distintas topologías tipo, explicando el modelado del canal de comunicaciones, los escenarios analizados y los principales resultados y conclusiones del estudio.

## MODELADO DEL CANAL DE COMUNICACIÓN

### Descripción del canal de comunicaciones

Dentro del ámbito de las telecomunicaciones, el canal típicamente se modela teniendo en cuenta dos características: su función de transferencia y las fuentes de ruido existentes en él.

- **Función de Transferencia.** Proporciona una relación entre la señal de entrada (señal transmitida) y la señal de salida (señal recibida) al canal. En el presente trabajo se ha utilizado la metodología "Bottom-up" (Banwell & Galli, 2001), donde partiendo de parámetros físicos del canal, como la constante de propagación ( $\gamma$ ), la impedancia característica ( $Z_c$ ) y la longitud de los cables, se puede obtener una expresión para la función de transferencia utilizando la teoría de Líneas de Transmisión. Aplicando esta técnica se han obtenido las relaciones de atenuación para cada par de nodos de las topologías simuladas.
- **Fuentes de ruido.** De entre las diferentes fuentes de ruido existentes en el canal de comunicación de PLC, numerosos estudios se centran en el efecto que producen por un lado las fuentes de ruido de fondo (Hooijen, 1998); y por otro lado las fuentes de ruido impulsivo (Middleton, 1972). El efecto que tienen en la señal recibida es el aumento de los errores de transmisión. En el presente trabajo se ha considerado un canal de comunicación con fuentes de ruido según el modelo de Hooijen.

La atenuación y el ruido de manera combinada perturban la comunicación. Esta perturbación se modela típicamente mediante un parámetro denominado Tasa de Error de Bit (Bit Error Rate - BER). El BER se define como la cantidad de bits que han sido recibidos erróneamente dividido entre el número de bits totales que han sido transmitidos. El cálculo del BER se ha llevado a cabo con Matlab en función de la atenuación del canal y de las fuentes de ruido presentes en él.

### Descripción de los nodos de comunicaciones

Respecto a los nodos de comunicaciones, se han simulado dispositivos que implementan el protocolo de capa de aplicación DLMS/COSEM para encapsular datos relativos al consumo energético, y la tecnología PRIME para transmitir esta información utilizando la red de baja tensión. Además, la tecnología PRIME define un protocolo de enlace de datos (LLC), de acceso al medio (MAC) y de capa física (PHY) para hacer posible esta comunicación.

Entre otros aspectos, la capa LLC maneja las conexiones lógicas entre los nodos, ya que PRIME es un protocolo orientado a la conexión. La capa MAC se encarga de gestionar el acceso al medio, ya que el canal de PLC es compartido entre todos los dispositivos conectados. Y finalmente, la capa PHY se encarga de modular los datos digitales de manera que se minimicen los errores de transmisión; para ello, PRIME cuenta con diferentes modos de transmisión, cada uno de ellos con diferente robustez ante las adversidades del canal.

PRIME también define dos tipos de nodos en toda red de comunicación: nodo base y nodo de servicio. En este estudio, el nodo base es el encargado de gestionar la comunicación con el resto de nodos y se sitúa en el centro de transformación, mientras que los nodos de servicio se corresponden con los contadores inteligentes situados en las viviendas de los usuarios de la red. Las redes PRIME siguen un protocolo conocido como Maestro-Esclavo. La particularidad de este tipo de redes es que hay un único maestro que se comunica con el resto de nodos, esclavos. En el caso de PRIME el nodo base hace las veces de maestro mientras que los nodos de servicio se comportan como esclavos.

Así mismo, los nodos de servicio pueden encontrarse en tres estados funcionales: Desconectado, cuando el nodo no se ha registrado en la red y no puede transmitir información; Terminal, cuando el nodo está registrado en la red y puede comunicarse con el nodo base; y finalmente, un nodo en estado Switch es un nodo registrado que es capaz de re-transmitir mensajes, ayudando de esta manera que haya comunicación entre dos nodos con una atenuación excesiva.

## Implementación del sistema de comunicaciones

En la literatura, el estudio de los sistemas de comunicaciones para PLC se limita típicamente o bien al estudio de la capa física, o bien al análisis desde un punto de vista de red. Por esta razón, uno de las principales características diferenciadoras del entorno de simulación presentado en este trabajo es la integración de los efectos debidos a la parte física y a la parte telemática. La arquitectura de dicho simulador, desarrollado en (Matanza, 2013), se ilustra en la Figura 1. En ella se puede ver que los efectos físicos (la capa PHY de los nodos y el canal de comunicación) son modelados con Matlab, mientras que para los efectos telemáticos (el resto de capas superiores) se ha utilizado una implementación de PRIME desarrollada en el simulador orientado a eventos OMNeT++.

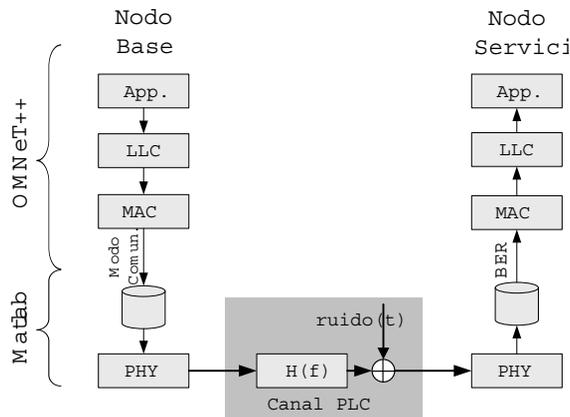


Figura 1. Arquitectura del entorno de simulación utilizado.

Los dos modelos de simulación (Matlab y OMNeT++) intercambian el parámetro BER. Como se ha mencionado anteriormente, el BER es calculado en Matlab teniendo en cuenta las condiciones del canal. Asimismo, este parámetro proporcionado por Matlab es utilizado en OMNeT++ para modelar los hipotéticos errores en la comunicación. De esta manera se construye un entorno donde tanto los efectos físicos como los telemáticos son tenidos en cuenta de manera conjunta.

## METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Una vez modelado el canal de comunicación, se han diseñado una serie de escenarios para poder estudiar su rendimiento a través de dos medidas fundamentales: el número de contadores registrados y el tiempo empleado en leer todos los contadores. A través de estos resultados se podrán conocer los límites de funcionamiento del PLC para comunicaciones de última milla bajo el estándar PRIME.

En la Figura 2 se muestra el esquema de un caso genérico donde se representan los parámetros clave que configuran cada uno de los escenarios a analizar. Cada escenario está formado por un centro de transformación (nodo base) y un conjunto de usuarios con contadores inteligentes (nodos de servicio) comunicados por PLC. Los grupos de usuarios representan edificios. Un mismo centro de transformación alimenta varias ramas trifásicas, cada una de las cuales conecta varios edificios que poseen un determinado número de viviendas. Hay que tener presente que generalmente en entornos urbanos cada contador está alimentado en monofásica, por lo que la red de comunicaciones que se analiza sólo conecta a uno de cada tres vecinos de un determinado edificio.

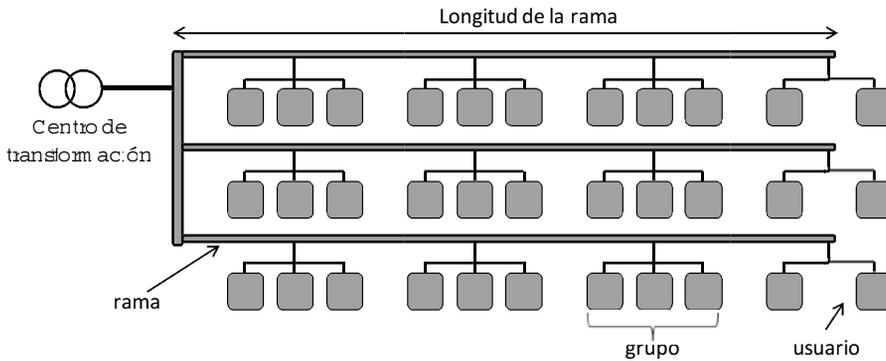


Figura 2. Esquema genérico de los escenarios simulados.

La combinación y variación de estos parámetros se ha realizado siempre de tal forma que los escenarios planteados se ajustasen a la realidad y el reparto de los usuarios en las ramas y los grupos se hiciese de la manera más uniforme posible, descartando escenarios poco realistas. Tras estas hipótesis y simplificaciones se han obtenido 118 escenarios a evaluar. Los valores de referencia empleados son los siguientes:

- Número de usuarios totales de la red: 108-144-198-252
- Número de ramas: 1-3-6-9
- Longitud de las ramas: 100-200-300-400 (metros)
- Número de grupos de usuarios por rama: 3-6-9

## RESULTADOS

### Registro de contadores

Cada escenario analizado representa 5000 segundos de simulación, donde los primeros 3000 segundos están dedicados exclusivamente al proceso de registro de los contadores por el nodo base. Para tener en cuenta el efecto de la aleatoriedad del modelado del canal de comunicaciones, de cada escenario planteado se han realizado 20 simulaciones.

La Figura 3 muestra el proceso de registro de nodos para dos escenarios en los que sólo varía el número de ramas, teniendo ambos el número más alto de usuarios, longitud de rama y número de grupos de los escenarios planteados. Se puede comprobar que en el caso de 3 ramas con 84 usuarios por rama, en un número significativo de las simulaciones los nodos terminan desregistrándose porque el nodo base no es capaz de soportar todo el tráfico de la red o por errores en las comunicaciones.

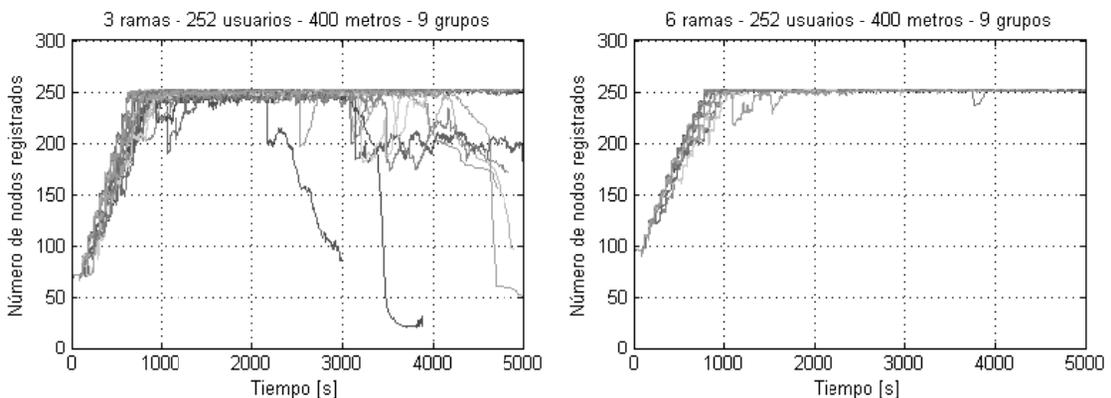


Figura 3. Comparación del proceso de registro de nodos variando el número de usuarios.

Por el contrario, en el escenario de 6 ramas, donde hay la mitad de nodos por rama (42), la red se comporta de forma mucho más estable y el nodo base es capaz de gestionar todos los nodos de servicio perfectamente en la gran mayoría de casos. Para este mismo caso se puede observar que la pendiente inicial de la gráfica presenta una trayectoria con una serie de escalones, donde cada uno representa la promoción de un nodo de servicio al estado de switch para mejorar la comunicación dentro del canal y permitir el registro del mayor número de nodos.

A partir del segundo 3000 y durante los siguientes 2000 segundos se realizan las actividades de lectura de contadores, siempre y cuando el proceso de registro haya terminado con éxito. En caso contrario, este tiempo se sigue empleando en el registro de nodos, aunque tras las simulaciones se ha comprobado que si el registro no se ha conseguido en el primer intervalo de tiempo, alargando el proceso de registro no se consigue resolver el problema. De hecho, la mayoría de los casos que consiguen registrar todos los nodos lo hacen en un tiempo inferior a 1200 segundos.

## Tiempo de lectura de contadores

Las actividades de lectura de contadores se realizan de forma iterativa hasta el final de la simulación. Por tanto, las simulaciones de los escenarios con tiempos de lectura más bajos realizan más iteraciones que los escenarios donde los tiempos son más largos. La Figura 4 muestra los resultados estadísticos de los tiempos de lectura de todos los contadores en función del número total de usuarios para dos conjuntos de casos donde se ha variado la distancia total y el número de grupos por rama.

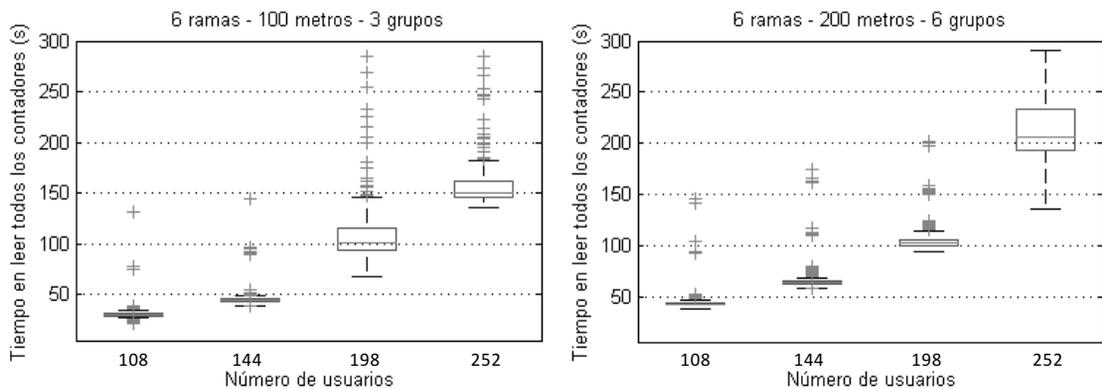


Figura 4 Comparación del tiempo de lectura variando el número de nodos, la distancia y el número de grupos

En ambas gráficas se puede comprobar que el tiempo de lectura aumenta notablemente al incrementar el número de usuarios de la red, siendo además en los escenarios con mayor número de usuarios donde el efecto de la aleatoriedad del sistema de comunicaciones es más significativo, lo que se traduce en una mayor dispersión en los tiempos de lectura.

Si se comparan ambas gráficas, se puede apreciar que el aumento de la distancia y el número de grupos también hace que el tiempo de lectura sea mayor. Sin embargo, mientras que en todos los casos el tiempo de lectura aumenta con la distancia de las ramas, el aumento del número de grupos no presenta siempre la misma tendencia. Es decir, en escenarios donde sólo varía el número de grupos, para unas topologías el tiempo de lectura aumenta al aumentar el número de grupos pero para otras disminuye.

Por último, aunque no se muestre en las gráficas por falta de espacio, en lo relativo al número de ramas se ha observado que para dos escenarios con el mismo número de usuarios, el hecho de que estén repartidos en más ramas tiene un gran impacto en el tiempo de lectura, del mismo modo que ocurría en el proceso de registro. Por tanto, para escenarios donde las ramas están más cargadas, los tiempos son considerablemente mayores. Por el contrario, si las ramas se añaden de manera incremental, aumentando el número de usuarios, los tiempos de lectura lógicamente aumentan.

## CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado una metodología para conocer el rendimiento del PLC-PRIME en diferentes configuraciones de red de última milla, de la que se extraen las siguientes conclusiones:

En lo referido a la sensibilidad de la red frente a los parámetros evaluados, los dos con influencia más clara son el número de usuarios totales y las longitudes de rama. Para ambos, se concluye que el tiempo de lectura de contadores aumenta al incrementar los mismos. Sin embargo, la influencia del número de grupos y de ramas no está tan clara. En lo referente al número de grupos, se observa que éstos afectan a los tiempos de lectura de contadores aunque no se puede establecer ninguna relación clara entre ambos. Y para el número de ramas, se puede decir que en escenarios con la misma cantidad total de usuarios, las tareas de lectura de contadores se realizan más rápido en aquellos con mayor número de ramas y menor número de usuarios por ramas, es decir, en los que las ramas están menos cargadas.

El presente estudio también ha permitido conocer los límites de funcionamiento de esta tecnología para los escenarios simulados. Se puede concluir que éstos vienen fijados principalmente por el registro de todos los nodos de la red. Esto se debe a que para proceder a la lectura de contadores, el haber registrado todos los nodos previamente es un requisito imprescindible y en algunos escenarios el nodo base no es capaz de finalizar esta tarea. Las principales causas son: o bien a que por motivos de ruido, atenuaciones o sobrecarga de la red, el nodo base no pueda comunicarse con todos los nodos y por tanto no pueda registrarlos, o a que por un error del proceso de comunicación, estos nodos se desregistren solos. Generalizando, se puede concluir que el proceso de registro presenta problemas a partir de 198 usuarios en redes con ramas de 300 y 400 metros de longitud.

Otro de los factores evaluados para conocer los límites fueron las latencias obtenidas en la lectura de todos los contadores. Se pudo observar que en ningún caso se superaban los 15 minutos, que es el tiempo que se suele plantear para un escenario ideal de medición avanzada. En caso de requerir tiempos de lectura menores, se ha comprobado que el PLC-PRIME es capaz de obtener tiempos inferiores a 5 minutos, pero presenta limitaciones cuando el número de usuarios es de 144 para ramas de 300 y 400 metros, y de 198 para ramas más cortas. Estos resultados pueden ser de gran utilidad para las aplicaciones que aprovecharán el funcionamiento de los nuevos contadores inteligentes, que han de ser instalados en España antes del 2018 de acuerdo con la transposición de la directiva europea.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer a los investigadores doctores Carlos Mateo Domingo y Carlos Rodríguez Morcillo, del Instituto de Investigación Tecnológica, sus contribuciones en las discusiones del estudio.

## REFERENCIAS

- Amarsingh, A.A., Latchman, H. a. & Yang, D., 2014. Narrowband Power Line Communications: Enabling the Smart Grid. IEEE Potentials.
- Banwell, T.C. & Galli, S., 2001. A new approach to the modeling of the transfer function of the Power Line Channel.
- Depuru, S.S.S.R., Wang, L. & Devabhaktuni, V., 2011. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Hooijen, O.G., 1998. A channel model for the residential power circuit used as a digital communications medium. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility.
- López, G. et al., 2013. Modeling the Neighborhood Area Networks of the Smart Grid.
- Matanza, J., 2013. Improvements in the PLC Systems for Smart Grids Environments.
- Middleton, D., 1972. Statistical-Physical Models of Urban Radio-Noise Environments - Part I: Foundations. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility.
- <http://www.sustainableproject.eu> (21 junio 2014)
- <http://www.discern.eu> (21 junio 2014)

# UN MUNDO ELÉCTRICO CONECTADO, EL PAPEL DE LAS COMUNICACIONES M2M EN EL SMART GRID

David Lozano Bravo, M2M Strategy Manager Southern Europe, Vodafone

**Resumen:** En el mundo de las redes inteligentes de Energía, la electricidad pierde el protagonismo de cara a la cadena de valor que proporciona frente a la gestión de la información y la importancia de las comunicaciones que lo habilitan. Seguir los pasos adecuados para definir la estrategia, y asegurar una correcta coordinación y entendimiento con las compañías que están promoviendo el movimiento tecnológico en las comunicaciones, serán los factores clave para incrementar la diferenciación en el sector. Se analiza el modelo eléctrico y las diferentes áreas que existen, y se da una visión de cuales son las tecnologías de comunicación que se están usando actualmente, y cual es el flujo de información real que se produce.

**Palabras Clave:** M2M (Machine-to-Machine), Smart Grids, Smart Metering, Energías Renovables, eMobility, Network Management, Smart Home, Energy Management

## INTRODUCCIÓN

En el mundo de las redes inteligentes de Energía, la electricidad pierde el protagonismo de cara a la cadena de valor que proporciona frente a la gestión de la información y la importancia de las comunicaciones que lo habilitan.

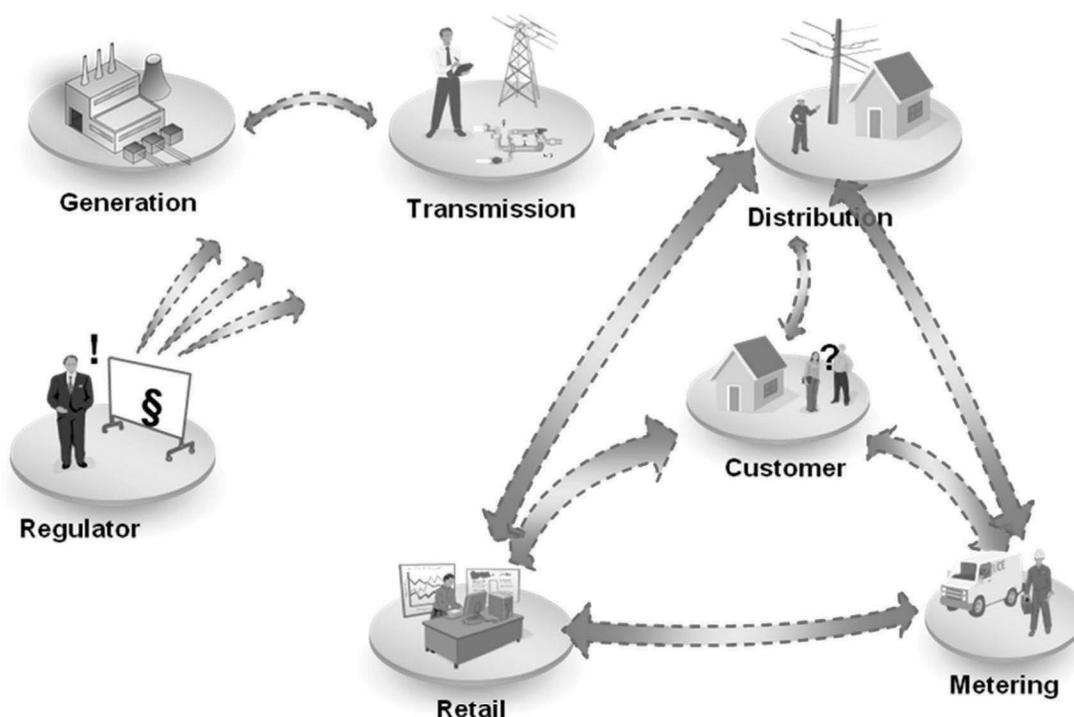


Figura 1. Modelo eléctrico y sus diferentes áreas.

En este línea, tanto por motivos regulatorios como de mejora del negocio, las compañías están involucradas en macro despliegues e inmersas en un ecosistema en constante cambio y evolución como es el de las comunicaciones. Seguir los pasos adecuados para definir la estrategia, y asegurar una correcta coordinación y entendimiento con las compañías que están promoviendo el movimiento

tecnológico en las comunicaciones, serán los factores clave para incrementar la diferenciación en el sector.

Para Vodafone, como líder en soluciones de conectividad M2M, Smart Grid supone un objetivo estratégico de cara a mantener su liderazgo en el mercado, proveyendo a los clientes de un valor diferencial que les permita desarrollar sus despliegues con la colaboración del partner líder en el sector.

De cara a las claves del sector, la experiencia en diferentes países y el modelo M2M global que permite aplicar sinergias en cualquier nuevo proyecto que Vodafone afronta, a continuación definiremos algunas de las claves a tener en cuenta y cómo resolverlas bajo un modelo colaborativo de partners, en el que se busque el beneficio mutuo de aplicar ambos conocimientos.

## NUEVOS RETOS DEL SECTOR

Las demandas reales que Smart Grid genera en cada uno de los ámbitos se enlazan con los datos necesarios que las habiliten y resalta el papel de las comunicaciones de cara a suministrar dichos datos, y sus condiciones para las Smart Grids.

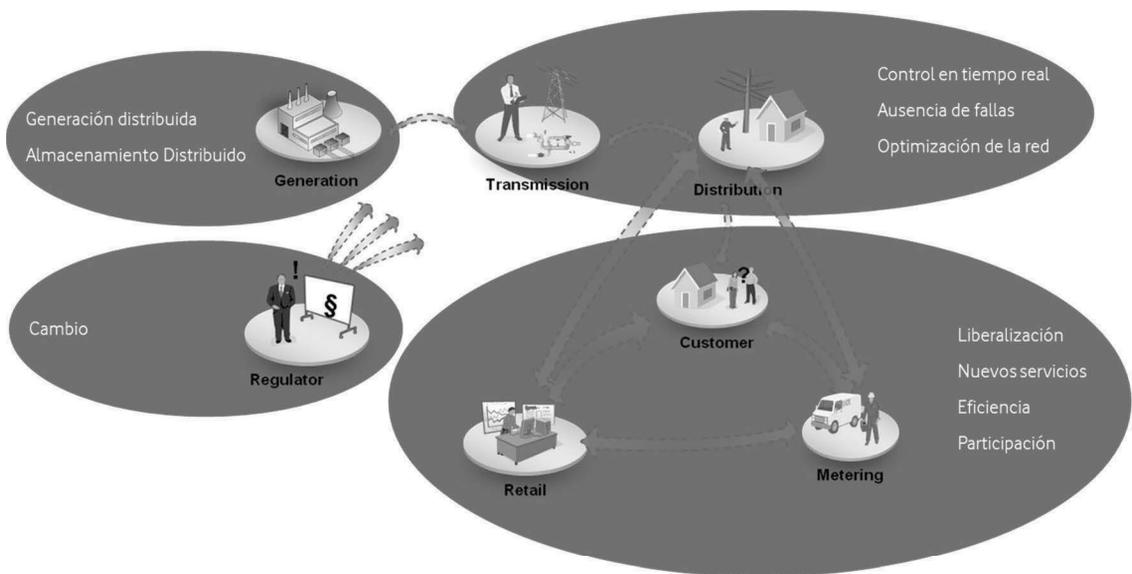


Figura 2. Modelo eléctrico, sus diferentes áreas y retos que afronta.

## DEL SERVICIO ELÉCTRICO A LOS SERVICIOS CONECTADOS

El cambio en el modelo eléctrico supondrán una revolución en los diferentes servicios que los usuarios y las empresas van a demandar en temas de Smart Metering, Energías Renovables, eMobility, Network Management, Smart Home y Energy Management. De su buena gestión en el manejo de los datos dependerá la optimización de las compañías.

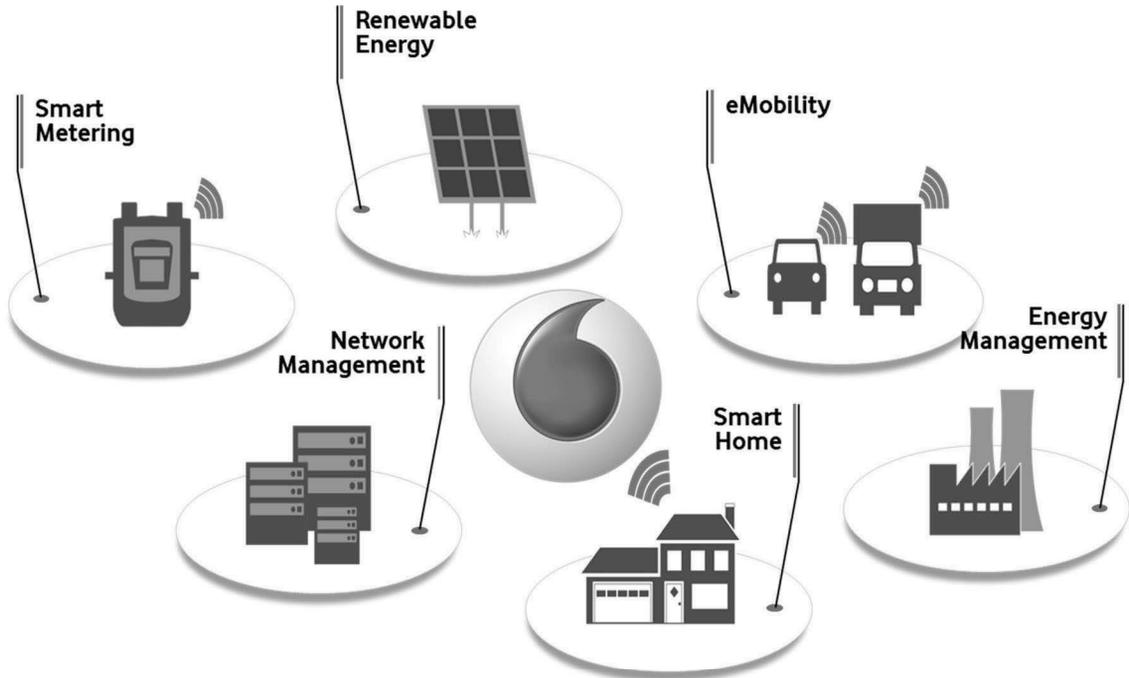


Figura 3. Servicios afectados por el cambio del modelo eléctrico y la inclusión de datos.

## ¿Cuáles son las claves en las comunicaciones?

Para elegir un modelo adecuado de las comunicaciones M2M hay que:

- Elegir el modelo que mejor se adapte a los requerimientos.
  - o Mirar qué tipo de comunicaciones cumple con los requerimientos.
  - o Mirar qué realmente es crítico.
  - o Analizar el tipo de despliegue, los países, la velocidad, la estandarización, la seguridad.
- Dejarse asesorar:
  - o Compartir requerimientos, modelo de despliegue y puntos. Probablemente ayudará a dar la mejor opción e incluso saber qué tendencias vienen.
- Elegir modelos autogestionados y predictivos:
  - o La gestión de las comunicaciones en sí no se puede convertir en otro problema.
- Globalidad como significado de sinergias, conocimiento y buenas prácticas.
- Seguridad autocontenida.
- Equipo especializado sobre un modelo de comunicaciones integrado.

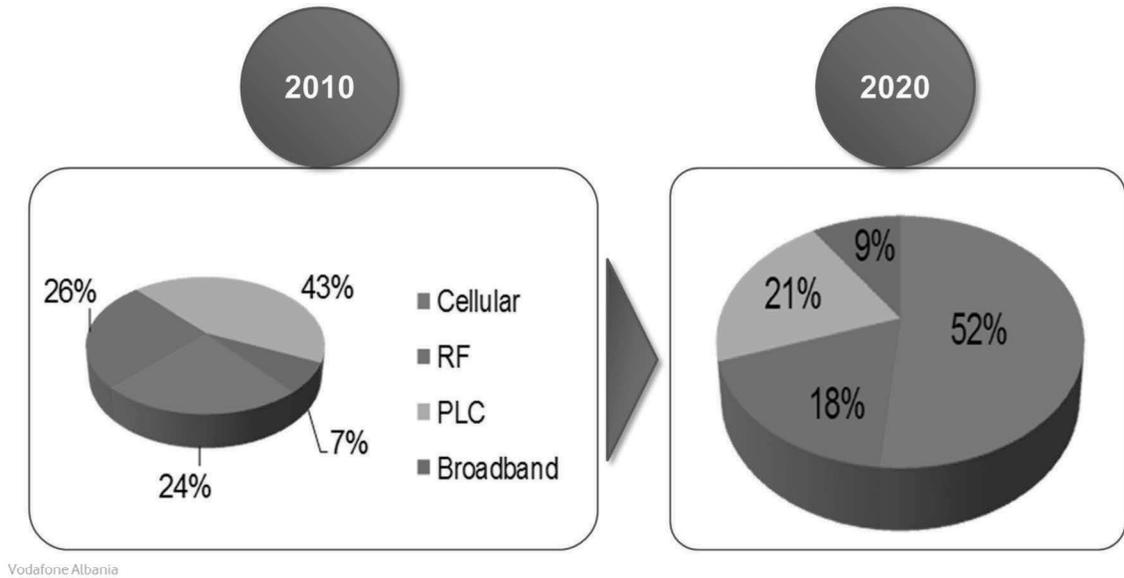


Figura 4. Tendencias reales del mercado de las comunicaciones para Smart Grid.

## VODAFONE, PRESENTE Y FUTURO CON LA SOLUCIÓN M2M GLOBAL



### Actor Global:

- Un modelo - muchos países.
- Líder en cobertura internacional y acuerdos con partners.



### Vodafone Número uno en M2M:

- Líder en mercado.
- Líder en excelencia.
- Líder en conocimiento.



### One stop shop:

- Un contrato, cobertura total de regiones y países.
- Un acuerdo SLA y un punto de soporte.



### Gestión de las comunicaciones:

- Estado en tiempo real.
- Control total de las operaciones normales (activación, suspensión, reportes, etc.)



**Mantenimiento predictivo:**

- Estado real de la información y el alcance de las comunicaciones.
- Tendencias en comunicaciones y consumo.



**Roaming Nacional:**

- Siempre la mayor calidad existente.



**Seguridad:**

- WAN end to end.
- Posibilidad de programar alarmas con IMSI, IMEI, CellID, etc.



**Economía de escala:**

- Un contrato y SLA para control total.
- Un operador ofreciendo el servicio total.

## CONCLUSIONES

**Directrices para elegir a un proveedor M2M:**

- Busquemos una empresa líder con una estrategia adaptada.
- Usemos una tecnología probada que cumpla los requerimientos.
- Exijamos un soporte y unos procesos especializados.
- Valoremos las sinergias, la experiencia y la globalidad.
- Consideremos los estándares y la seguridad.
- Hagamos que el propio mantenimiento de la red no sea un problema.

# IEC 61850 – INTEROPERABILIDAD PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN. DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIONES MULTIVENDOR PARA SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

**Sebastian Mulder**, Senior Consultant Substation Automation, DNV GL Energy  
**Elena Henríquez**, Senior Consultant, DNV GL Energy

**Resumen:** Si alguien menciona IEC 61850, todo operador de red y sistema conoce que está hablando del estándar de automatización de la subestación. Una muestra de ello también es su clasificación por parte de la Comisión Europea como uno de los dos estándares para el desarrollo de las Smart Grids. En este artículo DNV GL pretende explicar los beneficios.

**Palabras claves:** Modelo de Datos, Comunicación, IEC 61850, Interoperabilidad, Smart Grids, Multivendor

## INTRODUCCIÓN

Las operaciones de las redes de distribución eléctrica, se enfrentan cada vez a más difíciles desafíos por la presencia de generación distribuida y contadores inteligentes, así como los nuevos requisitos en la gestión de la demanda.

La industria de la energía se enfrenta a tres grandes retos:

1. El aumento de la integración de los recursos de energía intermitentes y fluctuantes para alcanzar los objetivos climáticos.
2. El aumento de la "inteligencia", especialmente en la red de distribución eléctrica para renovar la infraestructura y así satisfacer las crecientes necesidades de capacidad.
3. La diversificación de las partes interesadas que separa la explotación de la red, el aprovisionamiento de energía, los servicios de medición, servicios auxiliares y otros.

Estos desafíos no pueden ser vistos de forma independiente sino que tienen que ser considerados en forma conjunta en el desarrollo de componentes para la próxima red inteligente. Sus funcionalidades necesitan nuevas herramientas para supervisar y operar la red de distribución de electricidad, mantener o incrementar la fiabilidad y la calidad del servicio en estas nuevas condiciones. Las redes de distribución de electricidad de hoy en día, tienen que transformarse en "redes de distribución inteligentes" que cuentan con monitoreo de datos en línea y permiten un funcionamiento eficiente, rápido y seguro.

La nueva red de distribución de electricidad se basará en los cambios graduales a lo largo de la red tradicional. El sistema eléctrico es demasiado complejo como para hacer frente a un cambio revolucionario, por lo que la introducción de las nuevas tecnologías debe interactuar con las viejas. Además, la industria eléctrica europea está cambiando debido a la liberalización de los mercados energéticos de la UE y el nuevo modelo, en el que los precios son determinados por la oferta y la demanda y no por regulación.

En este contexto, la aplicación principal es el uso de los contadores inteligentes para obtener de forma remota los datos de consumo del cliente, pero lo más interesante es que la AMM puede contribuir a cumplir con varios de estos retos, así como estas soluciones también se pueden utilizar para apoyar la participación del cliente en la respuesta de la demanda (DR) y en la gestión de la demanda (DSM), y permitir diversos servicios de valor añadido. Las empresas eléctricas tienen el reto de conectar una variedad de sistemas diferentes, incluyendo AMI / AMM, facturación, CRM, SCADA, GIS, sistemas de supervisión de la medida y control con el fin de orientar a estos desafíos.

## OBJETIVOS

Las empresas de distribución eléctrica de hoy en día tendrán que centrarse en las operaciones de la red de distribución y encontrar respuestas a las siguientes 3 preguntas:

1. ¿Cómo se puede mejorar la vigilancia en la red de distribución?
2. ¿Cómo integrar los dispositivos "inteligentes" de automatización de subestaciones para aumentar la eficiencia de la red de distribución?
3. ¿Cómo interactuar con los diferentes roles? por ejemplo, funcionamiento de los contadores inteligentes, la energía y el funcionamiento de red.

Como las redes normales se convierten cada vez más en redes inteligentes, el uso de contadores inteligentes es a menudo el primer paso en la creación de una red inteligente. Pero, ¿Qué es tan inteligente en una red inteligente? Y, ¿Qué hace que los contadores inteligentes sean inteligentes?

Con el fin de beneficiarse de los contadores inteligentes ya instalados se necesita una "infraestructura de medición avanzada" (AMI) para el intercambio de información. Una AMI permite controlar la red inteligente de una manera más eficiente y eficaz. Cuando se pueden equilibrar "las redes de distribución inteligentes", "las grandes redes inteligentes" también pueden ser equilibradas. Por lo tanto, la medición inteligente conduce a una relación de la compañía "sintonizada", lo que lleva a un mercado de energía transfronterizo e incluso transcontinental. Como queremos mostrar la imagen del futuro, se debe partir de la actualidad, de manera pues que empezamos con los colores básicos para esa imagen, y volver a colorearla es la otra opción, no el tiempo ni el dinero.

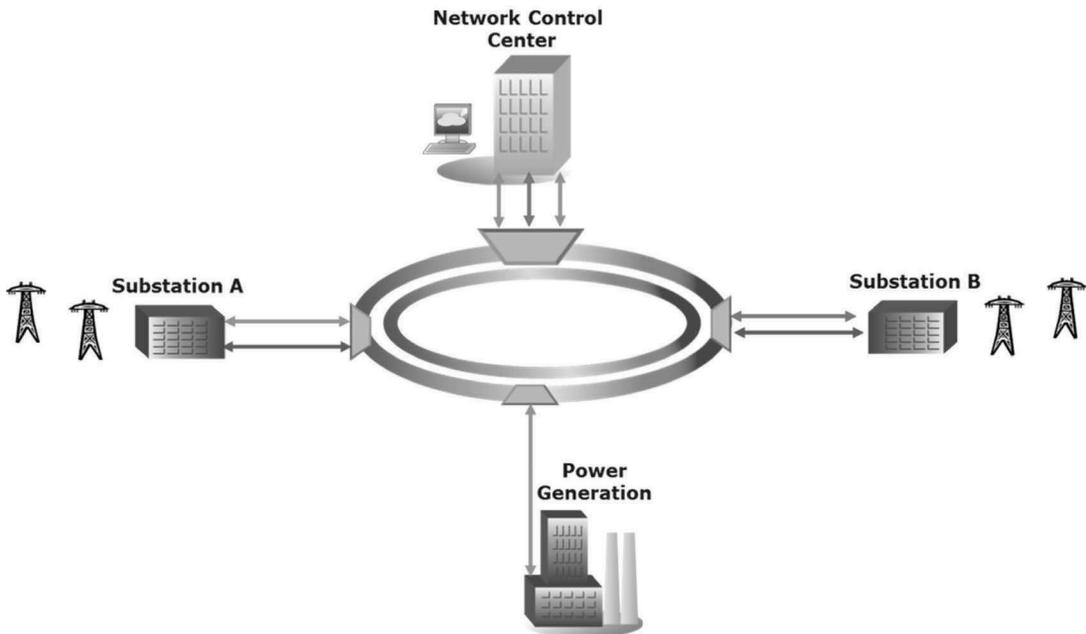


Figura 1. Interconectividad en redes inteligentes.

Dentro de este mercado de la energía liberalizado, las arquitecturas de IT se distribuyen y la comunicación entre estos sistemas de IT aumentará drásticamente, incluso cuando la mayoría de los datos serán procesados localmente. Para crear una solución abierta y rentable para la comunicación, la industria necesita interfaces de comunicación estandarizadas. No sólo los contadores eléctricos se convierten en contadores inteligentes, también los contadores de gas, agua y calor son cada vez más "inteligentes". Aquí estamos hablando de un mercado abierto y global con muchos proveedores de equipos, cada uno con sus propios estándares de producción, y diferentes protocolos de comunicación de datos y el intercambio de información. Todos esos dispositivos tienen que interoperar sin problemas

en una solución multi-vendedor no sólo de diferentes fabricantes para diferentes compañías eléctricas, sino también entre las empresas de servicios. Además del intercambio de información entre compañías de servicios hay una necesidad de estandarización para la comunicación de datos dentro de los sistemas en una subestación, entre subestaciones y entre los centros de control de la subestación.

## COMUNICACIÓN

En las redes modernas de comunicación entre los contadores inteligentes y la subestación inteligente se vuelve cada vez más importante la introducción de la energía renovable, la generación local requiere una infraestructura abierta, segura, fiable y barata para apoyar esta necesidad de intercambio de información. La necesidad de una protección confiable de este tipo de intercambio de datos es tal vez el punto clave para un resultado exitoso y la aceptación de todas las partes involucradas.

En los sistemas de automatización tradicionales para redes de distribución se daba la comunicación en un solo sentido, y con frecuencia esta comunicación era un protocolo privado desarrollado por el proveedor de la solución. Con el fin de ampliar o mejorar el sistema de los servicios eléctricos se estaba obligado a aplicar las soluciones del proveedor. ¡No había libertad de elección! En las redes de distribución eléctrica actuales se quiere elegir el equipo en base en la funcionalidad y el precio, así como ser independiente de cualquier proveedor.

La norma internacional más reciente para la comunicación de datos entre la medición, protección, control, transformador e interruptores dentro de las subestaciones de conmutación es la IEC 61850. Además de los servicios definidos, los modelos de datos de esta norma permiten el mapeo de la corriente principal tecnología de las comunicaciones de banda ancha. Esta norma también se utiliza para los sistemas de energía eólica (IEC 61400-25) y el control/centralización de la comunicación.

En las redes y en las capas físicas, la arquitectura de IEC 61850 proporciona una visión uniforme de la conectividad de los nodos para facilitar la instalación, el mantenimiento y para permitir la adición dinámica o la eliminación de nodos; todo esto apoyando a una amplia variedad de tecnologías intercambiables. El desafío más grande de la red inteligente para una empresa de distribución eléctrica y el sistema integrador es brindar soporte, mantener y ampliar el legado junto con los sistemas actuales.

En una típica red inteligente de distribución IEC 61850 los sistemas de automatización interactuarán con:

- DLMS / COSEM sobre PLC para la interfaz entre los contadores inteligentes y el sistema de automatización de subestaciones usaremos estándar DLMS / COSEM. En el caso de las zonas remotas GPRS y normas 3G/4G podrían desplegarse.
- IEC 60870-5 para comunicarse con el control de legado y los sistemas de monitoreo. Esto se puede hacer ya sea a través de una conexión en serie o a través de TCP / IP.

Estas redes troncales de comunicación, ya sea de serie o basadas en Ethernet podrían ser de propiedad privada o de un proveedor de servicios. En ambos escenarios, es necesario entender plenamente las características de la red de comunicaciones con el fin de garantizar que se cumplan los requisitos. Con el fin de optimizar el ancho de banda limitado disponible en el centro de las comunicaciones, los volúmenes de datos y el tamaño de los paquetes serán optimizados en términos de minimizar la sobrecarga introducida por el propio protocolo.

Con el fin de proporcionar una manera segura y confiable de comunicación, la norma IEC 61850 proporciona procedimientos de pruebas de conformidad de comunicación que garanticen el cumplimiento de la norma IEC 61850 en sí y la interoperabilidad entre diferentes proveedores de soluciones IEC 61850.

## EL MODELADO DE DATOS E INGENIERÍA

La compañía eléctrica tendrá que definir las necesidades específicas para el intercambio de datos significativos y desarrollar un modelo de datos universal para facilitar el reto de la diversificación de las partes interesadas y para la interconexión de los actores como operadores de la red, los proveedores de servicios de medición o de otros servicios de valor añadido. Además, para el intercambio de datos dentro de la red de distribución o incluso dentro de la misma subestación IEC 61850, le ayuda al proporcionar un modelo de datos universal y estandarizado que es entendido e interpretado por el mismo fabricante IED.

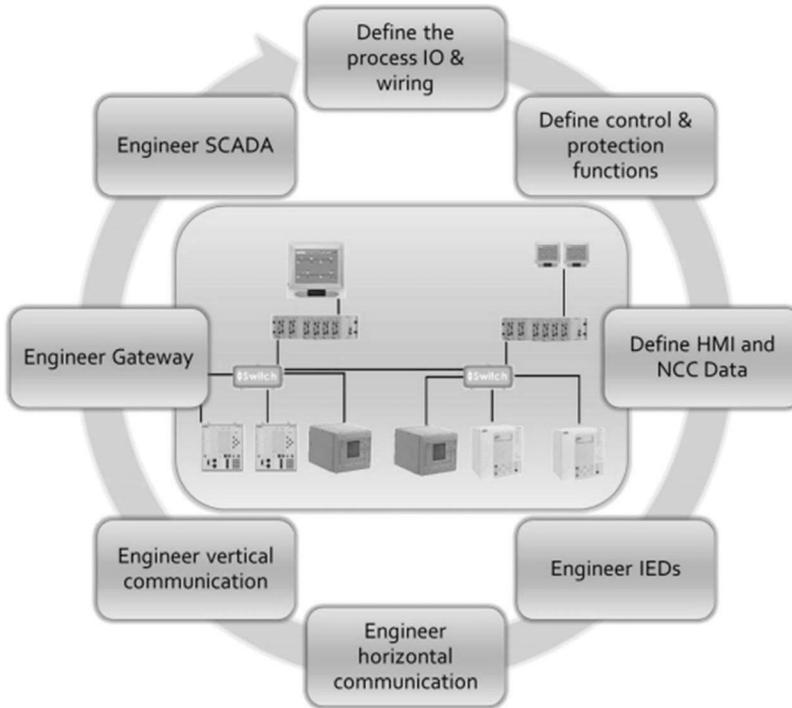


Figura 2. Proceso de ingeniería en subestación IEC 61850.

La Compañía eléctrica tendrá que seleccionar las partes aplicables de los datos de la biblioteca de modelos IEC 61850 y crear el modelo de datos de utilidad específica mediante la definición de las bahías típicas y funciones de automatización. Las empresas eléctricas y los sistemas de integración se enfrentarán a diferentes sistemas heredados, basados en tecnología privada y otros estándares abiertos como IEC 60870-5-10x. Todos estos proveedores tienen diferentes puntos de vista y enfoques para integrar el equipo o para realizar determinadas funciones. Este punto de vista no estandarizado, causa dificultades y un comportamiento no interoperables en todo el sistema. IEC 61850 resuelve esto proporcionando un enfoque de ingeniería uniforme con un lenguaje de configuración estandarizada.

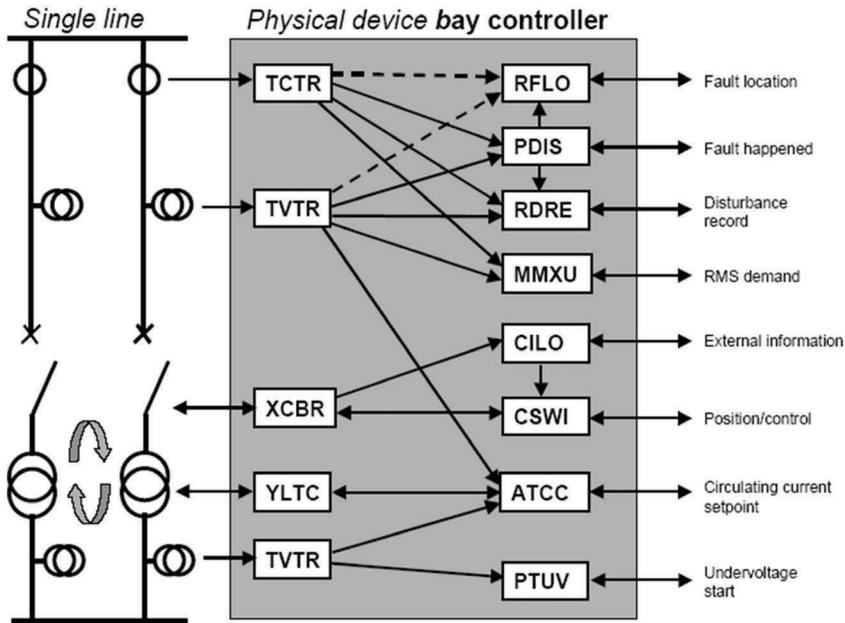


Figura 3. Modelo de datos en IEC61850 de un controlador de bahía.

## CONCLUSIONES

Los operadores de la red de distribución deberán ajustar sus procesos de negocio globales con el fin de facilitar la migración de un sistema autónomo a un entorno multi-vendedor interconectado. No solamente necesitarán ajustar la manera de cómo se dirige y se opera la red, sino también aprender e incorporar nuevas técnicas y protocolos en su negocio.

El uso de redes públicas incrementa la necesidad de realizar pruebas, validación y certificación de dispositivos en un "entorno del mundo real" para una introducción sin problemas y el funcionamiento de las nuevas generaciones de contadores inteligentes. Realizar pruebas, antes de la implementación en vivo, permite controlar y analizar todas las comunicaciones de datos en un entorno simulado "en vivo". Todos esos dispositivos tienen que interoperar sin problemas en una solución de múltiples proveedores. No sólo de diferentes fabricantes a las diferentes compañías eléctricas, sino también entre las compañías, no sólo los servicios de comunicación definidos, los modelos de datos de la norma IEC 61850 permiten el mapeo en la tecnología de comunicación de la banda ancha principal. La interoperabilidad futura probada es necesaria para asegurar una operación a tiempo completo y sin períodos de inactividad.

Uno tiene que crear pesadillas virtuales para probar que el sistema está hecho realmente a su medida y aún más allá de la confianza que usted necesita cuando se realiza el despliegue de estos dispositivos. Una vez en funcionamiento, nadie quiere ser culpado. Las redes inteligentes sólo sobrevivirán el futuro cuando todas las partes involucradas están convencidas de que lo que se ve es lo que se obtiene. Confíe, un pensador independiente en este campo de juego representa el primer paso hacia el éxito.

# ABC SOBRE CONTADORES INTELIGENTES. VISIÓN GENERAL DE LA TÉCNOLOGÍA Y PRÓXIMOS PASOS

**Amir Ahmadzadeh**, Consultor, DNV GL Energy  
**Elena Henriquez**, Consultor Senior, DNV GL Energy

**Resumen:** Muchos creen que la medición inteligente (Smart Metering) puede ser vista como el punto de partida hacia un concepto más amplio de las redes inteligentes (Smart Grids). Pero, ¿qué es un proyecto de Smart Metering? Nos gustaría responder a esta pregunta mediante la revisión de los casos de uso de medición inteligente más importantes, y posteriormente presentar, una visión general de las tendencias del mercado y las tecnologías disponibles. Haremos especial hincapié en el actual proyecto de despliegue de contadores inteligentes, en el que DNV GL participa junto con varias compañías eléctricas españolas, utilizando DLMS sobre PRIME. Las propiedades de este proyecto se asignarán a etapas específicas de un ciclo de vida. Destacaremos la interoperabilidad como una de las principales características de este proyecto, así como exploraremos sus requisitos de extremo a extremo. La creciente preocupación sobre la seguridad, reclama el abordaje de este sensible concepto. Al final, DNV GL compartirá sus puntos de vista sobre las futuras medidas sobre el proyecto de contadores inteligentes español.

**Palabras clave:** Smart Metering, Redes Inteligentes, Smart Grids, Lectura Automática de Contadores (AMR), Advance Meter Infrastructure (AMI)

## INTRODUCCIÓN

La lectura del consumo en los contadores ha evolucionado desde el método manual y local; a la lectura automática de contadores (AMR), y luego al Advance Meter Infrastructure (AMI) en tiempo real.

En 2009, una directiva de la UE encomendó la instalación de contadores inteligentes en el 80% de los contadores existentes antes de finales de 2020. Como resultado, varios despliegue están siendo llevados a cabo en diferentes países europeos liderados por conocidas empresas eléctricas, en cooperación con los fabricantes de contadores y los diseñadores de chips.

DNV GL participa activamente en varios proyectos de Smart Metering de todo el mundo, desde sus primeras etapas. En España, nuestro laboratorio de Madrid, actúa como organismo de certificación independiente para los diferentes elementos del setup de contadores inteligentes españoles, y nuestros servicios de consultoría juega un papel clave en la mejora de la especificación y pruebas de calidad.

## ANTECEDENTES Y CASOS DE USO

El Ciclo de Vida Genérico del Desarrollo del Sistema, SDLC en sus siglas en inglés, se ilustra en la siguiente figura. El mismo ciclo de vida también se aplica a los proyectos de medición inteligente.

- En la primera etapa, se define los casos de uso y se identifican los requisitos del sistema.
- En la siguiente fase, se completa el diseño del sistema con el desarrollo de especificaciones y la selección de los estándares (Nueva definición o normas existentes).
- La fase de implementación se inicia mediante el desarrollo de componentes prototipos, necesario para el buen desempeño del sistema y sus interfaces de conexión.
- La fase de prueba se puede clasificar en: pruebas de conformidad, pruebas de interoperabilidad, pruebas de



Figura 1. Ciclo de vida genérico del Desarrollo del Sistema.

rendimiento y, finalmente, prueba piloto. Tras el cumplimiento de las pruebas con resultado exitoso, se lleva a cabo la puesta en marcha y el despliegue.

- Se prevé la fase de la evolución para mantener actualizado el proyecto con los requisitos y / o mejoras emergentes.

Una clave para el éxito del proyecto es la presencia de retroalimentación continua a lo largo del ciclo de vida. En la definición de las especificaciones, pueden ser necesarias mejoras en la definición de casos de uso. Cuando ejecutamos pruebas, puede ser necesario realizar modificaciones y/o hacer aclaraciones respecto a las especificaciones. Las pruebas piloto pueden dar detalles valiosos sobre el rendimiento del sistema, que a su vez, puede requerir revisiones en las fases anteriores para asegurar la calidad. Pueden aparecer problemas imprevistos en un despliegue masivo que necesitan ser abordados en las especificaciones y deben tenerse en cuenta para las pruebas.

AMI permite la comunicación bidireccional hacia y desde los contadores, proporcionando a los distribuidores la posibilidad de integrar de extremo a extremo los datos de consumo del usuario a lo largo de su red y dentro de la red inteligente. Los datos de consumo en tiempo real pueden servir como una herramienta eficaz para la gestión de cargas en redes de distribución. Los pequeños generadores de energía renovable de uso doméstico, también tendrán la oportunidad de formar parte de una red mayor e interconectada, así como inyectar el exceso de producción a la red. Otro caso de uso es proveer al consumidor la gestión del consumo de energía en el hogar, mediante la conexión directa entre el medidor inteligente y la entidad de gestión de carga HAN para cargas domésticas. El consumo inteligente de energía ayudará al usuario final a reducir los costes.

## TENDENCIAS DEL MERCADO Y TECNOLOGÍAS

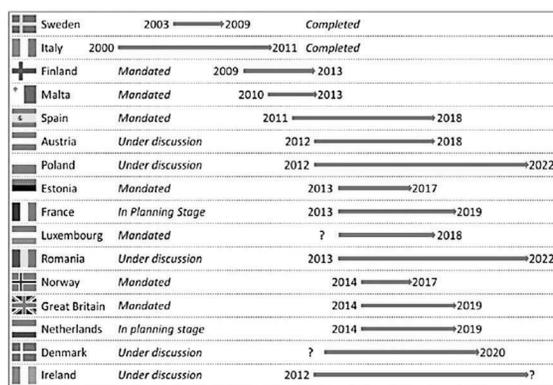
En la figura 2, se podrá observar una ilustración sobre un informe de la Comisión Europea sobre el estado de las implementaciones de Contadores Inteligentes en diferentes países. Mientras que algunos países europeos están en etapa de planificación inicial, el despliegue de contadores inteligentes en otros países se encuentra en niveles avanzados. Las pruebas piloto están en curso en varios países y usan diferentes tecnologías, con el fin de seleccionar la solución adecuada para realizar su medición inteligente.

PLC y Radio son las tecnologías utilizadas en primera instancia para la lectura de los contadores inteligentes. La mejor opción (o una combinación de opciones) serán seleccionados en base al análisis de CAPEX-OPEX y estudios de rendimiento de proyectos piloto.

La transmisión de paquetes de datos sobre infraestructuras de telecomunicaciones inalámbricas, tales como GPRS y CDMA o sus versiones más nuevas y más rápidas HSPA y LTE (3G/4G) son ejemplo de las tecnologías de radio. La disponibilidad, cobertura y los costes de alquiler son las principales preocupaciones cuando se trata de elegir las tecnologías de radio.

Se debe prestar especial atención a las medidas de seguridad, ya que en la mayoría de los casos, se comparte el medio con los usuarios públicos. Sin embargo, los beneficios de esta opción se resumen en ofrecer una comunicación general probada y más rápida.

Una forma práctica de clasificar a las tecnologías PLC para soluciones de medida inteligente puede basarse en el tipo de modulación portadora y el ancho de banda utilizado. Las tecnologías previas utilizaban técnicas Phase/Frequency Shift Keying (PSK / FSK), mientras que las tecnologías recientes en



Source: European Commission, DG Energy, EURELECTRIC Innovation Action Plan Task Force analysis

Figura 2. Estado de desarrollo de los contadores inteligentes en Europa.

su mayoría utilizan la multiplexación por división ortogonal de frecuencia (OFDM) en beneficio de la distribución de los recursos a través de múltiples sub-portadoras.

Un ejemplo de tecnología PLC basado en S-FSK es el contador italiano instalado por Enel Distribuzione. Enel lidera el número de instalaciones PLC Medidor Inteligente con más de 30 millones de contadores en Italia. El grupo Endesa en España utiliza una comunicación PLC basado en la tecnología B-PSK. El protocolo de aplicación utilizado por Endesa se conoce como Meters&More.

Muestra de las tecnologías de banda estrecha, OFDM PLC son G3 y PRIME. La tecnología G3 está desarrollada por G3- Alliance. G3 es una solución liderado por ERDF con pilotos en curso en Francia y en los Países Bajos. La tecnología PRIME está definida y controlada por la PRIME Alliance, liderada en España por Iberdrola y GNF. El estándar PRIME especifica la capa PHY, la capa MAC y la capa de convergencia (IEC 4.32 e IP) para la transmisión de datos de banda estrecha a través de líneas de energía eléctrica. Revisaremos PRIME en mayor profundidad al explorar el proyecto de despliegue de contadores inteligentes en el que DNV GL participa junto con varias compañías eléctricas de España. Tanto G3 como PRIME están basadas en soluciones de estándares abiertos y se adaptan a DLMS (Device Language Message Specification), el estándar abierto internacional para la comunicación y el modelo de intercambio de datos, como el idioma común para los contadores inteligentes.

La banda ancha PLC (BPL) se utiliza sobre todo en comunicaciones MV, sin embargo, las soluciones para la lectura de contadores LV también se desarrollan sobre los estándares de Gigabit Home Networking para redes domésticas (G.hn) y las normas de Universal Powerline Association (UPA).

Independientemente de las tecnologías utilizadas, hay una serie de preocupaciones con respecto a la lectura de los contadores inteligentes, y una serie de conceptos que mejorarán los proyectos de medición inteligente. Entre ellos, vamos a explicar los requerimientos de seguridad y revisar los valores añadidos de interoperabilidad.

## Seguridad en Contadores Inteligentes

Como consecuencia de la gran utilización de la tecnología digital y los medios de comunicación compartidos públicamente, las preocupaciones sobre la seguridad están aumentando entre los responsables de sistema de las empresas, así como a las partes interesadas en estos y a los usuarios finales. La figura 3 muestra las tendencias a aplicar en un flujo de comunicación normal y los asigna al ambiente de medición de los contadores.

La mayoría de los materiales disponibles en el área de la medida inteligente, introducen los siguientes 4 servicios para la protección de datos:

- Integridad: evitar la modificación de la información por personas no autorizadas
- Autenticación: determinar la verdadera identidad de un participante de la comunicación
- Confidencialidad: evitar la divulgación de la información a personas no autorizadas
- No rechazo: asegurar que una parte no pueda rechazar / refutar la validez de los datos

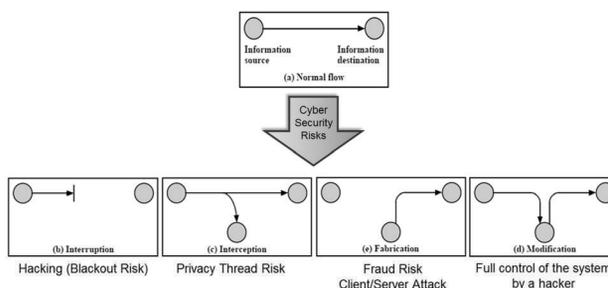


Figura 3. Riesgos de Seguridad en AMI..

En el proyecto de contadores inteligentes, la privacidad de los datos de usuario también es otro tema a tratar. El proveer seguridad en los contadores inteligentes se basa principalmente en las asociaciones autorizadas en la capa de aplicación y el cifrado de transmisión de datos en la capa de aplicación (por ejemplo, DLMS) o las capas inferiores (por ejemplo, PLC). Tanto la autenticación como el cifrado,

suponen que la comunicación y los nodos que responden ya están prevenidos respecto a compartir las claves únicas que se transmiten ya sea con anterioridad de una manera segura, o se adquieren a partir de una infraestructura segura de clave pública / privada. Otro reto de los contadores seguros es que la sobrecarga impuesta por los procedimientos de seguridad no afecten negativamente a la capacidad de comunicación del sistema.

## Interoperabilidad

Como se mencionaba anteriormente otro aspecto importante en el despliegue de contadores inteligentes es la interoperabilidad. La interoperabilidad puede ser vista como un valor añadido para cualquier diseño del sistema. El marco estándar abierto motiva a un mercado competitivo donde el desarrollo de productos de múltiples proveedores contribuye a la mejora del sistema y tecnología detrás de este.

Hay un grupo de trabajo dedicado en la última estructura del Grupo de Coordinación de Red Inteligente (SG-CG) para la interoperabilidad, con el alcance de definir un enfoque metódico para lograr la interoperabilidad del sistema de redes inteligentes a través de la normalización, el diseño del sistema y las pruebas. El SG-CG define la interoperabilidad de la siguiente forma: *“Interoperabilidad es la habilidad de uno o más equipos de un mismo fabricante o diferentes fabricantes para intercambiar información y usarla para una correcta cooperación”*.

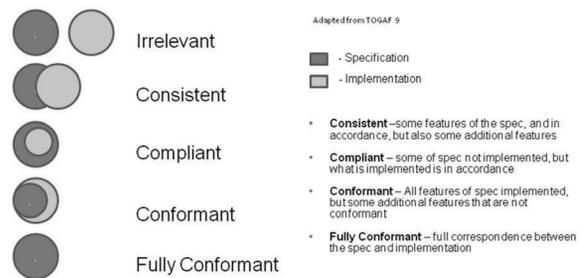


Figura 4. Esquema de clasificación de Conformidad.

Lo que tiene sentido antes de la participación de múltiples componentes en las pruebas de interoperabilidad, es que los dispositivos han demostrado estar en conformidad con un conjunto mínimo de requisitos, especificaciones y / o normas. Este conjunto de requisitos se identifica generalmente como perfil. Un perfil deberá indicar claramente los requisitos obligatorios y diferenciarlos de los opcionales o condicionales. En base a esta definición, la conformidad de un producto contra una especificación / estándar puede ser clasificado como se muestra en la Figura 4.

En cuanto al concepto de interoperabilidad, si dos o más sistemas son capaces de comunicar e intercambiar datos, están mostrando una interoperabilidad sintáctica. Por otro lado, la interoperabilidad semántica es la capacidad de interpretar de forma automática la información intercambiada de manera significativa y precisa, con el fin de producir resultados útiles tal como han sido definidos por los usuarios finales de ambos sistemas.

Un tercer concepto también existe bajo el nombre de intercambiabilidad, que es la capacidad de dos o más dispositivos o componentes a ser intercambiadas sin hacer cambios en otros dispositivos o componentes en el mismo sistema y sin degradar el rendimiento del sistema. La intercambiabilidad es diferente de la interoperabilidad.

En la medición inteligente, los contadores de los usuarios finales son generalmente intercambiables dentro de un proyecto de despliegue específico, donde se utilizan los mismos modelos de datos y la tecnología. Dentro de los diferentes proyectos de despliegue, una situación de semi-interoperabilidad es buscada a través de la compatibilidad de datos.

## EL PROYECTO DE DESPLIEGUE ESPAÑOL

Un grupo de empresas distribuidoras españolas (Iberdrola con más de 10 millones y Gas Natural Fenosa con 4 millones de clientes de electricidad y otras distribuidoras más pequeñas; Hidro Cantábrico-Grupo EDP, Cide, ASEME) conformaron el llamado "Consorcio Español" para establecer la base del proyecto de

despliegue de Contadores Inteligentes en España. El consorcio, formado en 2009, fue el responsable de definir y mantener las especificaciones de casos de uso técnicos y para la selección de los protocolos de comunicación.

El estándar abierto internacional para la comunicación y el modelado de intercambio de datos, DLMS/COSEM, fue seleccionado como el idioma común de los contadores inteligentes y un perfil de compañía fue desarrollado por el consorcio. Las funcionalidades de la nueva generación de contadores inteligentes utilizados en el despliegue español no se limitan a la lectura a distancia de los contadores, también cubren una gran gama de funciones automatizadas, como el control de la demanda, actualización remota del firmware, control de calidad y detección de fraudes a través de alarmas espontáneas y eventos, así como una variedad de perfiles de datos para garantizar planes de consumo del usuario personalizados.

En este capítulo, se revisa la arquitectura y las tecnologías utilizadas en el proyecto español de contadores inteligente y revisamos el estado de despliegue.

## Arquitectura

La arquitectura española para contadores inteligentes está diseñada de tal manera que se conecte al cliente y a la vez permita el monitoreo y control del MV-LV. El AMI español consta de 3 nodos principales:

- Contadores inteligentes hablando DLMS y ubicados en los hogares están en un extremo
- El sistema Head-End, también conocido como sistema central de gestión de datos, en el otro extremo
- El concentrador de datos (CD) que se encuentra en el centro de transformación.

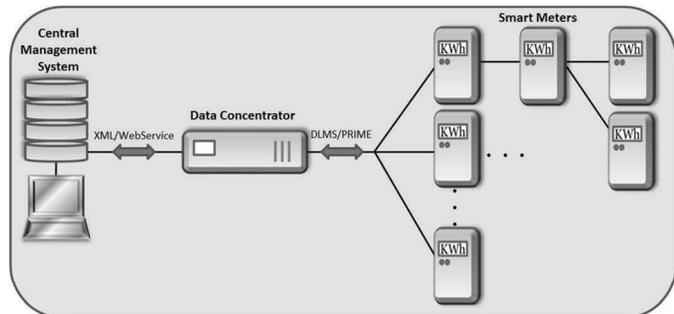


Figura 5. Arquitectura de los Contadores Inteligentes en el despliegue de España.

Generalmente, todos los contadores por debajo de un centro de transformación están conectados en un único CD a través de la red PLC-PRIME. Los CDs se instalan en los centros de transformaciones y se conectan a los Head End de la distribuidora, a través de la WAN, ya sea a través de línea fija ADSL, MV-BPL o GPRS. La configuración y/o los comandos de recolección de datos se envían desde el Head End al CD utilizando mensajes en XML y a través de WebServices. Además de las solicitudes bajo demanda, el CD también puede utilizarse para ejecutar las tareas programadas, como la lectura diaria/mensual de los contadores.

El objetivo principal de esta estructura es dotar un flujo de datos fiable sobre la base de protocolos estándares abiertos y el uso de nodos de red de múltiples proveedores que inter-operan sin problemas.

## Tecnología PRIME

El nombre PRIME tal vez es la palabra más utilizada cuando se habla de contadores inteligentes españoles. PRIME es una tecnología estándar abierta definida y mantenida por la Alianza PRIME.

Alianza PRIME es una asociación sin ánimo de lucro, creada en 2009 por ocho empresas. Hoy la organización cuenta con más de 60 empresas internacionales que van desde compañías eléctricas, fabricantes de soluciones para redes inteligentes y diseñadores de Chip. La comunidad contribuye a impulsar las especificaciones y normas PRIME. El "Smart Grid Data Communication Laboratory" de DNV GL es el laboratorio acreditado por Alianza PRIME para certificaciones PRIME.

Los primeros contadores PRIME fueron utilizados por dos de las principales compañías eléctricas españolas, es decir, Iberdrola y Gas Natural Fenosa, y posteriormente se extendió su uso al mercado ibérico y fueron utilizados por EDP en Portugal. En los últimos años, el uso de contadores PRIME se está expandiendo a otros mercados como Polonia, Brasil y Australia.

El estándar PRIME especifica la capa PHY, la capa MAC y la capa de convergencia (IEC 4.32 e IP) para la transmisión de datos de banda estrecha a través de líneas de energía eléctrica y opera en una banda de frecuencia de CENELEC con un ancho de banda de 47 KHz. En beneficio de la modulación OFDM, PRIME proporciona hasta 128kbps de tasa de velocidad de conexión para la transmisión de datos en líneas eléctricas. Consiste en una topología de árbol, con un nodo base (BN) en la parte superior del árbol y nodos de servicio (SN) que se registra directamente, o por medio de otro SN (s) al BN. Así, cada SN puede ser un nodo final o puede actuar como un repetidor para los otros SNs por debajo en el árbol. En la muestra en estudios de campo, la línea de conexión podría llegar a más de 1 Km, con 5 o más niveles de conmutación.

## Estado de Implementación

Los pilotos de la nueva generación de contadores inteligentes se implementaron en 2010, y continuaron desde 2011 con el despliegue masivo Hoy en día, más de 3 millones de contadores inteligentes usando DLMS sobre PRIME, están siendo instalados en hogares españoles. El uso comercial y la facturación de los consumidores basado en las lecturas remotas de los contadores inteligentes están en marcha para una gran parte de aquellos instalados.

Como resultado de la reforma energética del gobierno español (2014 Q1), el precio fijo de la electricidad para los hogares fue eliminado. Los consumidores con contadores inteligentes van a pagar un precio determinado por el mercado para cada hora del día. El Ministerio de Industria ofrece una herramienta online donde los consumidores pueden introducir sus datos de consumo para comprobar si su factura es correcta y refleja los precios del mercado durante ese ciclo de facturación en particular. Por lo tanto, las empresas de energía deben comenzar a desarrollar nuevos planes de facturación y ofrecerlos a sus clientes.

## LINEAS FUTURAS

Nuestro Laboratorio en Madrid ha proporcionado la base adecuada para adquirir un conocimiento técnico profundo y para confirmar la posición central de DNV GL dentro del mercado de contadores / red inteligente español. Nuestros consultores y expertos de laboratorio trabajan de la mano de sus clientes para detectar el potencial del mercado local y ampliar el soporte en sus necesidades en áreas de prueba y asesoría.

En este momento en el que despliegue español se encuentra en una fase avanzada, y los datos de los medidores en tiempo real ya está disponibles, se ha despertado un gran interés por las mejores soluciones prácticas para la gestión de datos con el fin de mejorar la preparación de análisis del sistema.

La presencia de estos datos abre muchas nuevas oportunidades para las empresas eléctricas españoles para pasar de una red de medición inteligente simple a una red inteligente completamente operada, utilizando los datos de uso disponibles para ofrecer servicios adicionales (seguridad) y permite a los consumidores optimizar su consumo de electricidad. DNV GL tiene el compromiso de facilitar tanto a las empresas de servicios públicos como a los proveedores, comprobar y certificar estas nuevas funciones y servicios en nuestro laboratorio de interoperabilidad.

El dinámico mundo de las redes inteligentes Smart Grids se está expandiendo día a día con las nuevas tecnologías y soluciones. Aparte de PRIME-PLC, las nuevas tecnologías emergentes, como DLMS sobre G3-PLC, banda ancha PLC y ZigBee, están diseñadas para ser utilizadas en otras soluciones de medición inteligente. Nuestros servicios de pruebas, certificación y asesoramiento se realizan independientemente entre sí.

# DESPLIEGUE DE REDES INTELIGENTES EN GAS NATURAL FENOSA: LECCIONES APRENDIDAS

**Mariano Gaudó Navarro**, Responsable del Diseño y Despliegue de Redes Inteligentes,  
Gas Natural Fenosa

**Resumen:** Gas Natural Fenosa mantiene una sólida posición de liderazgo internacional por su labor de transformación de sus redes de distribución de electricidad para convertirlas en redes inteligentes. Un ejemplo de esto es el hecho de que la compañía ha instalado más de un millón de contadores inteligentes y automatizado más de 7.000 centros de transformación. El objetivo de esta comunicación es compartir la experiencia adquirida en el despliegue de soluciones en las redes de Unión Fenosa Distribución, filial eléctrica de Gas Natural Fenosa.

**Palabras Clave:** Innovación, Redes Inteligentes, Contadores Inteligentes, Flexibilidad, Sostenibilidad, Generación Distribuida, Automatización

## INTRODUCCIÓN

La innovación se ha consolidado como una de las palancas clave en la recuperación económica. Las empresas más innovadoras son, en general, las que mejor están respondiendo en este entorno desfavorable. En Europa, Gas Natural Fenosa soporta los objetivos del Plan Estratégico de Tecnología Energética (SET Plan), participando activamente en los proyectos de investigación de uno de sus pilares más importantes: la EEGI o Iniciativa Industrial de Redes Eléctricas. El SET Plan sigue su curso de cara a aportar avances tecnológicos que permitan el cumplimiento de los objetivos trazados por la Comisión Europea en el campo de la energía para el año 2020.

En España, el endurecimiento del entorno económico durante los últimos dos años ha llevado a profundizar en cómo mejorar la puesta en valor de la innovación y sus resultados, tanto en el contexto general de país como de las empresas en particular. A la vez, se ha venido realizando un esfuerzo especialmente importante, tanto en la Administración como en el sector privado, para tratar de mantener el ritmo y los niveles de inversión en esta área. Se reconoce así que la innovación es uno de los factores clave en la recuperación económica. En el área de energía, se ha progresado en los procesos de priorización de líneas tecnológicas a potenciar a partir del trabajo realizado por las plataformas tecnológicas y otros foros con objetivos de desarrollo tecnológico energético. Iniciativas como ALINNE, la Alianza para la Innovación Energética, están trabajando en este proceso de ajuste que debe permitir optimizar los esfuerzos por parte del tejido científico, tecnológico e industrial en el área energética para contribuir a crear flujos económicos más favorables no sólo en el mercado energético sino también, y especialmente, en el mercado de la tecnología energética.

Después de varios años de investigación y desarrollo en diferentes ámbitos de redes inteligentes, se dispone ya de soluciones con un grado de madurez adecuado para ser instaladas en entornos reales. En este sentido, Gas Natural Fenosa ha desplegado más de un millón de contadores inteligentes en el ámbito residencial con tecnología de comunicación PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution) a través de la red eléctrica de baja tensión, todo acompañado de la modernización e instalación de nuevos dispositivos en los centros de transformación afectados con objeto de mejorar la supervisión de las redes de medida y baja tensión en su conjunto.



Figura 1. Gestor Centros de Transformación.

Además de los propios beneficios que proporcionan los nuevos contadores a los consumidores finales, y que poco a poco comienzan a percibirse, este equipamiento está permitiendo en la actualidad:

- Optimizar la capacidad existente en la red para integrar generación distribuida
- Incorporar nuevos puntos de recarga de vehículos eléctricos, a pesar de su lenta incorporación.
- Monitorizar la cargabilidad de activos de la red, mejorando el mantenimiento y vida útil de los mismos.
- Mejorar la identificación de anomalías detectadas y envío de alarmas preventivas que ayuden a disminuir el tiempo de detección y resolución de incidencias.
- Realizar un control de la calidad de suministro (variaciones de tensión e interrupciones) en un mayor número de puntos de la red.
- Detectar pérdidas y desequilibrios.

Todos ellos son una realidad, y esta información comienza a ser valiosísima para garantizar un suministro de energía eficiente, sostenible y seguro, teniendo en cuenta que la incorporación de nuevos usuarios de la red, en especial los generadores distribuidos, pueden influir en la calibración y diseño de las protecciones, debido a la variación de las potencias de cortocircuito o a las inversiones de flujo.

## INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La conexión de un elevado número de generadores distribuidos afecta en gran medida al diseño y funcionamiento de las redes de distribución. Estos efectos pueden ser tanto positivos como negativos en función de muy diversas variables. Por lo tanto, considerar estos impactos es esencial para poder establecer los mecanismos técnicos y regulatorios que permitan integrar la generación distribuida de una manera más eficiente.

La incorporación de equipamiento de supervisión y control en los centros de transformación está permitiendo conocer magnitudes eléctricas, que históricamente, no han sido necesarias adquirir con equipos de medida por la predictibilidad de las mismas, a partir de medidas eléctricas en la cabecera de las líneas de media tensión y de un número reducido pero suficiente de centros de transformación.

La generación distribuida disminuye la demanda final de las redes de distribución, esto se traduce en la disminución de saturación en estos centros, circuitos y subestaciones. Sin embargo, la falta de conocimiento de la aportación de estos generadores y la variabilidad de los mismos hace que esa

predictibilidad de la red tenga que ser reforzada con medidas reales de tensión e intensidad en diferentes puntos de la red de media y baja tensión, para lo cual es necesario tener lecturas en estos puntos, y en los que los propios contadores inteligentes tienen un rol relevante por su capacidad, no sólo de adquisición de medidas para facturación a los clientes finales, sino por su comportamiento como sensores de la red, entre otros, valores de tensión en el punto final de suministro.

Para seguir avanzando en la convergencia entre demanda y generación, cada vez es más necesario no sólo equipos de captación en la red en tiempo real de los activos relevantes, sino que en muchos casos, debido a la flexibilidad necesaria para dar respuesta, debe disponerse de nuevas herramientas para gestión activa de la demanda, almacenamiento, cambios de configuración de la red de distribución, mayor control sobre los centros de transformación, etc.

## CONTADORES INTELIGENTES Y LA OPERACIÓN DE LA RED

Europa está inmersa en un plan masivo de sustitución de contadores eléctricos. Ya hay aproximadamente 45 millones de contadores inteligentes instalados en tres Estados miembros (Finlandia, Italia y Suecia), que representan el 23 % de la instalación prevista en la UE de aquí a 2020. Según estimaciones de la UE, los compromisos de implantación equivalen a una inversión de alrededor de 45 000 millones de euros para la instalación antes de 2020 de cerca de 200 millones de contadores inteligentes de electricidad (que representan aproximadamente el 72 % del total de consumidores europeos)

España, se encuentra en los países de cabecera en el despliegue de estos contadores, con otros quince estados miembros, Austria, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Rumanía, Suecia y el Reino Unido. Todos ellos están realizando un despliegue a gran escala antes del 2020, a pesar de que en sólo dos de ellos, Polonia y Rumanía, los análisis de costes y beneficios han dado resultados positivos.

Los beneficios que estos contadores pueden proporcionar a los consumidores, se materializarán con la reducción del consumo al disponer de más información así como la capacidad de gestionar el mismo. Esto va a ser posible modificando hábitos de consumo, trasladando consumos a horas de menor precio, siendo estos precios conocidos con veinticuatro horas de antelación.

Todas las compañías distribuidoras están trabajando para proporcionar esta información a los diferentes agentes, lo que va a permitir además el desarrollo de nuevos productos y servicios.

Sin embargo, no deben verse estos equipos con una finalidad única de medida, lo cual sería desaprovechar todo el potencial que pueden proporcionar, para ello debemos dotarlos de un rol activo en la red. Desde un punto de vista de operación de esta red de distribución, estos equipos se convierten en sensores, próximos al suministro final de energía, por tanto son de gran interés, pero es muy complejo pasar de un escenario en el que la operación se realiza con muy pocos elementos presentes en la red de media y prácticamente ninguno en la red de baja tensión, a disponer de millones de elementos con estas capacidades.

Para que esta contribución sea efectiva, debe evolucionarse el concepto de red simplificada, resolviendo la ecuación en la que se determine cuáles son los elementos de estas redes de media y baja que determinen el óptimo de observabilidad con el mínimo número de elementos, este es el gran reto que se tiene en la operación de la red. Por otra parte, esta simplificación de red, debe permitir, de forma automática, desencadenar peticiones de contorno para refrendar y garantizar el estado en la red en un punto o nodo de la red simplificada. Todo esto es posible gracias a la utilización de la tecnología que Gas Natural Fenosa está desplegando y en la que los contadores se comunican permanentemente a través de la propia red eléctrica con los centros de transformación y desde estos con los sistemas de adquisición de la compañía.

## LECCIONES APRENDIDAS

La experiencia resultante del despliegue realizado hasta la fecha, hace resaltar los siguientes puntos, que son complementarios a aquellos propios de la complejidad del despliegue de millones de equipos sobre una red eléctrica, que está funcionando y en la que cualquier actuación sobre la misma debe realizarse sin que sea apenas percibida por los usuarios conectados a la misma.

Como punto de partida se hace especial énfasis en el esfuerzo realizado en el despliegue de una tecnología en la que conviven diferentes proveedores de equipos, al estar utilizando un protocolo público y abierto, en el que estos equipos de diferentes fabricantes conviven entre ellos compartiendo las mismas redes y garantizando la interoperabilidad y reemplazo de un equipo por otro sin impacto alguno en el funcionamiento del conjunto.

Todo esto sólo es posible con el apoyo y la participación estrecha entre fabricantes y las compañías eléctricas, dado que hemos pasado de un entorno de test y pilotajes a despliegues masivos, con todas las casuísticas presentes en una red de distribución real, lo que dificulta por parte de dichos fabricantes sus pruebas en fase de desarrollo de productos, más aun teniendo en cuenta que los mismos conviven con los de otros fabricantes y esto es difícilmente reproducible. Debe tenerse en cuenta además el carácter dinámico de estas redes de comunicación entre equipos, en los que cualquier actualización del firmware parcial de un grupo de contadores puede condicionar al resto.

Gas Natural Fenosa, para facilitar este entorno de pruebas conjunto con todo el equipamiento que tiene desplegado, trabaja conjuntamente con numerosos fabricantes de equipos en su Laboratorio de Redes Inteligentes LINTER, con objeto de mejorar el desarrollo de nuevos productos. Como es lógico, la interoperabilidad no quiere decir que las prestaciones de cada suministrador sean iguales.

Es necesaria mención especial a la puesta en común entre diferentes compañías que están desplegando esta tecnología, y en general entre todos los miembros de la Alianza PRIME, para evolucionar y realizar una mejora continua de la tecnología y los productos de cada uno de los suministradores.

Por otra parte, diariamente el contador envía numerosa información, cuyo análisis es muy interesante dado que proporciona información para diferentes usos, incluido la conectividad con el equipo, esto es, todas las estadísticas de comunicación del mismo con los concentradores instalados en los centros de transformación, lo cual permite suponer la red eléctrica a la de comunicaciones.

## NECESIDADES DE INNOVACIÓN

Es necesario seguir innovando en soluciones que permitan acercar dos mundos tan diferentes como son la operación de la red con la adquisición de medidas.

Las soluciones a estas necesidades deben permitir monitorizar la red de media y baja tensión mediante la comunicación recurrente con un número reducido de equipos, pero que caractericen la red, complementando el estado y valores de tensión del resto de equipos, (millones) con un estimador de estado basado en información histórica de recepción de información de este número masivo de equipos, en general, información disponible en el día en curso o previo y la información del cálculo probabilístico realizado con el aprendizaje histórico del comportamiento de todo el equipamiento desplegado

Se debe ir más lejos y los contadores deben incorporar la posibilidad de enviar ellos mismos a los sistema de información de la compañía de cuál es el problema que les impide comunicar con normalidad, en aquellos casos en los que equipos sean necesarios como elementos clave para la representación esquemática de la red, con idea de ser estos los que de forma proactiva realicen el diagnóstico de la incidencia que presentan, la cual vendrá asociada por una acción correctora sobre el propio equipo.

## PROYECTOS DEMOSTRATIVOS

Gas Natural Fenosa ha consolidado su estrategia reforzando su estructura tecnológica, desarrollando nuevos proyectos de gran calado y manteniendo una presencia destacada en los foros clave de decisión. Mención especial merece el compromiso y participación en la iniciativa Innoenergy, cuya misión, encomendada por el Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (EIT), es llegar hasta el mercado real en los avances tecnológicos que, en materia de energía, se plantean en Europa.

Por otro lado, el proyecto de demostración de redes inteligentes PRICE, liderado conjuntamente por Iberdrola y Gas Natural Fenosa pone el énfasis en el desarrollo y demostración de soluciones interoperables y comunes a empresas distribuidoras en un ámbito geográfico compartido, con desarrollo y demostración en cuatro áreas: monitorización y automatización de la red de distribución, gestión energética de los centros de transformación, integración de renovables y gestión de la demanda.

PRICE ha recibido la etiqueta EEGI CORE LABEL otorgada por la European Electricity Grid Initiative (EEGI), siendo ésta una de las principales iniciativas industriales europeas bajo el marco del SET-PLAN y que establece un programa que permita acelerar la innovación y el desarrollo de las redes eléctricas del futuro en Europa. La EEGI CORE LABEL representa el nivel más alto de reconocimiento y sitúa a PRICE como un proyecto de innovación totalmente alineado con los criterios y objetivos definidos por el EEGI. Muchas de las lecciones aprendidas en el despliegue de la telegestión se han comenzado a desarrollar dentro del proyecto, y planteadas en nuevas propuestas de innovación.

Además, en el ámbito europeo, todas estas inquietudes, son compartidas dentro de dos proyectos, en los que Gas Natural Fenosa participa con todos los demostradores del proyecto PRICE. Estos proyectos, IGREENGrid (integrating Renewables in the European electricity Grid) y DISCERN (Distributed Intelligence for Cost-Effective and Reliable Distribution Network), iniciativas centradas en la integración de renovables y de automatización de red respectivamente que tratan a través de indicadores de eficiencia (KPIs), comparar medidas entre distintas demostraciones a lo largo de Europa y transferir soluciones o mejores prácticas entre estos demostradores

## CONCLUSIONES

A pesar de haber instalado más de un millón de nuevos equipos en las redes de distribución no deben obviarse las dificultades tanto en la instalación, puesta en servicio, supervisión y gestión de toda la información que proporcionan. Deben compartirse estas experiencias y reflexiones para mejorar de forma conjunta todos estos procesos que afectan a las compañías en el ámbito nacional e internacional que se encuentra en diferentes fases de despliegue de soluciones de Smart Grids.

La tecnología desplegada y el volumen de información recibida diariamente, satisface las necesidades actuales para proporcionar dicha información a los diferentes agentes, sin embargo la conceptualización del contador más allá de un elemento de medida, sino como un equipo de control y protección de la red de distribución debe permitir incorporar nuevas herramientas para monitorizar la red de baja tensión con objeto de poder adelantarse o favorecer la detección temprana de posibles contingencias en las redes de distribución.

## REFERENCIAS

- Informe de la Comisión Europea: Evaluación comparativa de la implantación de los contadores inteligentes en la Europa. Bruselas, (17 junio 2014):  
[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/smartgrids\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_en.htm)
- Mandato de normalización M/490: Redes inteligentes – trabajos de CEN/CENELEC/ETSI relacionados con las redes inteligentes:  
[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/2011\\_03\\_01\\_mandate\\_m490\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf)
- Alianza PRIME: <http://www.prime-alliance.org>

- Proyectos de Innovación de Redes Inteligentes, 28 junio 2014: <http://www.priceproject.es/> / <http://www.gridplus.eu/> / <http://www.discern.eu/project.html> / <http://www.igreengrid-fp7.eu>
- Recomendación 2012/148/UE de la Comisión, DO L 73 de 13.3.2012, p. 9: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32012H0148>.
- European Electricity Grid Initiative, EEGI: <http://www.smartgrids.eu/European-Electricity-Grid-Initiative>
- Coca, Gaudó, Gonzalo, 2013, Smart Secondary Substation Management device: [http://www.cired.net/publications/cired2013/pdfs/CIRED2013\\_0519\\_final.pdf](http://www.cired.net/publications/cired2013/pdfs/CIRED2013_0519_final.pdf)
- Informe Responsabilidad Corporativa Gas Natural Fenosa, 2014: <http://www.gasnaturalfenosa.es/es/conocenos/mas+que+gas+y+electricidad/informacion+economica/1297078467363/informes+anuales.html>

## SMART METERING AS A SERVICE (SMAAS)

**Julio Echenique**, Smart Metering Global Offering Leader, Industry & Society Business Line, Ericsson  
**Luis Molero Castro**, Responsable de Desarrollo de Negocio Industry & Society, Ericsson España S.A.

**Resumen:** Smart Metering as a Service (SMaaS) constituye la evolución de los sistemas de AMR / AMM actuales. Las compañías eléctricas que se encuentran actualmente sumidas en el proceso de evolución desde un enfoque de proyecto de despliegue de contadores inteligentes, a un enfoque de operación del servicio de tele-lectura en base a necesidades de negocio, pueden beneficiarse de una externalización extremo a extremo de las operaciones de Smart Metering, compartiendo costes con otras compañías eléctricas, y trabajando con partners sólidos de negocio que actúen como único punto de contacto tanto para las actividades de gestión y seguimiento del servicio como para la propia operación del servicio de Smart Metering (incluyendo todos los sistemas IT de soporte necesarios). Un servicio de Smart Metering as a Service debe incluir la operación extremo a extremo del servicio de tele-medida, incluyendo la gestión de terceros, la integración con proveedores de conectividad, los sistemas y herramientas IT necesarias, el hosting, monitorización y operación de las soluciones, trabajos de campo, etc.

**Palabras clave:** Smart Metering, Utilities, Smart Grids, eTOM/ITIL, Operaciones, Trabajos de Campo, Eficiencias

### INTRODUCCIÓN

Con el despliegue de las redes inteligentes, la mayoría de las compañías eléctricas en España están ahora involucradas en un proceso de profunda transformación, evolucionando desde un enfoque de implantación de contadores inteligentes basado en proyectos a un enfoque de operación del servicio en base a necesidades de negocio. Ericsson está trabajando con distintas compañías eléctricas, ayudándoles a superar con éxito este proceso de transformación.

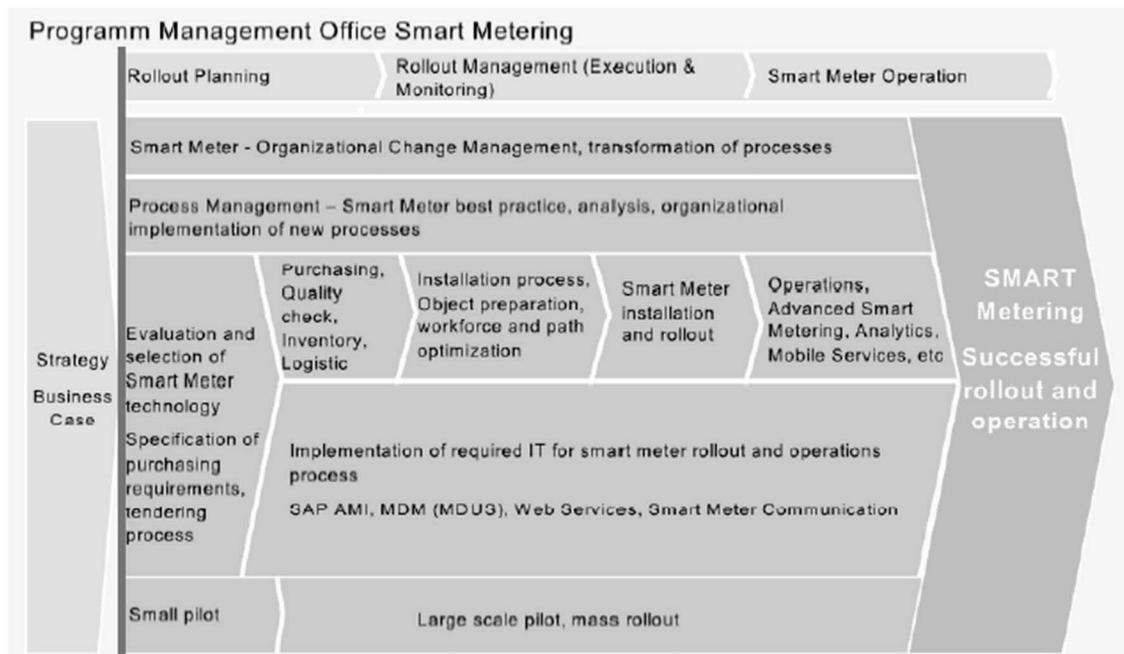


Figura 1. Fuente: Innovative Use Cases, Architecture and opportunities for the future European Smart Metering Business Systems, European Business Systems Integration and Interoperability (EBSII) working group, Septiembre 2013.

Por otro lado, muchos analistas de la industria creen que la externalización de ciertas actividades relacionadas con las redes inteligentes tiene el potencial de mostrar un fuerte crecimiento. De entre todas las actividades relacionadas con las redes inteligentes, los servicios de tele-medida (Smart Metering) parecen ser los principales candidatos a dicha externalización.

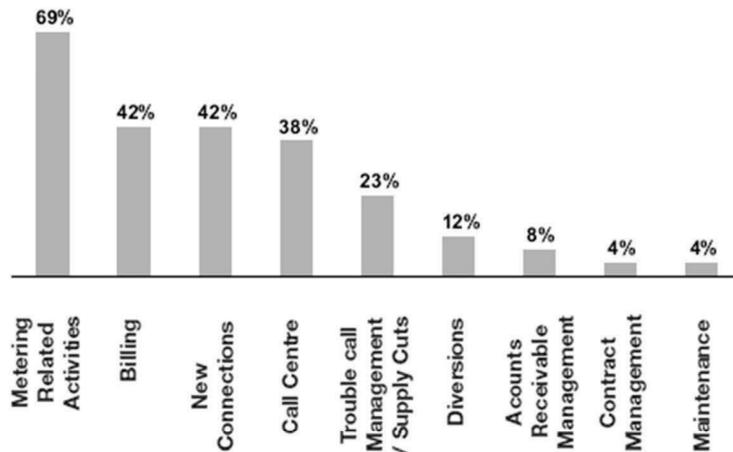


Figura 2. Fuente: Cap Gemini, 2009.

Según una recomendación reciente (septiembre de 2013) emitida por el grupo de trabajo European Business Systems Integration and Interoperability (EBSII) de ESMIG (European Smart Metering Industry Group), "las compañías eléctricas tienen la oportunidad de externalizar sus operaciones de tele-medida. La externalización de las operaciones de tele-lectura de contadores puede permitir a las compañías eléctricas reducir su necesidad de transformación organizacional. [...] Un proveedor externo de servicios de tele-lectura de contadores posee la experiencia necesaria para operar y mantener un sistema de Smart Metering, ofreciendo así la posibilidad a las compañías eléctricas de concentrarse en el core de su negocio, que es la gestión de la red de distribución. [...] Esto puede ser una clara ventaja en las situaciones en que los costes de la transformación organizacional requerida sean superiores a los costes de dichos servicios".

Según la misma recomendación, "Smart Metering es mucho más que AMR (Automated Meter Reading). Una arquitectura de sistemas IT sólida, y con poco espacio para productos no estándar, debe [...] no sólo centrarse en las funciones de lectura remota de contadores. Es necesario definir un modelo extremo-a-extremo de integración de sistemas [...], donde toda la cadena de medida de contadores, incluidos los sistemas de back-office, tiene que ser diseñados, implementados y probados en las fases iniciales del proyecto con el fin de aumentar la eficiencia". Otros aspectos importantes que deben tenerse en cuenta son: la gestión de cambio organizacional, la cadena logística, la escalabilidad y future-proofness de los sistemas y procesos, etc.

Este documento resume el enfoque de Ericsson para una posible externalización extremo-a-extremo de las Operaciones de tele-medida (Smart Metering) de contadores inteligentes, con especial atención en minimizar los riesgos. Algunos de los beneficios que se esperan del modelo propuesto son:

- Reducción de costes:
  - o Un único punto de contacto para todas las actividades relacionadas con la tele-medida permite a las compañías eléctricas reducir el número de recursos destinados a la supervisión del funcionamiento del servicio.
  - o Reducción de costes prevista en las actividades de campo (menor número de lecturas manuales) a través de mejoras en las actividades de Gestión de Calidad y Supervisión, incrementando el control extremo-a-extremo, el despliegue de herramientas especializadas como Gestión de Fuerzas de Trabajo (Work Force Management) y Gestión de Ordenes de Trabajo (Work Order Management), y la ejecución de actividades adicionales como la

correlación de eventos o la detección automática de fraude, lo que puede llevar a un menor número de intervenciones manuales.

- Reutilización de las funciones comunes para otros servicios (por ejemplo, el hogar inteligente, operaciones de la red eléctrica, etc.) a través del uso de la misma base común, lo que reduce los costes globales. Eficiencias de la deslocalización (off-shoring) y de las funciones comunes, utilizando recursos y procesos compartidos entre diferentes servicios y clientes.
- Mejora en la Flexibilidad y Calidad del Servicio:
  - Future proof. El modelo flexible de Ericsson (herramientas, personas y procesos) está preparado para fácilmente añadir nuevos requisitos debido a posibles cambios regulatorios o de mercado. Por ejemplo el aumento de la frecuencia de entrega de las lecturas (de mensual a semanal o incluso diariamente). Además de incluir nuevos servicios finales (tales como mejoras de gestión de la seguridad del suministro, domótica, etc)
  - Garantizar la utilización de las mejores herramientas y procesos para el seguimiento de KPIs (Key Performance Indicators), y poner en práctica un estricto modelo de SLA (Service Level Agreements) para la gestión de todo el servicio.
  - Uso de metodologías y procesos basados en las mejores prácticas de la industria, y la experiencia de Ericsson de más de 15 años ofreciendo servicios gestionados
  - Automatización de algunas actividades como la correlación de eventos y Detección de Fraude (suponiendo que las causas fundamentales pueden ser detectados a través de análisis de datos)

En resumen, en base a los modelos habituales de operación de servicios de tele-medida utilizados por las compañías eléctricas, Ericsson podría proporcionar un servicio con varias áreas de posibles ahorros, manteniendo o incluso mejorando los actuales indicadores clave de funcionamiento.

## METODOLOGÍA

Ericsson trabaja con las diferentes compañías eléctricas interesadas en la definición, optimización y / o la externalización de sus operaciones de tele-medida en base a un modelo de relación consultivo, donde se necesita realizar una serie de fases previo a cualquier transformación que está ocurriendo:



Figura 3. Enfoque de Ericsson para la transformación de los servicios de tele-medida.

## DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

Desde una perspectiva de flujo operativo, el siguiente diagrama muestra algunos de los principales componentes de la industrialización del servicio de operación de tele-medida, así como los principales flujos entre los diferentes componentes (la figura no refleja las relaciones contractuales):

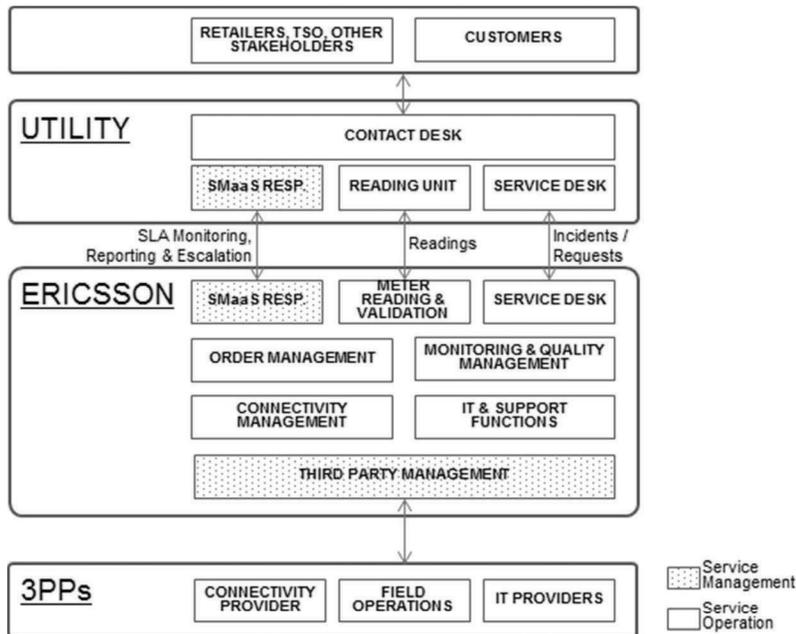


Figura 4. Modelo Operacional de SaaS de Ericsson.

Donde se definen los siguientes dominios de servicio:

- Gestión del Servicio (Service Management) es responsable de identificar las principales actividades de seguimiento y control de todo el servicio. La gestión general del servicio también implica la interacción con terceros, teniendo en cuenta que la compañía eléctrica puede tener que interactuar con flujos de procesos definidos por terceros. Todos los mecanismos de control y los modelos de integración deben ser definidos en este dominio del servicio. El modelo de gobierno, acuerdos de nivel de servicio, notificación y seguimiento, matriz de contacto y matriz de responsabilidades están definidas y acordadas en este dominio de servicio.
- Operación del Servicio (Service Operation) es responsable de la ejecución de todos los procesos del servicio, incluyendo todas las actividades relacionadas con la cadena de valor y ciclo de vida del servicio al cliente. Se pueden agrupar en tres áreas principales: Order-to-Service (todas las actividades necesarias para añadir / eliminar puntos individuales de suministro), Case-to-Resolve (todas las actividades encaminadas a asegurar que todos los procesos se están ejecutando según lo definido, a fin de tomar las acciones correctoras necesarias en caso de desviación) y Meter-to-Cash (funciones básicas relacionadas principalmente con la recolección de las lecturas, y con la tele-gestión de los contadores).

A continuación, se describen algunos de los componentes principales del modelo de servicio descrito.

- Recolección y validación de lecturas (Meter Reading & Validation). Esta es la función de recogida automática y de manera remota de la información de consumo, diagnóstico, y los datos del estado de los dispositivos de medición electrónicos, y su posterior transferencia a un sistema central para la facturación, resolución de problemas y el análisis. Esta función también se asegura de que todas las lecturas se hayan recibido correctamente, haciendo todas las comprobaciones

- de coherencia necesarias en los datos recibidos. Ericsson operará esta función (de forma local o de forma remota desde el Global Metering Operations Center - GMOC -).
- Servicio de Help Desk (Service Help Desk). Esta función actúa de único punto de contacto (SPOC - Single Point Of Contact) para todas las reclamaciones y asuntos relacionados con el Servicio SMaaS. El Servicio de Help Desk es la función central de coordinación encargado de registrar las solicitudes, que pueden proceder de la compañía eléctrica o desde las funciones internas de Ericsson (por ejemplo, las incidencias detectadas, solicitudes de servicio, órdenes de trabajo y actividades de dispatching, etc.). Esta función supervisará el flujo de actividad de todas las solicitudes, a través de un sistema de Trouble Ticketing. Los tickets se enviarán a las funciones correspondientes para su ejecución: Operaciones de campo, Supervisión y Gestión de Calidad, Gestión de Ordenes, Service Desk de la compañía eléctrica, u otras funciones de apoyo (Gestión de Cambios, Incidencias, Problemas, etc.)
  - Supervisión y Gestión de la Calidad (Monitoring & Quality Management). Esta función es responsable de la supervisión de servicios y la ejecución de las actividades de mantenimiento proactivos y reactivos para asegurar la disponibilidad y cumplimiento de los SLAs del servicio SMaaS proporcionado. La función Supervisión y Gestión de la Calidad se compone principalmente de los siguientes entregables: el seguimiento de todos los sistemas locales y centrales. La información recopilada a partir de los sistemas se puede asignar a los usuarios del GMOC, registrar en la base de datos histórica, pasar a los sistemas de Gestión de la Fuerza de Trabajo (WFM) como órdenes de trabajo, o utilizarse para desencadenar respuestas automáticas a ciertas alarmas / eventos.
  - Gestión de Ordenes (Order Management) se ocupa de todas las solicitudes de servicios que requieren de algún tipo de intervención en el servicio de tele-medida. Las solicitudes se pueden originar externamente (compañía eléctrica) o internamente (funciones de Ericsson), y pueden desencadenar acciones tanto en operaciones de campo (acciones en los contadores y otros equipos situados fuera de las subestaciones, o acciones en los equipos ubicados en las subestaciones), así como en los sistemas internos o procesos ejecutados a nivel central. La integración de las herramientas de Gestión de Ordenes de Trabajo (EOM) y Gestión de la Fuerza de Trabajo (WFM) permitirá mejorar la eficiencia de los equipos de campo cuando sea necesario.
  - Operaciones de Campo (Field Operations) incluye todas las actividades que requieren la intervención física en la red de baja tensión, asociados con los servicios de tele-medida (Smart Metering), incluyendo: órdenes de trabajo relacionadas con el servicio de tele-medida (instalaciones asociadas a los nuevos contratos, desinstalación de contadores asociado a la finalización del contrato, sustitución de contadores, etc.), comprobación y verificación de contadores (inspección de contadores, comprobación de errores de lectura, etc.), y las lecturas manuales del contador. Esta función también puede incluir actividades en los concentradores y módems / routers de comunicación ubicados en los Centros de Transformación.
  - Funciones de Operaciones y Soporte IT (IT Operations & Support) incluye una serie de funciones de apoyo para garantizar una entrega del servicio gestionado con un coste eficiente y una mayor calidad, manteniendo al mismo tiempo una buena relación con el cliente - que permite a Ericsson responder a los requerimientos del negocio de la compañía eléctrica. Algunas de las actividades relevantes son la gestión de la capacidad y del rendimiento (Capacity & Performance Management), Gestión del Cambio (Change Management), Gestión de Problemas e Incidencias (Problem & Incident Management), Gestión de Requisitos (Requirement Management), Gestión de la Seguridad (Security Management) y Gestión de la Continuidad del Negocio (Business Continuity Management).
  - Gestión de conectividad (Connectivity Management) incluye típicamente la supervisión de la conectividad PLC y celular, incluyendo escalación de tickets, seguimiento y cierre, y la interacción con los proveedores de conectividad (operadores móviles en el caso de conectividad celular, o los departamentos internos de la compañía eléctrica en el caso de PLC) durante el ciclo de vida del incidente.

## CONCLUSIONES

Los principales beneficios de la aplicación del marco de procesos de SMaaS de Ericsson, y también de la ejecución de los mismos desde un centro de operaciones central (GMOC), incluyen:

- Mejora de la calidad de servicio en la operativa del servicio de tele-medida, a través de la utilización de metodologías y procesos industrializados, un modelo de gobierno maduro, y las mejores herramientas para lograr la eficiencia operativa y la adecuada gestión de incidencias / órdenes de trabajo, la detección del fraude, así como garantizar el cumplimiento de los KPIs y SLAs. De este modo, Ericsson garantiza a sus clientes una transición suave desde una situación de despliegue a la operación de los sistemas de tele-medida, al tiempo que proporciona un modelo flexible para satisfacer las necesidades presentes y futuras.
- Racionalización de las operaciones de tele-medida, ya que cada actividad incluida en el servicio de tele-medida (no sólo las operaciones de tele-medida, sino también otras actividades normalmente ejecutados por la misma organización, como la Supervisión y Gestión de la Calidad, y la Gestión de Ordenes) se ejecutarán con recursos especializados compartidos, lo que mejora, por lo tanto, la eficiencia a través de la especialización de funciones y la generación de sinergias
- Operaciones de Campo: La asunción del control de las actividades de campo, junto con la utilización de herramientas avanzadas ayudará a optimizar las operaciones de campo, mejorará la eficiencia de las operaciones, y contribuirá a la generación de ahorros adicionales para las compañías eléctricas. Se estima que se puede conseguir un ahorro de costes del 10-20% a través de la optimización de las actividades de campo, incluyendo el uso de herramientas avanzadas de WFM, la integración de sistemas de gestión de órdenes de trabajo, la mejora en la detección de incidentes a través de la utilización de herramientas y procesos de Supervisión y Gestión de Calidad, la implementación de técnicas automatizadas y herramientas de detección de fraude, etc.

## REFERENCIAS

- Ericsson y E.ON Sverige Elnät (Suecia) están trabajando juntos en un nuevo modelo de tele-medida (Smart Metering), donde Ericsson proporcionará un servicio extremo-a-extremo de tele-medida "as a Service" a E.ON.
- La solución de Ericsson recopila los datos de los contadores electrónicos, y proporciona dichos datos recopilados a los sistemas IT internos de E.ON s. Los datos se pueden exportar a diario en lugar de mensualmente, aumentando la cantidad de datos a recopilar y gestionar en torno al 3.000%. Ericsson también ofrece a E.ON todos los servicios de campo relacionados. El acuerdo se extiende a lo largo de cinco años y cubre a más de 600.000 puntos de medida en el norte de Estocolmo, Malmö, Örebro, así como Norrköping y Skåne.
- La solución de Smart Metering as a Service (SMaaS) de Ericsson, ayuda a las compañías eléctricas como E.ON a ser más eficientes. La solución combina los servicios gestionados, servicios de consultoría e integración de sistemas e incluye la lectura y gestión de los contadores electrónicos, la gestión de los contadores, supervisión, gestión de los acuerdos de nivel de servicio (SLA), gestión de fuerza de trabajo, gestión de activos, gestión de procesos de negocio, así como los servicios de campo y un centro de operaciones.
- Per-Olof Lindholm, Management Director de E.ON, dijo: "A largo plazo, y gracias al servicio, los consumidores serán más eficientes en su consumo de energía, y esto se traducirá en una sociedad más sostenible."
- Otras referencias de éxito del servicio SMaaS de Ericsson incluyen compañías eléctricas en Italia (Acea, Federutilities) y Estonia (Elektrilevi).

## MÁS ALLA DE LOS DATOS DE MEDIDA

**Francisco Romero Pineda**, Director Desarrollo Negocio, Schneider Electric – Energía

**Resumen:** Las redes eléctricas están en continua evolución, siendo ésta muy significativa en los últimos tiempos. De forma generalizada, a nivel mundial, se están produciendo cambios que están facilitando pasar de modelos de redes eléctricas tradicionales (generación centralizada, pocos equipos inteligentes instalados, comunicaciones no bidireccionales, papel irrelevante o poco activo de los consumidores, etc.) a redes cada vez más inteligentes (*Smart Grids*) donde hay mayor presencia de generación renovable, generación distribuida, comunicaciones bidireccionales, mayor número de sensores/equipos inteligentes, productores-consumidores (*prosumers*), almacenamiento de energía, coche eléctrico, papel más relevante de los consumidores, etc., las cuales generan un ingente volumen de información valiosa que bien gestionada permite optimizar muchos de los procesos clave de los negocios eléctricos. En este sentido, el despliegue de contadores inteligentes y la implantación de herramientas de análisis de la información se consideran factores clave por una parte, en el despliegue de las redes inteligentes, y por otra en la optimización de la toma de decisiones para mejorar procesos clave de negocio. Dichos despliegues de contadores inteligentes están forzando a las *utilities* a optimizar al máximo las inversiones necesarias en infraestructura y comunicaciones. Para ello, se necesita disponer de potentes plataformas de software que además de poder realizar conexiones y desconexiones de contadores de forma remota, permitan analizar grandes volúmenes de datos, eventos y alarmas para mejorar la eficiencia de la red, optimizar el consumo y ofrecer un mejor servicio a los clientes de forma indirecta (envío/accesos a información a través de *in-home displays*, *smart phones*, *tablet-PC*) para que puedan reducir consumos o bien realizarlos de forma directa, con el consentimiento del cliente, de forma remota cuando la tarifa sea más económica. El desarrollo e implantación de herramientas analíticas puede ayudar a rentabilizar las inversiones a realizar para conseguir tener redes más inteligentes y por ello, rentabilizar las inversiones en contadores inteligentes, ya que como se ha comentado, son uno de los pilares en los que éstas se cimentan. Algunos casos de uso pueden ser: mejor estimación de la carga en la red, detección de fraude, mejor predicción de incidencias, mayor rapidez en la reposición del suministro, reducción de picos de demanda, gestión de activos, balances de energía en la red, mejor planificación de la capacidad de red, etc.).

**Palabras clave:** Smart Meter, Smart Grid, analytics, SaaS, Cloud, In Home Display

### DE LAS REDES TRADICIONALES A LAS SMART GRIDS

Las redes eléctricas están evolucionando de forma significativa. Entre los cambios fundamentales se pueden destacar el acercamiento de la generación al consumo (generación distribuida), la generación de forma más limpia (generación renovable), la instalación de infraestructura más inteligente en campo (analizadores de calidad de energía, contadores inteligentes, estaciones carga para coches eléctricos, etc.), el almacenamiento de energía -aunque aún a pequeña escala-, el incremento del rol cada vez más activo de los consumidores y de los *prosumers*, y la implantación de sistemas de información (AMI, MDM, *Meter Data Analytics*, etc.) que ayuden a recoger, almacenar, tratar y correlacionar los grandes volúmenes de información para lograr optimizar muchos de los procesos clave del negocio eléctrico.

Asimismo se puede hablar de nuevos modelos de negocio en los que las *utilities* tercerizan determinados procesos no claves de su negocio (Centro del Proceso de Datos, Gestión de la Infraestructura de Medida, etc.), alojándolos en la nube (*Cloud Computing*) y pagando por su uso/servicio (modelo SaaS – Software as a Service).

La necesidad de pasar de modelos de redes eléctricas tradicionales o redes eléctricas inteligentes viene dada por una parte por los cambios regulatorios (distintos según los países y a distintas velocidades, pero todos con un denominador común basado en la mayor eficiencia de las redes) y por otra, por factores económicos tales como:

- Reducción de los costes operativos, como son las lecturas de los contadores y las conexiones y desconexiones de los mismos.

- Disponibilidad de la información de red necesaria para reducir en primer lugar el número e impacto de las incidencias en la red eléctrica y por otro, minimizar los tiempos de reposición del servicio cuando éstas se produzcan.
- Necesidad de mejorar los procesos de negocio para facilitar la gestión de la demanda (VPP- *Virtual Power Plant*, HAN- *Home Area Network*, etc.).
- Optimizar la gestión de activos, gestionándolos de forma más eficiente para minimizar la necesidad de inversiones en extensiones de red.

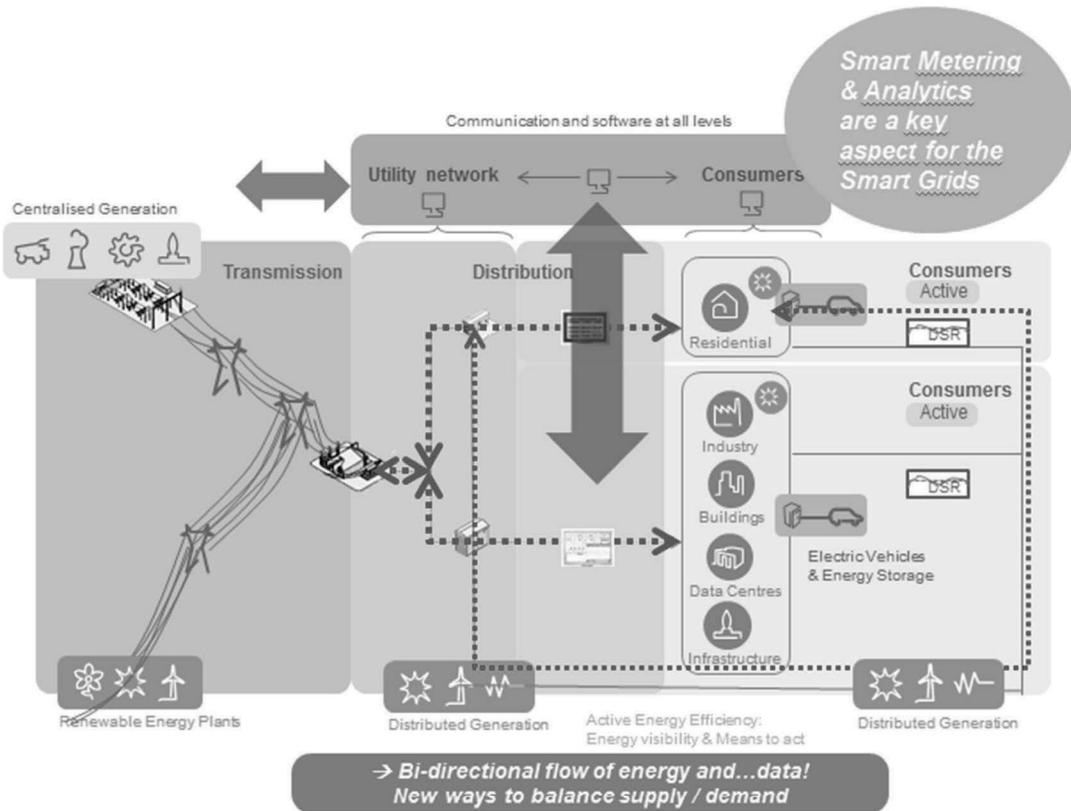


Figura 1.

Hay a fecha actual un entendimiento mundial común de lo que se entiende por Smart Grids y de la necesidad de implantarlas pero pocas utilities en el mundo tienen aún un elevado grado de implantación. Por el contrario, lo que sí está muy generalizado es el desarrollo de proyectos piloto de forma previa a acometer las inversiones necesarias que requieren las Smart Grids (despliegue de contadores inteligentes y mayor automatización de la baja tensión, por nombrar dos de las más representativas)

## FACTORES CLAVE PARA ASEGURAR EL ÉXITO EN LOS DESPLIEGUES DE SMART METERS

Como se ha comentado anteriormente, el despliegue de contadores inteligentes (*smart meters*) es uno de los pilares en los que se debe apoyar la construcción de las redes inteligentes. Dichos despliegues requieren un elevado nivel de inversión. Una vez tomada la decisión de reemplazar los contadores electro-mecánicos por contadores inteligentes (electrónicos), se deben tener en cuenta una serie de factores críticos para asegurar la máxima rentabilidad de la inversión (ROI -Return of Investment-)

Se indican a continuación dichos factores clave:

- Especificar de forma detallada los requerimientos de la infraestructura asociada a la gestión remota de la medida que cumpla la regulación del país, si existe, y las necesidades de negocio presente y futuro que las empresas eléctricas prevean. En relación a los requerimientos de la infraestructura de hardware y software, al menos se deben especificar los referentes a los contadores, los concentradores de datos de medida, los protocolos de comunicaciones entre contador y concentrador, las comunicaciones aguas arriba del concentrador los sistemas *head-end* y el sistema MDM (*Meter Data Management*), así como las integraciones necesarias a desarrollar con los sistemas legados de la empresa.
- Disponer de un único sistema *head-end*, sobre todo en caso de que la operación de la infraestructura de medida vaya a ser realizada por la empresa eléctrica para facilitar la realización de la misma al poner a disposición de los operadores de una única plataforma/interfaz de usuario para realizar las altas, bajas, modificaciones de infraestructura de medida, así como la gestión de sus incidencias.
- Especificar la infraestructura de hardware y software de medida de forma abierta y escalable para facilitar futuras implantaciones de funcionalidades *Smart Grids*, como por ejemplo la identificación del fraude y la gestión de la demanda.
- Analizar la necesidad de analizar los datos de medida (MDA – *Meter Data Analytics*) y de desarrollar aplicaciones que los pongan en valor. En función de múltiples factores, esto se podría realizar antes de despliegue masivo de contadores inteligentes (durante un piloto), en paralelo al proyecto de implantación de los *Smart Meters*, o bien de forma posterior a la implantación.
- Planificar un proyecto piloto para probar toda la infraestructura de medida específica (hardware, software y telecomunicaciones), antes de lanzar el despliegue masivo de implantación de los *Smart Meters*.
- Decidir, antes de publicar el RFP, si el proyecto será llave en mano o no, si la utility se responsabilizará de operar y mantener la infraestructura de medida o si ésta se tercerizará, así como el enfoque tecnológico solicitado (*SaaS – Software as a Service, Cloud Computing*).

## ANÁLISIS DE DATOS PARA OPTIMIZAR LA EFICIENCIA EN LAS REDES

El análisis de los datos de medida, fundamentalmente, así como de otra información procedente de otros sensores y equipos instalados en campo, facilitan la construcción de cuadros de mando y de consultas e informes para mejorar determinados procesos de negocio asociados a la medida y de otros procesos del negocio de la distribución eléctrica.

### An Achievable Portfolio of Dashboards & Reports...

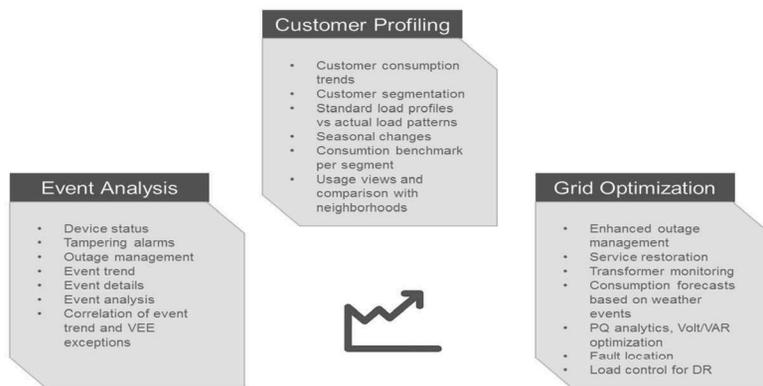


Figura 2.

Entre ellos podemos mencionar los referentes al análisis de eventos de medida, los análisis de las curvas de carga de los clientes y los referentes a la calidad y continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

Estos servicios se pueden ofrecer en la nube mediante suscripción.

...Offered as a Cloud-based Subscription Model

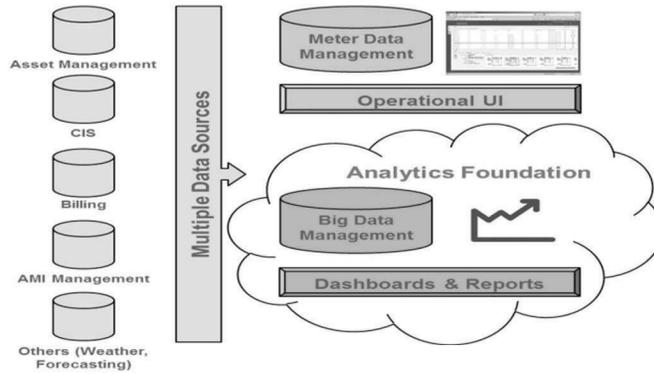


Figura 3.

## ANALYTICS: CASOS REALES DE USO

### Operación remota del consumo según precios horarios

En base al conocimiento en el día N de los precios horarios de la energía eléctrica para el día N + 1, así como de los acuerdos con determinados clientes - cuya infraestructura eléctrica permite desconectar determinadas carga-, el Operador de la infraestructura de medida conecta en remoto determinadas cargas (caldera, calentador, etc.) en la ventana horaria de 5 horas, en la que los precios de la energía eléctrica son los más bajos del día.

### Dynamic time-based load control

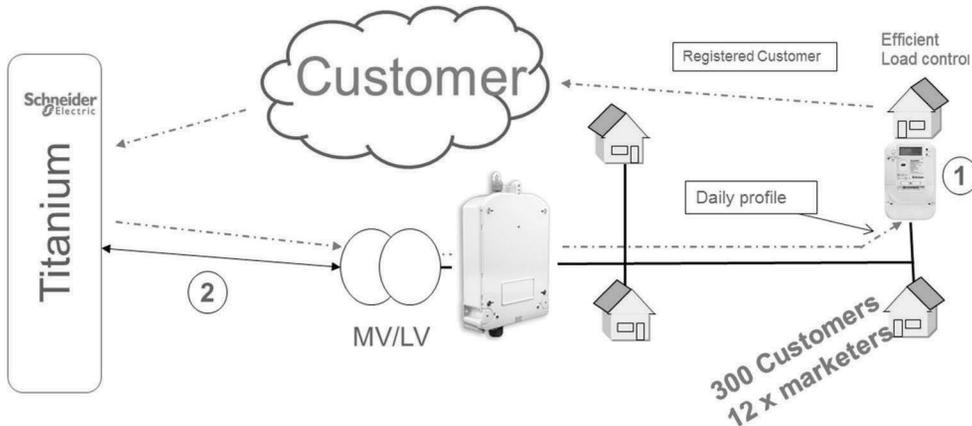


Figura 4.

## Conexiones y desconexiones remotas

Reducción del coste de los procesos de conexiones y desconexiones remotas por alquileres de vivienda (fundamentalmente en verano e/o invierno), realizándolos en menos de una hora (de media) y de forma remota.

### Remote Connection and Disconnection

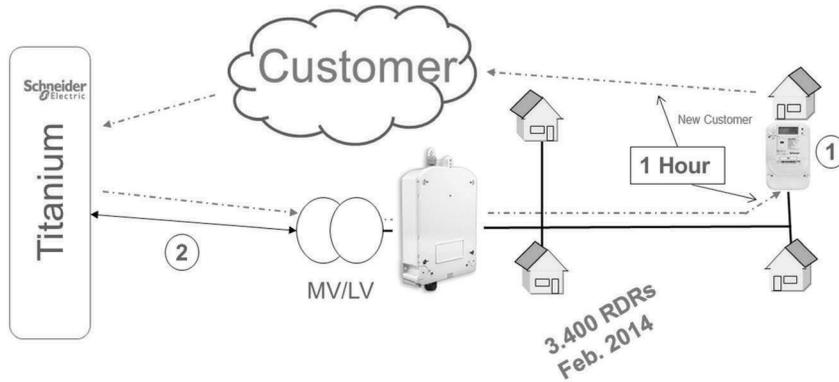


Figura 5.

## Reducción de incidencias y tiempos de reposición del suministro

Los eventos, alarmas y estado de los contadores se registran en el sistema DMS en cuasi tiempo real. De esta forma el DMS puede prever mejor las posibles incidencias en la red y si éstas ocurren, puede analizar mejor el origen del fallo del suministro así como de las maniobras a realizar para reducir al máximo el tiempo de reposición del suministro eléctrico.

### Events handling

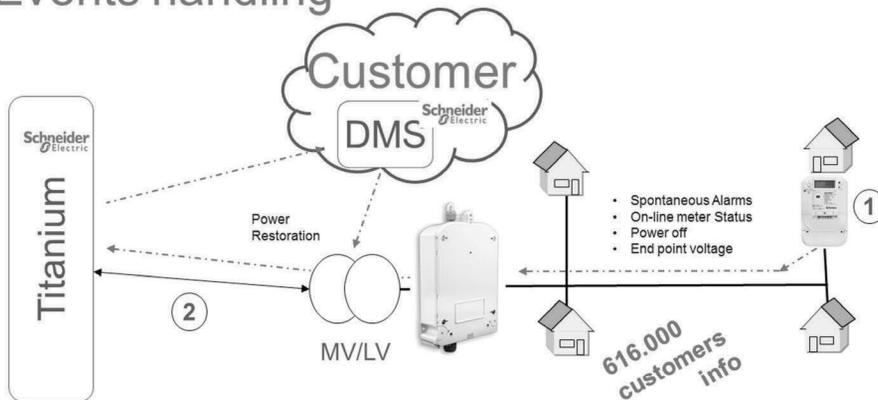


Figura 6.

## Integración con equipos eléctricos instalados en las viviendas

Integración de *Smart Meters* con equipos eléctricos instalados en la vivienda (caldera, termostato, estaciones de carga coche eléctrico, etc.) mediante comunicaciones C-Band y Zigbee. Esto le permite al usuario, mediante su IHD (*in home display*), consultar su consumo instantáneo, tensión, el uso mensual

acumulado de energía, etc., así como información sobre precios horarios, de la energía, cortes de energía previstos, señales para hacer un uso más eficiente de la energía, etc.

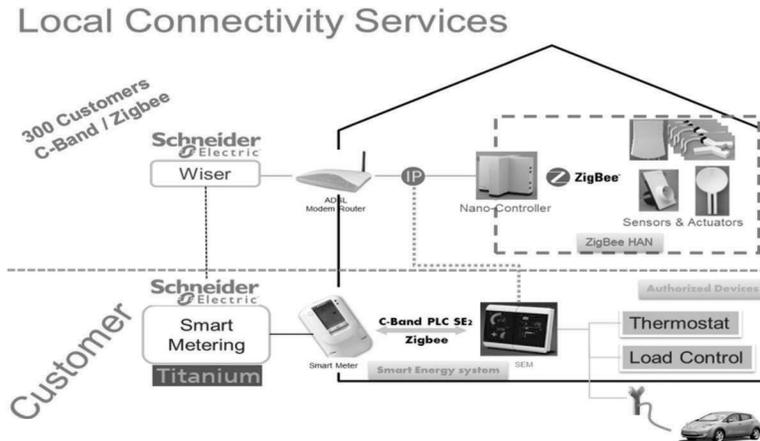


Figura 7.

## CONCLUSIONES

- Las Smart Grids son una tendencia a nivel mundial pero aun no una realidad actual. Por el contrario, si está muy generalizado la realización de proyectos piloto previos.
- Los Smart Meters y las herramientas de análisis de datos son necesarias para las implantaciones de las redes inteligentes y para optimizar la eficiencia de las mismas.
- Es crítico la identificación y gestión de todos los factores clave a tener en cuenta de forma previa al lanzamiento de RFP para el despliegue masivo de contadores inteligentes.
- Las tecnologías actuales permiten a las utilities pensar en modelos de negocio menos tradicionales, como son la tercerización de la operación y mantenimiento de la infraestructura de red, el alojamiento de la infraestructura de medida de hardware y software en la nube (Cloud Computing) y el enfoque de pagar por uso (SaaS – Software como Servicio).
- La estructuración y correlación del ingente volumen de información asociado a las redes inteligentes es totalmente necesario para la mejor toma de decisiones y para ampliar la calidad y tipo de servicios a ofrecer a los clientes.
- Aunque aún no muy extendidos, ya existen casos de éxito en el desarrollo de aplicaciones/algoritmos en base al análisis de la información que optimizan determinados procesos de negocio y amplían los servicios a ofrecer a clientes.

# AUTOCONSUMO EN LAS SMART GRIDS: ANÁLISIS ANTE EL CRECIENTE DESAFÍO PARA UN FUTURO SOSTENIBLE

**José Ignacio Briano**, Socio, ECLAREON  
**María Jesús Báez**, Asociada, ECLAREON  
**Fernando Usera Rodés**, Analista, ECLAREON

**Resumen:** El autoconsumo fotovoltaico representa una oportunidad única para desarrollar una tecnología sostenible (y, en muchos casos, rentable) de generación de energía. El aumento del autoconsumo FV está planteando nuevos desafíos económicos y regulatorios, que abarcan cuestiones desde cuál es el apoyo regulatorio más sostenible hasta qué diseño de tarifa eléctrica es más idóneo. Tomar decisiones en torno a asuntos como estos, considerando el impacto en todos los actores implicados (consumidores, compañías eléctricas, Hacienda, etc.), es parte del creciente desafío de las *Smart Grids*. El análisis a presentar clasifica los distintos modelos de negocio existentes que incentivan el autoconsumo, destacando su impacto en la rentabilidad de las partes involucradas. Las conclusiones aportan al debate sobre las posibles soluciones a los crecientes desafíos planteados.

**Palabras clave:** Autoconsumo, Fotovoltaica, Regulación, Sector Eléctrico, Sostenibilidad, Medición Neta, Generación Distribuida, Smart Grids

## INTRODUCCIÓN

La paridad de red fotovoltaica se define como el momento en que el coste de generar electricidad fotovoltaica (FV) es igual al de comprar la electricidad de la red. En varios países la paridad de red ya es una realidad económica<sup>1</sup>.

Sin embargo, la competitividad en costes de la tecnología FV por sí sola no es garantía de creación de mercado. El autoconsumo sólo se fomentará si la paridad de red va acompañada por apoyo gubernamental.

Los esquemas regulatorios que incentivan el autoconsumo son aquellos que permiten al “autoconsumidor” consumir parte de la generación de su sistema FV y recibir una compensación por los excedentes de generación inyectados a la red. Esta característica es vital para aquellos consumidores cuya curva de generación no se adapta bien a su curva de consumo (esto es, la gran mayoría de los consumidores residenciales).

Los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo representan una alternativa de generación no sólo rentable sino también limpia y sostenible en aquellos mercados en paridad de red y con una regulación adecuada.

En este sentido, aunque actualmente hay una gran variedad de esquemas regulatorios para la generación fotovoltaica en el mundo, no todos son eficientes en incentivar el autoconsumo y en garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico a largo plazo. Este es el gran desafío del desarrollo del autoconsumo.

El Proyecto desarrollado analiza un gran número de modelos de negocio y compara sus implicaciones económicas en el consumidor de electricidad, el gobierno y el sistema eléctrico, con el objetivo de aportar al debate sobre las posibles soluciones a los crecientes desafíos planteados.

Para comparar la gran variedad de esquemas regulatorios que existen hoy en día, resulta imprescindible definir una serie de parámetros con base en los cuales realizar el análisis:

FV auto-consumida	1	Derecho a auto-consumir
	2	Ingresos del autoconsumo
	3	Recargos de respaldo a la red
Exceso de generación FV	4	Valor de los excedentes de generación
	5	Periodo máximo de compensación de créditos
	6	Compensación geográfica

Tabla I. Principales parámetros que definen un esquema regulatorio de autoconsumo (fuente: análisis ECLAREON).

- **Derecho a auto-consumir:** ¿tiene el consumidor de electricidad derecho a conectar su sistema de generación FV a la red y auto-consumir parte de su producción?
- **Ingresos del autoconsumo:** ¿qué ingresos (ahorros) reporta cada kWh auto-consumido instantáneamente? (p.ej. ahorros derivados de la reducción de consumo de la red o ahorros e ingresos adicionales por primas a la generación renovable o por certificados verdes).
- **Recargos de respaldo a la red:** ¿existe algún recargo/peaje asociado al autoconsumo? (p.ej. peajes por cada kW de FV instalado o por cada kWh de energía FV auto-consumido).
- **Valor de los excedentes de generación:** ¿qué valor tiene la electricidad FV excedente (no auto-consumida instantáneamente) e inyectada a la red de distribución?
- **Periodo máximo de compensación de créditos:** ¿cuál es el periodo máximo de compensación de créditos de consumo? (p.ej. 15 minutos, un día, un mes, un año, indefinidamente, etc.).
- **Compensación geográfica:** ¿existe algún mecanismo de compensación que agregue flexibilidad al autoconsumo? (p.ej. *Virtual net-metering*, agregación de contadores, o *Peer to Peer*).

Considerando estos parámetros, se han categorizado los esquemas regulatorios en 18 países<sup>ii</sup>, tomando en cuenta tendencias a futuro. Del abanico de sistemas existentes (desde impedir el autoconsumo hasta fomentarlo) se han identificado cinco esquemas representativos.

- **Peaje + Sin compensación:** modelo de autoconsumo sin compensación por el exceso de generación, que además impone un peaje al autoconsumo FV.
- **FiT (*Feed in Tariff*):** autoconsumo en tiempo real con compensación igual al precio de la electricidad del mercado mayorista por el exceso de generación FV (la compensación es menor que el precio minorista de la electricidad).
- **Facturación neta (*Net billing*):** mecanismo de facturación neta, con compensación cuatrimestral, y remuneración por el excedente anual.
- **Balance neto (*Net metering*):** compensación energética anual.
- **Generación + FiT:** incluye una prima sobre toda la generación fotovoltaica (auto-consumida y excedente). La generación excedente recibe además una prima de exportación.

El modelo “Peaje + Sin compensación” es comparable a la última propuesta de ley española, que incluye un peaje sobre el autoconsumo destinado a cubrir los costes fijos de las redes de transporte y distribución. Es importante destacar que otros países han impuesto (o están barajando la introducción de) peajes específicos por kW de FV instalado o por kWh auto-consumido.

El caso “FiT” representa el modelo actual en países como Alemania, donde la compensación por la energía excedente vertida a la red es menor que el precio minorista de la electricidad.

Los mecanismos de “*Net billing*”, que incluyen un acuerdo económico de facturación, se han introducido en países como Italia y Chile. Por otro lado, los sistemas de “*Net metering*” permiten una compensación energética (1 kWh de FV por 1 kWh de la red) y funcionan en muchos estados de EE.UU. y en países como México.

Las implicaciones económicas de cada uno de los esquemas con respecto al autoconsumo de energía FV, a los excedentes de generación y al consumo de la red se ilustran a continuación.

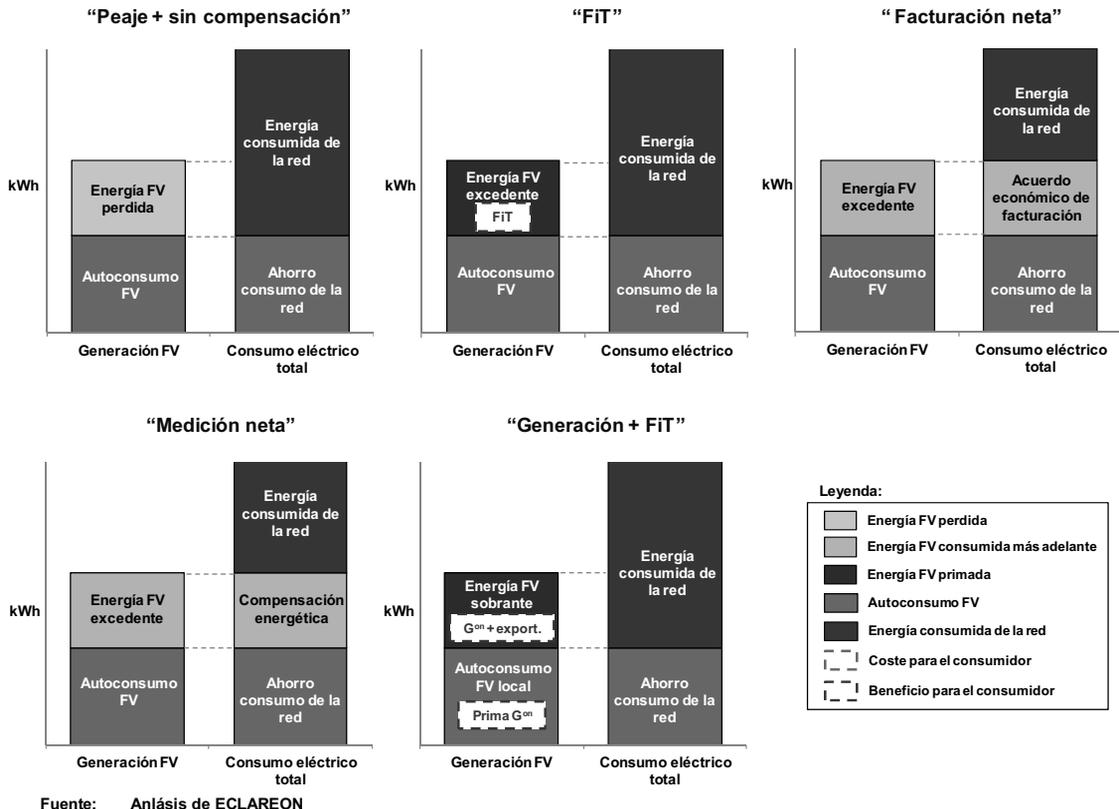


Figura 1. Ilustración de la generación FV y el consumo eléctrico anuales para cada caso de estudio.

## EL PROYECTO

El proyecto forma parte de la iniciativa de la Agencia Internacional de la Energía para fomentar el intercambio de conocimiento en el campo de la tecnología fotovoltaica (Task 1, Strategic PV Analysis & Outreach).

El objetivo global de la iniciativa es promover y facilitar el intercambio de información (técnica, económica, medioambiental y social) sobre los sistemas fotovoltaicos.

El título del proyecto es “PVPS – Task 1: *Study on self-consumption of PV electricity*” (Estudio del autoconsumo de electricidad fotovoltaica) y analiza los esquemas regulatorios existentes para el autoconsumo en 18 países.

## MATERIAL Y MÉTODOS

La metodología empleada para el estudio se resume en cuatro pasos, descritos a continuación.

### Análisis de países

El primer paso del estudio es el de analizar cuál es el esquema regulatorio del autoconsumo en cada uno de los 18 países considerados. Para ello se han definido una serie de parámetros (citados en la introducción) que permiten categorizar y comparar los esquemas de los distintos países.

El estudio se ha llevado a cabo mediante un análisis del marco legal de cada país y en base a entrevistas realizadas a expertos de cada país.

## Identificación de prácticas comunes

El segundo paso del estudio es el de identificar aquellos esquemas regulatorios más representativos de la variedad de apoyos regulatorios existentes en la actualidad.

Se han definido 5 esquemas tipo que sirven para analizar el abanico de situaciones en los países considerados. Dicho espectro va desde aquellos entornos regulatorios que menos fomentan el autoconsumo a aquellos que más lo fomentan.

### Caso base de estudio

Con el objetivo de analizar las implicaciones de cada esquema, se ha definido un caso base que permite aislar las variables intrínsecas de la regulación y que estandariza el resto de parámetros:

- Curvas horarias de consumo y de generación FV.
- Costes totales (llave en mano y O&M) del sistema FV.
- Tarifa eléctrica.
- Condiciones fiscales (IVA, impuestos, etc.)

Además, para simplificar el estudio, sólo se han incluido en el análisis económico los componentes más relevantes y fácilmente cuantificables:

	Incluido en el análisis	Excluido del análisis
<b>Consumidor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Ahorro frente a la energía consumida de la red</li> <li>+ Beneficios/ahorros por la energía FV inyectada a la red (si aplica)</li> <li>- Costes asociados al sistema FV</li> <li>- Tarifas o impuestos al autoconsumo FV (si aplica)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Ahorro potencial por los menores cargos variables bajo las tarifas establecidas (si aplica)</li> <li>+ Ahorro potencial por menores cargos por capacidad (si aplica)</li> </ul>
<b>Sistema eléctrico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Peajes impuestos al autoconsumo (si aplica)</li> <li>- Reducción de beneficios asociados a la energía FV auto-consumida</li> <li>- Incentivos para la generación FV (si aplica)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Beneficios como menor inversión en T&amp;D, mayor fiabilidad de suministro y reducción del precio de la energía</li> <li>- Inversiones requeridas, como refuerzos de red</li> <li>- Mayores costes de equilibrado generación - demanda</li> </ul>
<b>Hacienda pública</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ IVA por la inversión FV</li> <li>+ IVA por costes de operación</li> <li>+ Impuestos del coste del seguro</li> <li>+ Impuesto de sociedades del instalador</li> <li>- Impuestos sobre la electricidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Otros beneficios como recaudación indirecta de impuestos por mayores beneficios en otros sectores económicos (p. ej. fabricantes de equipos)</li> </ul>

Nota: \*El mercado eléctrico engloba generadores, proveedores, TSO, DSO, reguladores y consumidores  
Fuente: Análisis de ECLAREON

**Legenda:**

+ Impacto positivo

- Impacto negativo

Tabla II: Elementos considerados en el análisis

## Análisis económico

Partiendo del caso base, se ha calculado el impacto económico de un sistema de autoconsumo bajo cada uno de los 5 esquemas regulatorios sobre distintos actores: el autoconsumidor, el sistema eléctrico y el gobierno (hacienda pública).

## RESULTADOS

La siguiente figura recoge los resultados obtenidos en el estudio: el impacto que cada uno de los esquemas regulatorios tiene sobre los 3 actores considerados y el impacto neto.

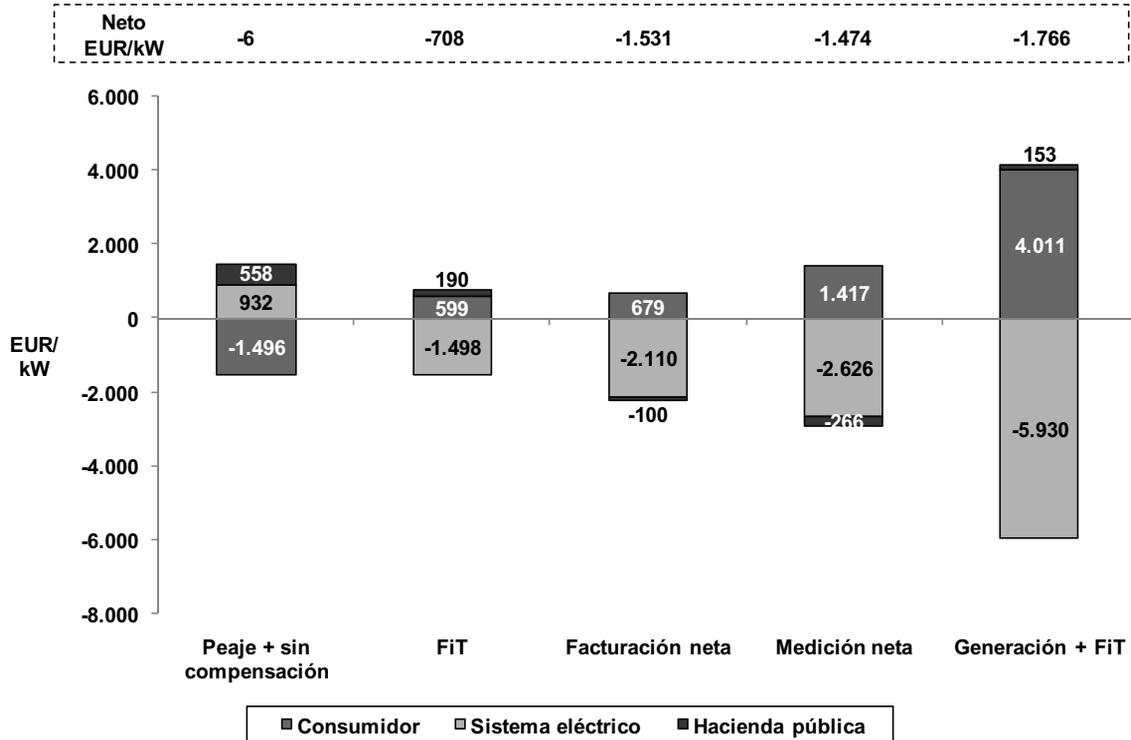


Figura 2. Impacto de cada caso de estudio sobre cada uno de los actores considerados.

Se puede observar cómo para los 5 casos el impacto neto es negativo. Por otro lado, la figura muestra que existe una compensación entre parte del beneficio que obtiene el consumidor y parte del que obtiene el sistema eléctrico: parte del beneficio del consumidor proviene del sistema eléctrico.

Exclusivamente en el caso “Peaje + sin compensación” el autoconsumo no es rentable para el autoconsumidor (VAN negativo), por lo que dicho esquema no fomentará la creación del mercado.

Se debe tener en cuenta que este estudio cuantifica la reducción de ingresos que supone el autoconsumo para la hacienda pública y para el sistema eléctrico pero no cuantifica otros elementos tales como los beneficios (p. ej. medioambientales) hacia la sociedad. Desde un punto de vista de sostenibilidad medioambiental, el autoconsumo FV podría ser equivalente a una medida de eficiencia energética (p.ej. uso de bombillas de bajo consumo). Conviene recordar que para simplificar el estudio dichos beneficios (y otros asociados al autoconsumo) no se han considerado pero deben tenerse en cuenta para realizar una valoración completa acerca del autoconsumo.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

A raíz de la creciente competitividad de la tecnología FV, el autoconsumo cada vez más representa una alternativa viable de generación de electricidad limpia.

Sin embargo, el análisis pone en evidencia desafíos que no se deben ignorar: principalmente, la complejidad de equilibrar el modelo de negocio de las compañías eléctricas con el del autoconsumo, dada la estructura actual de las tarifas eléctricas<sup>iii</sup>.

Los resultados muestran<sup>iv</sup> que el autoconsumo acarrea una pérdida de ingresos destinados a cubrir los costes fijos de los sistemas de transporte y distribución. Actualmente varios países están debatiendo la posibilidad de cobrar un peaje al autoconsumo destinado a compensar los menores ingresos. El caso bajo estudio concluye que dicho peaje impide la viabilidad económica de la inversión en la instalación FV para autoconsumo, por lo que desincentiva la instalación de este tipo de sistemas de generación.

Por otro lado, esquemas de apoyo que compensan el autoconsumo en exceso (p. ej. “Generación + FiT”) resultan en un alto coste para el sistema eléctrico.

Para diseñar un apoyo regulatorio que sea sostenible a largo plazo, es necesario realizar un análisis caso por caso y considerar el impacto a largo plazo en los distintos actores del sistema (incluyendo la sociedad en su conjunto y todos los componentes que afectan los flujos de caja diferenciales).

Hay otros desafíos adicionales asociados a las Smart Grids y al autoconsumo cuyo impacto requiere estudio, tales como:

1. El aumento de la generación distribuida requiere a medio y largo plazo tanto un refuerzo de la red de distribución, para absorber flujos de energía bidireccionales, como un cambio (aumento de la complejidad) en el modelo de operación del sistema.
2. El desarrollo y abaratamiento de los sistemas de almacenamiento supondrá un cambio en los modelos de negocio sobre los que se apoya el autoconsumo (p. ej. mediante el uso del vehículo eléctrico como sistema de almacenamiento para los excedentes de generación FV).
3. La implementación de tecnologías de Smart Grids (p. ej. contadores inteligentes) permitirá adaptar mejor las curvas de consumo a las de generación FV y así reducir el grado de dependencia en el apoyo regulatorio para valorar los excedentes de generación.

## RECONOCIMIENTOS

La realización de este proyecto por parte de ECLAREON fue posible gracias a la colaboración de varios equipos, tales como el *European Copper Institute*, representantes de IEA-PVPS y asociaciones FV nacionales.

## REFERENCIAS

- Eclareon, 2014, Grid Parity Monitor
- EPIA, 2014, PV Observatory - Overview of support schemes 2014
- EPIA, 2013, Self consumption of PV electricity
- Eurelectric, 2013, Network tariff structure for a smart energy system
- European Commission, 2013, European Innovation Partnership on Smart Cities and Communities: Strategic Implementation Plan
- PVPS, 2013, Trends 2013 in Photovoltaic Applications
- SunEdison, 2011, Enabling the European consumer to generate power for self-consumption

<sup>i</sup> La situación de paridad de red de varios países y segmentos del mercado se puede consultar en el *Grid Parity Monitor*: <http://www.leonardo-energy.org/photovoltaic-grid-parity-monitor>

<sup>ii</sup> Los países incluidos son: Alemania, Australia, Bélgica, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, España, Estados Unidos, Francia, Israel, Holanda, Italia, Japón, México, Reino Unido y Suiza.

<sup>iii</sup> En muchos casos la parte variable de la tarifa eléctrica remunera no sólo costes variables del sistema (p. ej. coste de la energía) sino también costes fijos (p. ej. mantenimiento de las redes eléctricas). Por ello, un descenso del consumo de electricidad de la red conlleva una reducción de los ingresos del sistema eléctrico.

<sup>iv</sup> Se debe tener en cuenta que los resultados cambian en la medida que los parámetros del caso base varían.

# OPORTUNIDADES DE DESARROLLO DE LAS SMART CITIES Y CONSIDERACIONES PARA ESTABLECER UNA ESTRATEGIA A LARGO PLAZO

José Ignacio Briano, Socio, ECLAREON

**Resumen:** ECLAREON ha llevado a cabo un análisis de casos de Smart Grids con el fin de mostrar las similitudes existentes, comparar la variedad de estrategias de implementación y analizar el objetivo de los proyectos. Se estudiaron varios componentes de Smart Grids, siendo los contadores inteligentes el elemento básico de todos los proyectos. Por un lado, se concluye que con el fin de aumentar la probabilidad de éxito de un proyecto se debe establecer un objetivo claro y no se recomienda incluir un número excesivo de tecnologías. Además, se debe tener en cuenta la participación de un gran número de actores (reguladores, servicios públicos, consumidores, fabricantes de equipos, etc.).

**Palabras clave:** Smart Grids, Smart Cities, Contadores Inteligentes, AMI, Gestión de la Demanda, Involucración del Consumidor, Automatización de la Red, Energías Renovables, Generación Distribuida

## INTRODUCCIÓN

Numerosos proyectos de Smart Cities se han realizado o están siendo implementados en la actualidad, en ciudades de todo el mundo. ECLAREON ha llevado a cabo un análisis de cerca de 40 casos de Smart Cities con el objetivo de extraer conclusiones y buenas prácticas.

Los casos analizados son variados: desde pequeños proyectos piloto hasta proyectos más ambiciosos que incluyen varias tecnologías de Smart Grids, cubriendo varias regiones geográficas (Europa, Norteamérica y América Latina, Asia, Oriente Medio y Australia).

## EL PROYECTO

El proyecto realizado por ECLAREON se titula “*Sustainable electric systems - Smart City Light House Cases*” y consiste en analizar casos de Smart Cities con especial atención a los siguientes componentes de las Smart Grids:

- Contadores inteligentes y AMI (infraestructura de medición avanzada)
- Gestión de la demanda
- Involucración del consumidor
- Automatización de la red
- Energías renovables

Además, se estudiaron aspectos económicos tales como la inversión, la rentabilidad y el ratio coste-beneficio.

## METODOLOGÍA

Atendiendo principalmente a las tecnologías mencionadas, se ha recopilado información de fuentes secundarias así como de entrevistas con Project Managers de algunos de los proyectos estudiados. Las siguientes figuras muestran un resumen de la información obtenida:

Country	City	Project name	Budget (MEUR)	Smart meters	Demand-Side Management			Customer engagement		Grid Automation		Renewable Energy		
					TOU	In-Home Displays	Automatized electrical appliances	Customer engagement	DA	SA	Home PV	VPP	CHP	
United Arab Emirates	Abu Dhabi	Maasdar	14,440.0	✓		✓		✓	✓	✓		✓		
Australia	Perth	Perth Solar City	36.4	✓	✓			✓		✓		✓		
Austria	Graz Mitte	Reinighaus (barrio inteligente)	4.2	✓				✓				✓		✓
Austria	Viena	Aspem "Smart Urban Lab"	40.0	✓				✓				✓		
Austria	Salzburg	Smart Grids Model Region Salzburg	1.0	✓				✓		✓		✓		✓
Austria	Upper Austria	Linz 2050	0.2	✓				✓				✓		
Brazil	Búzios	Cidade Inteligente Búzios	13.7	✓				✓		✓		✓		
Chile	Santiago	Smart city Santiago	NA	✓				✓		✓		✓		
France	Lyon	Greater Lyon Smart City II (Lyon Confluence urban development project)	NA	✓	✓			✓				✓		
France	Lyon	Greater Lyon Smart City III (Linky Smart Grid)	69.0	✓	✓			✓		✓		✓		
France	Lyon	Greater Lyon Smart City I (Irkany Project)	NA	✓				✓				✓		
Germany	Cuxhaven	eTelligence	31.0	✓	✓			✓				✓		✓
Germany	Mülheim and Krefeld	E-DelMa	22.0	✓	✓			✓						
Germany	Aachen	Aachen model region, Smart Watts	20.0	✓	✓			✓				✓		
Germany	Mannheim	MolMa	20.0	✓	✓			✓		✓		✓		
Japan	Yokohama	Yokohama Smart City Project	533.0	✓	✓			✓		✓		✓		
Latvia	Riga	Promotion of Energy Efficiency in Households	NA	✓				✓				✓		✓
Netherlands	Amsterdam	Amsterdam Smart City	60.0	✓	✓			✓		✓		✓		
Netherlands	Meppel	Nieuweense Landen Meppel	5.0	✓				✓		✓		✓		✓
Netherlands	Breda	Easy Street / Meulensple	NA	✓	✓			✓		✓		✓		✓
Netherlands	Hoogerkerk	The power-matching city	NA	✓				✓		✓		✓		✓
Netherlands	Zwolle	Muziekwijk	NA	✓	✓			✓		✓		✓		✓

Figura 1. Listado de proyectos analizados (I).

Country	City	Project name	Budget (MEUR)	Smart meters			Demand-Side Management			Customer engagement		Grid Automation		Renewable Energy		
				TOU	In-Home Displays	Automatized electrical appliances	Customer engagement	DA	SA	Home PV	VPP	CHP				
Norway	Steinkjer	Demo Steinkjer	4.8	✓	✓				✓	✓		✓				
Portugal	Évora	InovGrid	15.0	✓	✓				✓	✓		✓				
South Korea	Jeju	Smart Grid Test-bed	152.0	✓		✓			✓	✓		✓				
Spain	Málaga	Smart City Málaga	31.0	✓		✓			✓	✓		✓				✓
Spain	Corredor de Híjaros	Price	34 (w/o smart meters)	✓	✓				✓	✓						
Sweden	Gotland	Smart City Gotland	28.0	✓		✓			✓	✓						
Sweden	Malmö	Hyllie	22.0	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓			
Sweden	Stockholm	Stockholm Royal Seaport	18.0	✓		✓			✓	✓		✓	✓			
UK		Energy Demand Research Project	23.6	✓		✓			✓	✓						
US	San Diego	Ecoluxury Apartments	44.8	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓			
US	Fort Collins	Fort Zed and SGDP	27.5	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓			
US	Chattanooga	Chattanooga Smart Grid	300.8	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓			
US	Boulder	SmartGridCity	100.0	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓			
US	Houston	Energy Insight	491.4	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓			
US	Naperville (Info of 2011)	Smart grid Initiative	22.0	✓		✓			✓	✓		✓	✓			
US	San Diego	SDG&E RDSI Demonstration Project	11.6	✓	✓	✓			✓	✓		✓	✓			

XX Data from primary and secondary sources  
XX Estimation

Not included in project  
Existing but extent unknown  
Existing but reduced implementation of technology or theme  
Extensive implementation of technology or theme during project  
No information available

Figura 2. Listado de proyectos analizados (II).

## RESULTADOS

### Contadores inteligentes

El análisis de casos de Smart Cities muestra que los contadores inteligentes son la tecnología más utilizada. Todos los proyectos analizados incluían contadores inteligentes en la estrategia de implementación, aunque el objetivo del proyecto fuera distinto.

Por ejemplo, en algunas ciudades se instalaron contadores inteligentes para mejorar la lectura de datos y en otras ciudades fueron combinados con otras tecnologías para dar a los consumidores un mayor valor añadido (p. ej. información adicional sobre su consumo y sobre elementos tales como las tarifas de electricidad).

Los contadores inteligentes, una tecnología probada y el componente más básico utilizado por todos los proyectos de Smart Cities, son un claro ejemplo de facilitador en el que basar el despliegue de otras tecnologías.

Como sugiere el proyecto Smart Watt realizado en Aachen, la implantación de contadores inteligentes todavía no es económicamente viable para los consumidores (los ahorros se encuentran entre 10 y 15 euros al año para los hogares y las empresas).

En muchos casos, la instalación de los contadores inteligentes se ha complementado con un despliegue de infraestructura de medición avanzada (AMI). Los contadores inteligentes junto con AMI pueden resultar en un consumo más eficiente, como se ha demostrado en el proyecto e-Telligence en Cuxhaven, donde se logró una reducción de la demanda máxima a través del despliegue de estas tecnologías, junto con tarifas eléctricas con discriminación horaria.

Para los servicios públicos, los medidores inteligentes y AMI tienen varios beneficios: automatizan la lectura de contadores, eliminan la necesidad de realizar estimaciones y visitas físicas por parte de los empleados, permiten la conexión/desconexión remota de los puntos de consumo y mejoran el servicio al cliente al proporcionar más información sobre el consumo.

De acuerdo con los estudios analizados, parece más eficaz llevar a cabo proyectos piloto antes del despliegue masivo de contadores inteligentes. En Naperville, por ejemplo, los contadores inteligentes que desde 2010 fueron instalados en 99% de los hogares ahora deben ser reemplazados, dado que los contadores inteligentes no son compatibles con la infraestructura de medición tradicional, provocando incendios debido al sobrecalentamiento. Si un piloto se hubiera llevado a cabo para identificar los problemas técnicos, la necesidad de reemplazo podría haberse evitado.

En Chile, por ejemplo, un proyecto piloto se inició para probar las funcionalidades de contadores con las condiciones de la red eléctrica y para confirmar los beneficios para los clientes, así como para identificar los cambios normativos necesarios para un despliegue masivo de Smart Grids.

### Gestión activa de la demanda

La gestión activa de la demanda (GAD) se centra en influir la demanda para reducir el consumo de energía o hacerlo más eficiente. En las Smart Cities analizadas para este estudio, la GAD ha tomado diferentes formas, pero muchos de los proyectos se centran en el desplazamiento de la carga. Todas las iniciativas han dado resultados positivos, ya que estaban bien estructuradas e implementadas.

### Involucración del consumidor

La aplicación de diferentes tecnologías puede conducir a la reducción del consumo y al aumento de la eficiencia, pero en general su aplicación requiere de la implicación del consumidor. La involucración del consumidor es esencial para el éxito de un proyecto de Smart Cities, porque la tecnología por sí sola no puede implementar cambios con respecto al patrón de consumo. Según han explicado sobre el proyecto de Fort Collins, la Smart Grid se beneficia de la integración de las tecnologías, pero para aprovechar todo

su potencial los usuarios tienen que participar. Por lo tanto, una de las prioridades en proyectos de Smart Cities es la involucración del consumidor en el sistema.

## **Automatización de la red**

Por el lado de suministro de electricidad, la red de transmisión y distribución juega un papel importante. En este sentido, los proyectos de Smart Cities han puesto en práctica diferentes tecnologías para automatizar la infraestructura de distribución y las subestaciones.

En Búzios, Brasil, elementos de control se instalaron en las dos líneas de transmisión y distribución, con el objetivo de controlar el flujo de energía, mejorar la calidad del servicio y evitar la necesidad de ampliar la capacidad de red.

## **Generación distribuida**

Numerosos sistemas de generación renovable se han instalado en varios proyectos de Smart Cities, con el objetivo de acercar parte de la generación eléctrica a los puntos de consumo y aumentar la proporción de tecnologías más limpias.

En las ciudades analizadas, se buscó integrar los sistemas renovables existentes o instalar nuevas plantas principalmente de las siguientes tecnologías:

- fotovoltaica
- solar térmica
- eólica
- biogás
- sistemas combinados de calor y electricidad (CHP) y combinación de calor, energía y refrigeración (CHPC)

Las ciudades han optado por la instalación de dichos sistemas en edificios públicos o directamente en los hogares de los consumidores. En Hoogkerk, por ejemplo, en todas las casas se han instalado paneles fotovoltaicos para el suministro de electricidad. Adicionalmente, se instaló un aerogenerador de 2,5 MW para satisfacer la demanda energética de los hogares.

## **Presupuesto**

El presupuesto depende en gran medida del alcance del proyecto y su objetivo. Por ejemplo, probar nuevas tecnologías requiere más inversión que implementar elementos existentes y ya probados.

Los presupuestos de los proyectos de Smart Cities ascienden como mínimo a 382 € por hogar participante y como máximo a 900.000 € (120.000 € si no se considera la ciudad de Masdar), dependiendo en gran medida del objetivo y alcance del proyecto.

## **CONCLUSIONES**

Como resultado del análisis de casi 40 casos, se han extraído conclusiones generales y una serie de buenas prácticas, que se resumen a continuación:

- Los objetivos de los proyectos de Smart Cities son variados, sin embargo, suele haber un enfoque común de reducción de emisiones a través de la eficiencia energética
  - o Mientras algunos proyectos tienen como objetivo la implementación de tecnologías relativamente maduras (p. ej. los contadores inteligentes), otras se centran en probar tecnologías incipientes de redes inteligentes, para implementarlas a medio plazo
  - o La mayoría de los proyectos representan piloto o de implementación de alguna tecnología en particular; pocos forman parte de una estrategia global de Smart Grids (como lo es Jeju en Japón)
  - o Algunos proyectos representan la fase inicial en la implementación de tecnologías

- Idealmente, los proyectos deben tener un objetivo principal y no incluir una cantidad excesiva de tecnologías ya que esto puede resultar en una menor eficacia global:
  - o Con el fin de facilitar la coordinación, las tareas deben ser estructuradas en módulos bien definidos y específicos
  - o Contar con proyectos y tareas estructuradas permite obtener datos estadísticamente representativos y comparables, lo que facilita la extracción de conclusiones
- El beneficio de las Smart Grids es variado, afectando a numerosos agentes y elementos:
  - o Consumo eléctrico y factura eléctrica de los consumidores finales de electricidad
  - o Reducción del tiempo de respuesta ante interrupciones de suministro
  - o Ahorro de costes (p. ej. a través de la lectura virtual de contadores)
  - o Mejor predicción de la generación de fuentes de energía renovables distribuidas
- Los proyectos de Smart Grids involucran a un gran número de actores: reguladores, servicios públicos, consumidores, fabricantes de equipos, sociedad, etc.
- Es complejo realizar una estimación fiable de la rentabilidad económica de los proyectos de Smart Grids para todos los actores involucrados:
  - o Un análisis de costo-beneficio requiere una visión a largo plazo y un entorno estable
  - o En muchos casos, una parte importante de los beneficios son externalidades, que son difíciles de cuantificar

Finalmente, el análisis muestra que los proyectos de Smart Cities son difíciles de comparar, ya que en muchos casos su naturaleza y organización es diversa y la información disponible no es suficiente para extraer conclusiones basadas en hechos.

Estas reflexiones deben tenerse en cuenta a la hora de implementar futuros proyectos y de evaluar los ya existentes. Un análisis más detallado, por tanto, debe centrarse en la homogenización de los datos y en el desarrollo de indicadores de rendimiento específicos.

Sobre la base de tales indicadores, los reguladores y decisores podrían reorientar los proyectos existentes, así como los nuevos planes, para concentrarse en las medidas más eficaces.

## AGRADECIMIENTOS

La realización de este proyecto por parte de ECLAREON fue posible gracias a la colaboración de varios profesionales, tales como Jack Coory (consultor), Project Managers de los casos de Smart Cities analizados y el *European Copper Institute*.

## REFERENCIAS

- Baker, Lee., 2013. "EPB Deploys America's Fastest Fiber-optic Smart Grid", Electric Energy Online.
- Database Smart Grid Information Clearinghouse, 2013.
- EDP Distribuicao, 2013. "Benefits in Energy Power Losses resulting from Smart Grids, CO2 Emissions and Fuel Combustion, IEA, 2012
- EPRI, 2012. "Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects".
- EPRI, 2010. "Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects".
- EPRI, 2009. "Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid."
- EWE, 2013. "eTelligence Final Report".
- IEEE Smart Grid, 2013. "Interview with Avnaesh Jayantilal".
- IASA, 2012. "Global Energy Assessment, Toward a Sustainable Future".
- Intelligent Utility, May-June 2013. "How to Manage a Smart Grid Communications Network."

# LIFE FACTORY MICROGRID

## IMPLANTACIÓN DE UN MODELO DE NEGOCIO SOSTENIBLE DE GESTIÓN ENERGÉTICA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES

**Joaquín Chacón**, Director de Desarrollo de Negocio Baterías, Jofemar, S.A.

**Isabel Carrilero**, Smart Grid Solutions Project Manager, Jofemar, S.A.

**Mónica Aguado**, Directora del Departamento de Integración en Red, CENER

**Resumen:** En este artículo Jofemar y CENER presentan su solución de microrredes, diseñadas de forma personalizada, para cubrir las necesidades de la mayoría de consumidores industriales. Esta innovadora solución optimiza la relación entre la generación y los consumos energéticos de las fábricas. Las microrredes están dotadas de un sistema de gestión inteligente que les permite adaptarse en tiempo real al perfil de consumo energético específico de cada instalación. Además, el sistema de gestión inteligente prevé factores como la producción en turnos, la estacionalidad, los picos de producción o la climatología. Con este modelo de negocio, denominado FACTORY MICROGRID, los usuarios pueden aumentar la fiabilidad de su servicio energético, con un menor número de interrupciones y tener un mayor control del uso específico de la energía consumida, al mismo tiempo que disminuyen tanto sus costes de operación como su impacto ambiental.

**Palabras clave:** Microrredes, industrial, gestión inteligente, integración, energías renovables, almacenamiento energético, baterías flujo.

### INTRODUCCIÓN

La gestión energética es un punto clave en la optimización de la cuenta de resultados de las empresas. Los consumos energéticos han ido aumentando progresivamente su impacto en los gastos de explotación y, lo más importante, contar con un suministro garantizado, eficiente, de calidad y a un precio previsible resulta fundamental para la gestión empresarial. Además, cada vez son más las empresas que se identifican con el desarrollo sostenible y deciden adaptar sus instalaciones a los objetivos 20-20-20 marcados por la Unión Europea para el 2020.

Por todo ello la incorporación de redes inteligentes en el ámbito industrial se perfila como una de las posibles soluciones para optimizar la gestión energética de las plantas a la vez que se aumenta el nivel de penetración de renovables y se reduce el impacto medioambiental.

Por estas razones, Jofemar y CENER han decidido dar un paso más y desarrollar un nuevo modelo de negocio para ofrecer a sus clientes una solución energética integral denominada FACTORY MICROGRID. Basado en el proyecto LIFE+ FACTORY MICROGRID, cofinanciado por la Unión Europea, este sistema se implantará en la fábrica de Jofemar entre 2014 y 2017. FACTORY MICROGRID, además de una red inteligente, es una solución integral que optimiza tanto la gestión energética como las necesidades de transporte de las empresas. La propuesta se adecúa a cada cliente e integra elementos de generación renovable (aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, biomasa etc.), de movilidad 'cero emisiones' (vehículos eléctricos) y de almacenamiento (baterías de flujo, baterías metal-aire, vehículos eléctricos). Todos ellos gestionados por un sistema inteligente capaz de adaptarse a los consumos energéticos instantáneos del cliente, la disponibilidad del recurso renovable, variabilidad de tarifas eléctricas y gestión de cargas despachables. FACTORY MICROGRID gestiona también los permisos necesarios y las posibles ayudas de las que puedan beneficiarse los clientes que adopten soluciones de este tipo.

La demostración a tamaño real del concepto FACTORY MICROGRID se hará en la planta de Jofemar en Peralta a lo largo de los próximos tres años. Para este proyecto concreto, la microrred se ha diseñado en base a las características específicas de la fábrica. Tras un detallado estudio, se concluyó que la configuración más adecuada para las necesidades de la planta de Jofemar era la instalación de: un aerogenerador de 100 kW, placas solares de 40 kW y baterías de flujo ZnBr, capaces de almacenar hasta

500 kWh de electricidad. La microrred integrará también, seis puntos bidireccionales de recarga de vehículos eléctricos y uno de recarga rápida de 50 kW, que alimentarán a 6 vehículos. Con esta topología se consigue generar energía de forma local disminuyendo los costes de operación al aplanar la curva de demanda. El consumo de energía pico se reduce al trasladar los consumos de las cargas despachables a horas valle o de máxima producción de renovable. La energía generada alimenta también a la flota de vehículos eléctricos de Jofemar que, además de cubrir las necesidades de movilidad de la planta, sirven como almacenamiento eléctrico adicional. De este modo la microrred consigue disminuir sus emisiones anuales de CO2 en más de 96 Tm.

La aplicación del concepto FACTORY MICROGRID en la planta de Peralta permitirá adquirir información extrapolable a otro tipo de topologías.

## PROYECTO LIFE “FACTORY MICROGRID”

### Introducción

Jofemar, referente mundial en la comercialización de soluciones integrales de dispensación automatizada, y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), desarrollarán entre 2014 y 2017 el proyecto LIFE FACTORY MICROGRID. Esta iniciativa, cofinanciada por la Unión Europea, tiene como objetivo demostrar que el uso de microrredes inteligentes es una de las soluciones más adecuadas para optimizar la generación y el uso de la energía de clientes industriales comprometidos con el desarrollo sostenible.

Este proyecto será la primera aplicación de un nuevo modelo de negocio con el que Jofemar y CENER quieren ofrecer a sus clientes una solución integral para sus necesidades energéticas y de movilidad sostenible. La microrred, pionera mundial con estas características, servirá de prototipo y planta piloto real para futuros desarrollos.

### Descripción

Actualmente Jofemar ofrece a sus clientes soluciones de transporte cero emisiones a través de su filial Hidroneo XXII. Consciente de que muchas empresas quieren ejercer un mayor control de sus consumos energéticos y de la eficiencia de sus instalaciones, Jofemar y CENER lanzan un nuevo modelo de negocio que garantiza a sus clientes soluciones energéticas integrales respetuosas con el medioambiente.

La solución energética integral consta de los siguientes pasos:

1. Auditoría exhaustiva de la planta: Consiste en una monitorización de los perfiles de consumo, identificando picos y valles, y localizando puntos de mejora. La auditoría servirá para analizar la eficiencia energética real de la empresa cliente y se podrá entender, diagnosticar y prever en detalle los consumos generados en la misma. La auditoría energética permite a los clientes adquirir un conocimiento profundo de sus consumos realizando un desglose energético de cada subsistema de la fábrica. Con esta información se realiza una optimización inicial de la potencia contratada, el término de energía y el factor de potencia. La auditoría incluye los contenidos exigidos por la norma española UNE 216501:2009.
2. Evaluación del recurso energético renovable del emplazamiento donde esté localizada la fábrica. Esto permite identificar la solución más adecuada para cada cliente.
3. Plan de eficiencia energética personalizado. Las mejoras propuestas inicialmente se enfocan a reducir consumos y diversificar fuentes energéticas. Dichas propuestas se clasifican en cuanto a la inversión necesaria, el ahorro energético, el ahorro económico las reducciones de CO2 y el periodo de retorno simple. Las mejoras no afectarán ni al confort de los trabajadores ni al proceso productivo.

4. Diseño de una microrred que incluya: elementos de generación renovable, almacenamiento y soluciones de transporte eléctrico. En el diseño definirá la gestión de las cargas despachables y los diversos modos de trabajo de la microrred.
5. Gestión de subvenciones.
6. Gestión de permisos.
7. Construcción de la microrred: Esta fase incluye la dirección del proyecto, obra civil, infraestructura eléctrica, la legalización y el seguimiento de la seguridad en obra.
8. Gestión inteligente de la microrred adecuando los consumos a la energía generada y almacenada en cada momento en la planta.
9. Mantenimiento preventivo y reactivo.
10. Certificación: Si la empresa cliente lo desea, la solución energética integral FACTORY MICROGRID se puede certificar de acuerdo a la norma UNE-EN ISO 50001:2011.

De este modo, por medio de FACTORY MICROGRID, Jofemar y CENER ofrecerán a sus clientes microrredes diseñadas de forma personalizada para cubrir sus necesidades específicas y que optimizarán la relación entre la generación y los consumos energéticos de su fábrica. Las microrredes estarán dotadas de un sistema de gestión inteligente que les permitirá adaptarse al perfil de consumo energético particular de cada cliente en tiempo real. Además, el sistema de gestión inteligente prevé factores como turnicidad, estacionalidad, picos de producción, tarifas energéticas o climatología.

Con este modelo de negocio Jofemar y CENER realizan un diseño individualizado de microrredes que permite a los clientes aumentar la fiabilidad de su servicio energético, con un menor número de interrupciones de servicio, y tener un mayor control del uso específico de la energía consumida, al mismo tiempo que disminuyen sus costes operativos. Dicha reducción de costes se maximiza al conseguir aplanar la curva de demanda reduciendo el consumo de energía pico, al trasladar los consumos de las cargas despachables a horas valle o de máxima producción de energía renovable. Otra ventaja económica es también operativa ya que la conexión y desconexión de cargas despachables de la red se puede gestionar en remoto. Esto permite planificar el mantenimiento preventivo, reduciendo el tiempo sin servicio y contribuyendo a la detección anticipada de fallos, lo que aumenta la vida útil de los equipos.

## Metodología

El servicio FACTORY MICROGRID se demostrará en la sede de Jofemar, ubicada en Peralta (Navarra). Tras un detallado análisis del recurso energético renovable, se identificó como mejor solución para el emplazamiento y perfil de consumo de la planta construir una microrred que contará con:

- Un aerogenerador de 100 kW,
- Paneles fotovoltaicos de 40 kW,
- Baterías de flujo ZnBr. La batería que se instalará en Peralta integra una tecnología desarrollada patentada por Jofemar. El innovador diseño de las baterías cumple con el objetivo de maximizar su densidad energética, robustez, fiabilidad y capacidad. Se ha considerado que estas baterías son las más adecuadas en este caso debido a su alta capacidad de respuesta, eficiencia en los ciclos de carga y descarga y menores requisitos de mantenimiento. La batería almacenará hasta 500 kWh de electricidad trabajando a 600 V DC y cuenta con sus propios convertidores.
- 6 puntos bidireccionales de recarga de vehículos eléctricos
- Un punto de recarga rápida de vehículos eléctricos de 50 kW,
- 6 vehículos eléctricos (3 coches, 2 furgonetas y 1 minibus)

Con este diseño de microrred se consigue optimizar no sólo la gestión energética de la fábrica, sino también sus necesidades de movilidad sostenible de corta y media distancia. Cabe destacar que, en este caso concreto, las baterías de los vehículos eléctricos se utilizarán como sistema de almacenamiento eléctrico adicional.

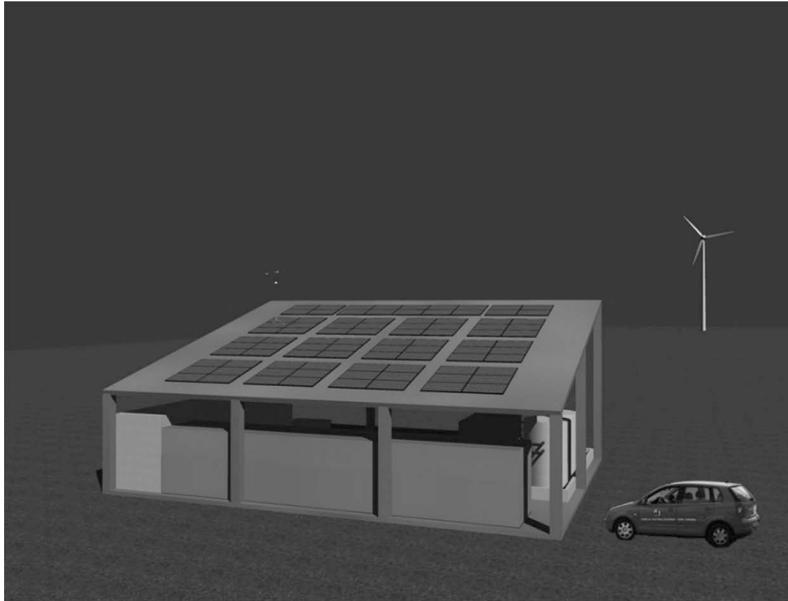


Figura 1. Diseño de la Microrred que se situará en la planta de Jofemar de Peralta.

La arquitectura de comunicaciones diseñada específicamente para la microrred permite gestionar de manera eficiente los diferentes recursos de energía de la microrred, adaptándose a las necesidades instantáneas de la planta y teniendo en cuenta factores como las previsiones de consumo horarias y estacionales, tarifas eléctricas, previsiones de recurso renovable, baterías, cargas despachables etc. El sistema de coordinación y control de la microrred se estructurará en varios niveles de acuerdo a una estrategia jerárquica que garantiza un control descentralizado de la microrred.

La microrred se ha diseñado teniendo en cuenta aspectos de seguridad y fiabilidad con el objetivo de construir un sistema consistente y tolerante a fallos. El sistema cuenta con una estrategia de actuación en caso de producirse fallos en las comunicaciones a distintos niveles, así como ante fallos de los elementos y dispositivos de control local de la microrred. Por último, el sistema de control permitirá el funcionamiento de la microrred tanto en modo conectado a red, como en modo isla, aislado de la red principal.

La posibilidad de funcionamiento tanto en isla como en modo conectado a red es de especial relevancia pues permite adaptarse a las características y necesidades de cada cliente. Se ha trabajado especialmente en coordinación y control de los sistemas pues es un aspecto fundamental cuando se trabaja en modo isla dónde es fundamental garantizar la estabilidad de tensión y frecuencia y el seguimiento rápido de carga en la microrred.

La implantación del concepto FACTORY MICROGRID en la planta de Jofemar en Navarra reducirá las emisiones totales de CO<sub>2</sub> de la misma en 96 Tm anuales, de las cuales 35 Tm serán consecuencia del uso de energías renovables, 38 Tm de la integración de una flota eléctrica y 23 Tm de la gestión inteligente de las cargas.

## CONCLUSIONES

Las microrredes son la solución más adecuadas para empresas comprometidas con el desarrollo sostenible interesadas en que sus fuentes de energía sean eficientes, fiables y seguras. Las microrredes se pueden diseñar para adaptarse a las necesidades energéticas específicas de cada cliente y pueden trabajar tanto en modo isla, como conectadas a la red. La integración de vehículos eléctricos con puntos de recarga bidireccionales proporcionan capacidad de almacenamiento eléctrico adicional, al mismo tiempo que cubren las necesidades de movilidad sostenible de corta y media distancia. La gestión

optimizada del almacenamiento eléctrico reduce las incidencias de corta duración y los cortes de suministro. La alta eficiencia de las baterías de flujo Zn-Br permite minimizar la compra de energía en horas de tarifa máxima y disminuir la potencia contratada. Las nuevas tecnologías de control de las microrredes permiten a las empresas una participación activa en su gestión energética, modulando su demanda para minimizar los costes y optimizar los recursos.

## **AGRADECIMIENTOS**

Se agradece el soporte económico del programa LIFE por medio del proyecto: LIFE13 ENV/ES/000700.

# GREEN BUTTON: HELPING CONSUMERS TO FIND AND USE THEIR ENERGY DATA

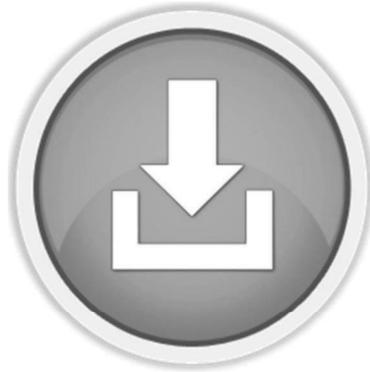
**Alicia Carrasco**, EMEA Regulatory Affairs Director, Siemens

**Resumen:** Green Button es una iniciativa que facilita un formato estándar que permite a los consumidores, no solo tener uso de sus datos de consumo eléctrico y poderlos compartir con terceras partes autorizadas, sino que promueve un mayor uso de esta información, gracias a la estandarización del formato.

**Palabras clave:** Información, Eficiencia, Liberalización, Consumidor, Estándar, Simplificación, Formato, Energía, Contadores Inteligentes

## INTRODUCCIÓN

El Green Button es una iniciativa del gobierno americano que proporciona a compañías eléctricas una manera de simplificar y estandarizar el compartir la información de consumo de electricidad con los clientes por medio de una descarga con un solo clic. Proporciona acceso a los clientes residenciales a sus datos de consumo energético siempre en el mismo formato, independientemente de la compañía eléctrica. En formato xlm, el consumidor se descarga información sobre su consumo de electricidad, pudiendo compartir con terceras partes (autorizadas a usar estos datos). Por ejemplo programadores de aplicaciones que busquen asociar estos datos con aplicaciones de cuando reducir el consumo de energía. Se estudiara su progreso, implementación y avances. Por último, especificar como la estandarización de los datos abre la puerta a terceras partes simplificando el proceso y abaratando costes de introducción en el mercado de servicios energéticos.



*Figura 1. Logotipo Green Button.*

La Iniciativa Green Button nació como petición en septiembre de 2011, del director de Tecnología de EEUU, Aneesh Chopra, a las compañías eléctricas desarrollar el Green Button. Siendo una iniciativa voluntaria, responde a la idea de que los consumidores deben tener acceso a la información sobre su consumo de energía en formato electrónico, descargable y fácil de usar, y que ofrezca utilidad a empresas que con esos datos puedan ofrecer servicios a los consumidores.

**Empower Consumers and Enable Better Decisions**  
Data.gov Model for “Computer-Friendly” Access, Importance of Privacy

**Energy.Data.gov** **Empowerment Case Studies**

**“To the extent practicable ...publish information online in an open format (machine readable) without restrictions that would impede..re-use...”\***

**ARRA grants to Reliant, CenterPoint, NSTAR, others enhance open access to usage data**

Source: <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2009/02/26/energy-data-gov> - Tendi: [www.smartgrids.com](http://www.smartgrids.com)

Figura 2. Modelo de acceso a datos energéticos e importancia de la privacidad.

Con esta información a su alcance, los consumidores tienen la posibilidad de tomar mejores y fundamentadas decisiones sobre su uso de energía. Esto combinado con servicios que le permitan tomar acción, le da la posibilidad de gestionar más activamente su uso energético. Por otra parte, y el hecho que esta información esté disponible en formatos de archivo estándar, ayudará a impulsar tanto nuevas aplicaciones como nuevos dispositivos que permitan un consumo más eficiente.

El Green Button establece un estándar, lo que hace que los consumidores siempre obtengan los datos sobre su consumo en el mismo formato, independientemente de la compañía eléctrica que sea su distribuidora o comercializadora. Esto último permite que se abaraten los costes de producción de tecnologías innovadoras que utilice información sobre el consumo de energía, abriendo el espacio competitivo no solo a grandes empresas, sino a pequeñas e incluso a estudiantes que desarrollen aplicaciones para móviles.

Éstas son algunas de los ejemplos de usos del Green Button:

- Calefacción y refrigeración: la personalización de los termostatos para el ahorro y la comodidad;
- Educación: competiciones de eficiencia de la comunidad y de la energía de los estudiantes;
- Adaptaciones: mejora de las herramientas de apoyo para facilitar las renovaciones de eficiencia energética;
- Verificación: medición de las inversiones en eficiencia energética estructural;
- Inmobiliarios: costes de energía para los inquilinos y / o nuevos compradores de casa; y
- Solar: optimizar el tamaño de los paneles solares en los techos.

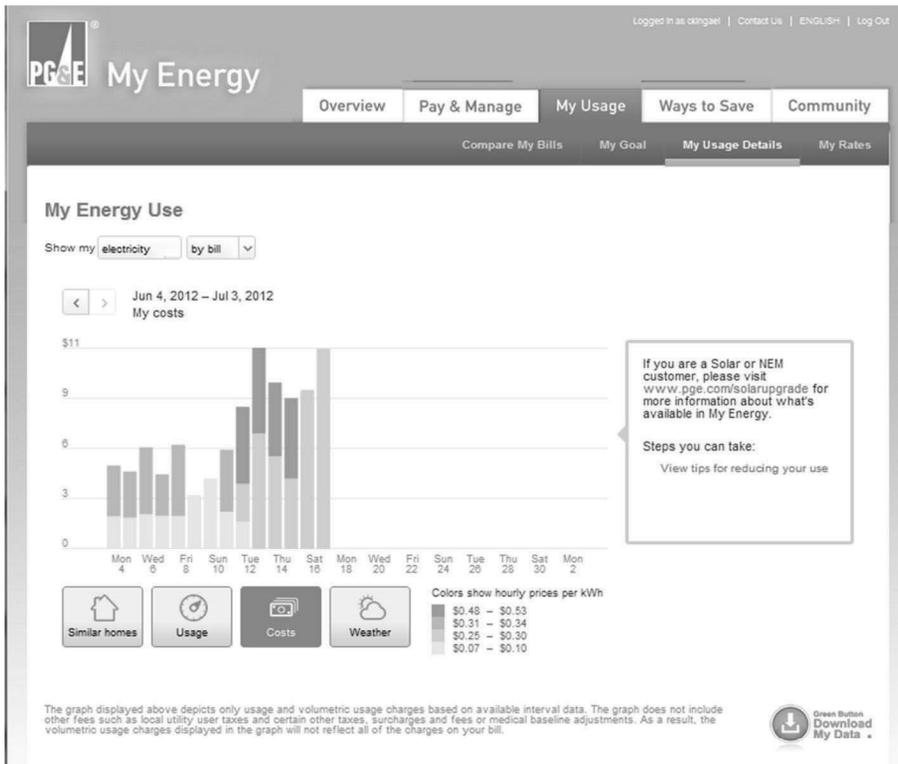


Figura 3. Interface de consumo energético personal.

El Green Button, no es más que un botón verde en la web de la compañía eléctrica donde el consumidor puede pulsar y obtener sus datos. Con esos datos una tercera parte puede utilizarlos para una aplicación como PEV4me calculator, que ayuda al consumidor que tiene un coche eléctrico a entender el impacto económico y medio ambiental de conducir su coche eléctrico. Los resultados están personalizados y están basados en el número de kilómetros históricos que diariamente el conductor a hecho, al igual que el consumo historio de electricidad (estos son los datos que salen del Green Button)

The screenshot shows the 'Plug-in Electric Vehicle (PEV) Calculator' web interface. It includes the following fields and options:

- Select a plug-in electric vehicle:** A dropdown menu with 'Nissan Leaf' selected.
- Enter average miles driven per day:** A text input field containing '40'.
- Enter miles per gallon (mpg) for most recent gas vehicle:** A text input field containing '22'.
- Enter estimated cost per gallon of gasoline:** A text input field containing '4.25'.
- Upload your Green Button data file with at least 1 year of usage (.zip or .xml file) Where do I get this?:** A file upload field with a 'Browse...' button.
- Calculate:** A large grey button to perform the calculation.

Additional text on the page includes: 'currently supports PG&E customers', 'The PEV4me calculator helps potential and new plug-in electric vehicle (PEV) drivers understand the financial and environmental impact of operating a PEV. Results are personalized based on a driver's estimated daily miles driven and historical electricity usage extracted from Green Button data. Learn more', and 'Or login directly to PG&E to get your Green Button data'.

Figura 4. Interface web de cálculo de coste de vehículo eléctrico.

## METODOLOGÍA Y DETALLES TÉCNICOS

En la imagen inferior aparecen en detalle los estándares que están detrás del Green Button.

### THE STANDARDS BEHIND THE GREEN BUTTON

The following figure illustrates the progression of SGIP inspired and collaborated standards development activities that resulted in a firm foundation for an interoperable Green Button:

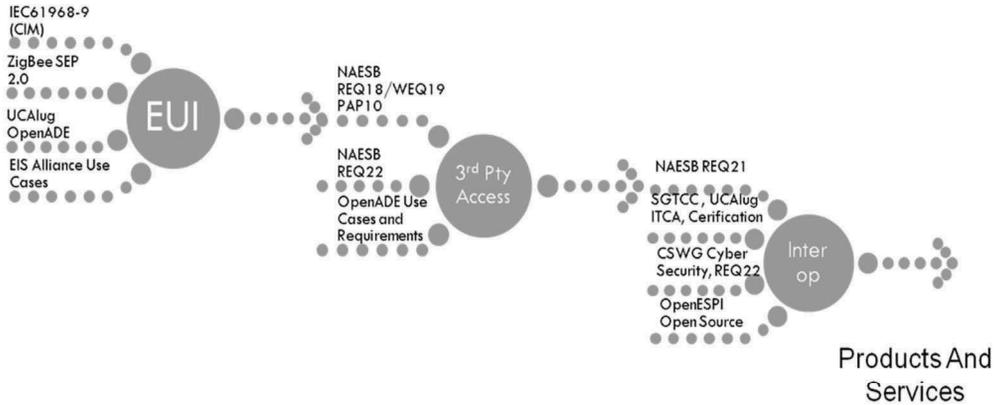


Figura 5. Estándares detrás de Green Button. (Fuente: <http://collaborate.nist.gov/twiki-sgrid/bin/view/SmartGrid/GreenButtonInitiative>)

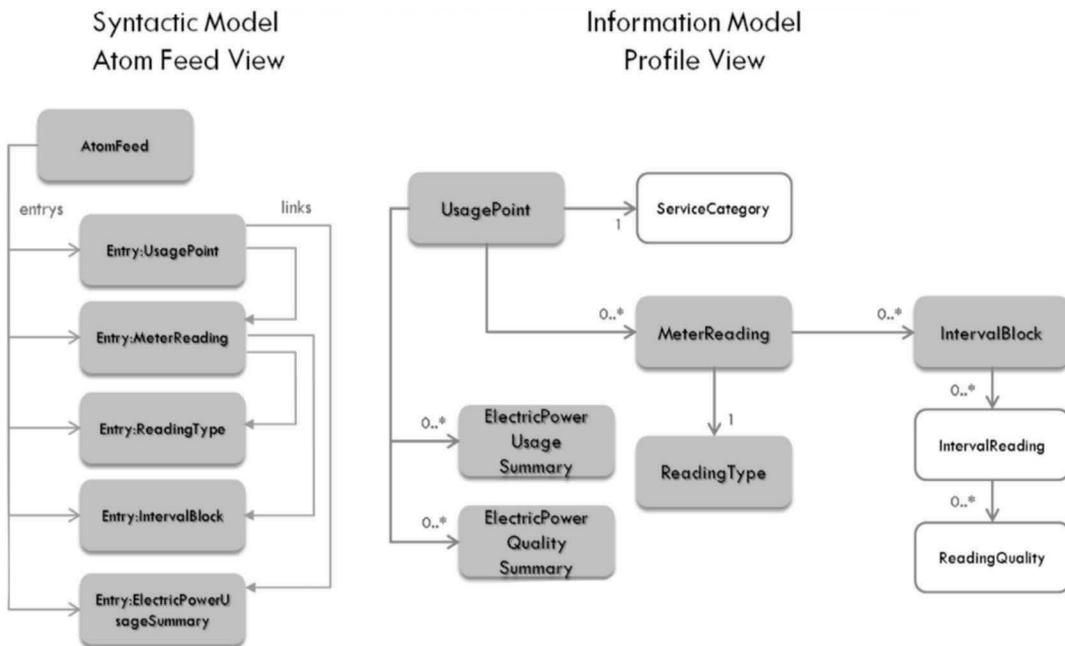


Figura 6. Sumario del modelo ESPI basado en EUI.



Figura 7. Mapa que contiene los estados donde los consumidores tienen ya el Green Button.

## CONCLUSIONES

El Green Button es un estándar de datos de consumos, que permite al consumidor tomar decisiones sobre como consumir de manera más eficiente, y como sacar beneficio de su consumo. A la vez:

- La estandarización de los datos abre la puerta a terceras partes simplificando el proceso y abaratando costes de introducción en el mercado de servicios energéticos.
- Permite tomar decisiones a los consumidores basada en su consumo real.
- El coste de implementación es bajo.

# FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

**José Ignacio Pradas Poveda**, Director de Mercado Interior,  
Asociación Nacional de Fabricantes de Bienes de Equipo, SERCOBE

**Resumen:** La financiación de proyectos de redes eléctricas inteligentes es un factor fundamental para su despliegue y supone, a la vez, un desafío para el análisis de los proyectos. En el caso de las redes eléctricas inteligentes, la inversión en equipos que mejoran la eficiencia de las infraestructuras y aportan valor merced a la electrónica de potencia y a las TIC ofrece posibilidades de nuevos modelos de negocio en la industria eléctrica. Se abordan estos aspectos y los denominados proyectos de interés común con los que la UE va a impulsar las redes eléctricas inteligentes en el contexto del mercado interior de electricidad.

**Palabras clave:** Redes Eléctricas Inteligentes, Financiación de Proyectos, Proyectos de Interés Común; Smart Grids, Project Finance, Projects of Common Interest

## FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Las redes eléctricas inteligentes constituyen un nuevo paradigma de ordenación del sistema eléctrico en el cual la aportación de valor de los agentes y de las tecnologías instaladas y de potencial desarrollo merece un tratamiento distinto a la práctica habitual. Además, se da la circunstancia de que se trata de tecnologías innovadoras que operan en red –algunas de ellas, aleatorias y no permanentes, como las energías eólica y solar, por lo que la financiación de proyectos de inversión en redes inteligentes es en sí misma un elemento clave para su propio despliegue.

En consecuencia, las redes eléctricas inteligentes también implican un cambio de modelo de análisis coste-beneficio de proyectos de inversión y, por ende, de la estimación de los flujos de caja asociados a la implantación de tecnologías de operación más eficiente de las redes eléctricas.

El sistema eléctrico es un sector intensivo en capital (también en conocimiento), de ahí que la financiación sea un factor determinante en la gestión de proyectos. En el caso de las redes eléctricas inteligentes, la inversión en equipos que mejoran la eficiencia de las infraestructuras y aportan valor en virtud al progreso técnico alcanzado por electrónica de potencia y TIC, requiere un análisis de nuevos modelos de negocio en la industria eléctrica, tales como las denominadas plantas virtuales de generación y las compañías agrupadoras de oferta y de demanda de “prosumidores”.

La regulación del sector eléctrico es otro factor esencial en las decisiones de los agentes y la estimación de los retornos de inversión está supeditada a marcos regulatorios estables. En ese sentido, el mercado interior europeo de electricidad ofrece un marco ambivalente con un horizonte temporal a medio y largo plazo en el que se combinan el principio necesario de subsidiariedad de los Estados miembros y la tendencia imparable que ofrece el progreso tecnológico para facilitar soluciones más eficientes de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el almacenamiento.

Desde un nuevo paradigma de mercado en el que se reforman las estructuras de monopolio natural evolucionando hacia mercados en los que los consumidores asumen un papel central y de mayor poder al ser capaces de gestionar su propia demanda en nuevos escenarios de generación distribuida y de autoconsumo, y la integración de vectores de consumo intensivo como la electromovilidad es una necesidad, la financiación de proyectos de inversión abre enormes posibilidades.

En síntesis, la financiación de proyectos es un elemento esencial para el despliegue de las redes eléctricas inteligentes y su viabilidad depende de la comprensión de las implicaciones tecnológicas asociadas a los nuevos modelos de negocio por parte de los agentes financieros y a la materialización de

las expectativas en flujos de caja reales y contrastados. Este nuevo entorno constituye el objeto central del análisis coste-beneficio y sobre el que pivota la monetización del impacto de las redes inteligentes.

La comunicación concluye reconociendo el esfuerzo financiero emprendido por la Unión Europea para impulsar su liderazgo industrial en el desarrollo tecnológico y en la demostración de proyectos piloto de redes eléctricas inteligentes en territorio europeo, en los que los programas marcos de I+D han sido la principal fuente de financiación de desarrollos tecnológicos y así seguirá siendo con Horizonte 2020.

## **LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES**

Con el objetivo de impulsar de forma eficaz las redes eléctricas inteligentes dentro de la política energética comunitaria y de su integración en el mercado interior de electricidad, la Comisión Europea decidió crear un grupo operativo que lleva trabajando desde 2009. Dentro de la estructura diseñada, se crearon varios grupos de expertos, de los cuales el tercero y el cuarto se dedicaron a recomendaciones regulatorias para el despliegue (EG3) y al desarrollo de infraestructuras de redes inteligentes (EG4), respectivamente. El objetivo es definir los criterios de selección y financiación de proyectos de interés común.

### **Nuevos modelos de negocio como mercados de referencia**

En el grupo operativo de redes inteligentes dedicado a las recomendaciones regulatorias para el despliegue (EG3) se han analizado modelos de negocio, los aspectos sociales (costes y beneficios) y la flexibilidad de la demanda, analizándose casos de referencia de modelos de negocio. A modo de ejemplo, se presentan dos casos:

Caso I. Facilitado por las funcionalidades de los contadores inteligentes, el patrón de comportamiento del consumidor le permite gestionar la respuesta de demanda. Además del despliegue necesario de los contadores inteligentes, el uso intensivo de grandes datos de consumo permite la optimización de la red, incluyendo opciones de interfaz de comunicaciones con los dispositivos de gestión de energía. La culminación de estructura de mercado vendría por la posibilidad de agregar e integrar la respuesta de demanda.

Caso II. Establecimiento de una plataforma para la agregación de recursos de generación distribuida. Diversos proyectos han desarrollado los medios técnicos para diseñar una herramienta de agregación: arquitectura de control de la coordinación centralizada de recursos de generación distribuida; diseño viable de una central térmica virtual (agregación de energías renovables, microgeneración); establecimiento de una plataforma completa de transacciones de servicios de suministro de electricidad a partir de generación distribuida.

### **Un nuevo paradigma de mercado eléctrico: el valor de la flexibilidad**

La reflexión sobre el papel del consumidor activo capaz de convertirse en productor de electricidad no debería quedarse sólo en el plano teórico, sino que es preciso que pase a la acción práctica favorecida por una regulación que incentive la innovación y el despliegue de las tecnologías más eficientes.

Las redes eléctricas inteligentes van más allá de la integración necesaria de energías renovables (libres de emisiones) y en ellas encuentran sentido económico soluciones de generación distribuida, gestión activa de la demanda incluyendo la respuesta de demanda por parte de los consumidores, circunstancia en la que la electrónica de potencia cobra todo su valor. En consecuencia, se plantean nuevos modelos de negocio muy variados en el que interaccionan los agentes tradicionales, con nuevos entrantes y con el potencial que ofrecen las TIC.

Según las recomendaciones planteadas por los expertos del grupo operativo que asesora a la Comisión Europea, se plantean dos recomendaciones para la flexibilidad:

- Recomendación 1: los Estados miembros y las agencias nacionales de regulación deberían asegurar que el valor de la flexibilidad se maximiza para los consumidores y para otros suministradores de dicho servicio de flexibilidad, y que continúa siendo así en un mercado en evolución.
- Recomendación 2: la Comisión Europea y los Estados miembros deberían asegurar que los consumidores y otros suministradores de flexibilidad cuentan con la suficiente información y con las herramientas necesarias, y con los servicios adaptados a las necesidades de los consumidores, de forma que se integren en el mercado adecuada y eficazmente, y así puedan extraer el máximo valor de la flexibilidad suministrada.

## ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO DE PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

La referencia fundamental para la realización de un análisis coste-beneficio ha sido aportada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea (conocido como *Joint Research Centre* en inglés), el cual ha elaborado unas directrices al respecto como metodología básica empleada para evaluar proyectos.

Los pasos a seguir para analizar de forma pormenorizada los costes y beneficios de ejecutar un proyecto de redes inteligentes serían:

- Paso 1. Revisión y descripción detallada de las tecnologías, los elementos y los objetivos cuantitativos del proyecto.
- Paso 2. Inventario de los activos integrando sus funcionalidades.
- Paso 3. Inventario de las funcionalidades integrando sus beneficios.
- Paso 4. Definición de unos parámetros de servicio de referencia.
- Paso 5. Estimación monetaria de los beneficios e identificación de los beneficiarios del proyecto.
- Paso 6. Identificación y cuantificación de los costes del proyecto.
- Paso 7. Comparación de costes y beneficios.

Con carácter previo, será preciso definir unas condiciones de contorno y una serie de parámetros del servicio de suministro de energía eléctrica. Estos requisitos son necesarios para la estimación y cuantificación de costes y beneficios: el tipo de interés de descuento de los flujos de caja; el horizonte temporal del análisis y del proyecto; la secuencia de programación y de ejecución; el impacto del marco regulatorio en los parámetros en que se asume la construcción del proyecto; las tecnologías desplegadas; la transferencia de carga pico y la reducción de consumo inducido; y, por supuesto, la estimación de demanda de electricidad.

Adicionalmente, es necesario realizar un análisis de sensibilidad, el cual nos aportará criterios para manejar distintos escenarios posibles de desarrollo del proyecto. Las variables sobre las que realizaríamos este estudio serían las siguientes: la tasa de crecimiento de la energía consumida y del potencial de eficiencia energética; la transferencia de carga pico; el porcentaje del nivel de pérdidas de electricidad en actividades de transporte y distribución; el número estimado de minutos con interrupción del suministro; el valor de la carga perdida; el tipo de interés de descuento; y el programa de implantación del proyecto.

En la estimación de los impactos, costes y beneficios, será necesario fijar índices de fiabilidad (probabilidad de interrupción de suministro), eficiencia en las operaciones del sistema en su conjunto y de los componentes individuales del mismo. Otro beneficio asociado a la mejora de eficiencia que suponen las redes inteligentes sería la disminución de robos de electricidad, mientras que por el lado de los costes de explotación, deberán tenerse en cuenta los cambios de procedimientos y de sistemas de información. Con carácter complementario, se recomienda la realización de un análisis cualitativo del

impacto del proyecto. Esta evaluación de carácter no monetario implica valorar la importancia del despliegue de una red eléctrica inteligente en términos de mejora de prestaciones (eficiencia) del sistema y de aspectos medioambientales (disminución de emisiones) y sociales asociados al proyecto (comodidad de los hogares, seguridad energética).

Todo este ejercicio debe estar basado en la medida de lo posible en parámetros científicos y técnicos. El problema radica en la escasa experiencia acumulada en el despliegue práctico y simultáneo de las tecnologías asociadas a las redes eléctricas inteligentes. Aunque en muchos casos son tecnologías ya experimentadas, su uso convergente no está lo suficientemente contrastado y es por ello que existan incertidumbres no tanto sobre la fiabilidad de los equipos, como sobre las prestaciones funcionales inducidas por los equipos. En ese sentido, se pone de manifiesto una asimetría entre tecnología y finanzas, la cual tendría reflejo en las estimaciones de flujos de caja.

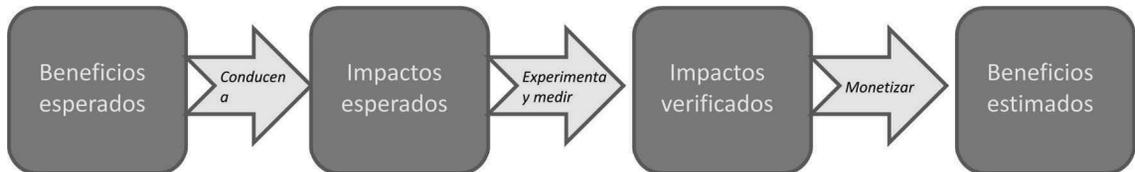


Figura 1. Vínculos de beneficios esperados hasta beneficios estimados en el análisis coste-beneficio a través de experimentación para verificar los impactos.

## LA FINANCIACIÓN EUROPEA CLAVE PARA EL DESARROLLO DE LAS REDES INTELIGENTES

Las redes eléctricas inteligentes son una prioridad política para la Unión Europea, tal y como se reflejan en las iniciativas de cooperación dentro de la Estrategia Europa 2020. La financiación comunitaria está siendo fundamental para incrementar el conocimiento (I+D), explorar la viabilidad (proyectos de demostración) y el despliegue tecnológico en el contexto del mercado interior de electricidad.

### Horizonte 2020: Programa marco de I+D de la Unión Europea

El inventario de proyectos de redes eléctricas inteligentes en la Unión Europea es una obra realizada por el Centro Común de Investigación iniciada en 2011 y que se va actualizando anualmente. En la página de internet (<http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>) se pueden obtener datos de los 459 proyectos lanzados desde 2002, cuya inversión acumulada asciende a 3.150 millones de euros.

Por el interés generado desde el punto de vista de eficiencia energética, de beneficios sociales y de política industrial, las redes eléctricas inteligentes son prioritarias para las políticas de la Unión Europea y de buena parte de sus Estados miembros: 22% son aportados por la Unión, 18% por programas nacionales y 9% por entidades reguladoras nacionales. En suma, sólo el 51% de los recursos financieros empleados en proyectos de redes eléctricas inteligentes han sido aportados por los agentes privados.

La mayoría de las tecnologías está en fases consolidadas de madurez. Sin embargo, aún subsisten importantes incertidumbres técnicas ligadas a la integración en las redes existentes. Semejante escenario provoca que la mayor parte de los proyectos de redes inteligentes y de las inversiones asociadas sean para demostración y despliegue (72% del total para 249 proyectos).

Del 26% de inversión de proyectos en I+D correspondientes a 210 proyectos, el Programa Marco de I+D de la Unión Europea se erige en la principal fuente de financiación de proyectos en el campo de las redes eléctricas inteligentes. Bajo este esquema se han financiado la mayor parte de los 172 proyectos multinacionales (37% del total) con una inversión total agregada de 1.350 millones de euros (43%). Otra virtud del Programa Marco es facilitar la constitución de consorcios pluridisciplinares, con una amplia variedad de agentes participantes: TSO, DSO, fabricantes de bienes de equipo, universidades, compañías desarrolladoras de TIC.

Por lo que se refiere a las TIC, DG Connect presentó sus prioridades en la convocatoria bajo el objetivo ICT-2013.6.1 Smart Energy Grids con un presupuesto de 13 millones de euros: explorar el potencial de atraer a diferentes agentes tanto del mundo de las compañías eléctricas como del sector de telecomunicaciones con el fin de poder desarrollar enfoques comunes de aprovechamiento sinérgico de las infraestructuras de servicios de redes digitales y eléctricas inteligentes. El foco de atención se pone en la gestión de datos (*'big data'*), incluyendo el intercambio de información con los operadores de redes de transporte y con los usuarios finales, y en la exploración de nuevos modelos de negocio para las compañías distribuidoras (uso rentable y de valor de los datos del consumidor).

## Redes transeuropeas de energía: Facilidad Conectar Europa

Las redes transeuropeas de electricidad han centrado su actividad en facilitar las interconexiones entre sistemas nacionales. Con la necesidad de reforzar la seguridad energética, los proyectos de impulso de redes eléctricas inteligentes van a recibir un impulso en el período 2014-2020 por su contribución a la mejora de eficiencia y a la menor dependencia.

Por lo que se refiere al despliegue de las tecnologías, el desafío a nivel europeo está en superar la fase de demostración y generalizar su implantación sin que la regulación nacional sea un obstáculo, de ahí que la financiación europea se concentre en los denominados proyectos de interés común, cuyas características serán analizadas en la ponencia. La integración de las redes eléctricas inteligentes en las redes transeuropeas de energía es un desafío también para la propia Unión Europea, el cual se encuadra en los objetivos del mercado interior de electricidad: suministro competitivo, seguro y respetuoso con el medio ambiente. Estas tres dimensiones son medidas por indicadores a la hora de evaluar los proyectos y otorgarles la financiación comunitaria.

El instrumento financiero comunitario de estos proyectos para el período 2014-2020 es el Mecanismo Conectar Europa, creado de acuerdo con el reglamento (UE) nº 1316/2013 de 11 de diciembre de 2013. Su objetivo es facilitar financiación a los proyectos de las redes transeuropeas, incluidas las energéticas (RTE-E), cuyas inversiones en la industria eléctrica se estima que ascenderán a 140.000 millones en los próximos diez años. El Mecanismo Conectar Europa facilitará un total de 5.850 millones de euros en 2014-2020 y financiará el 50% de los estudios de ingeniería y servicios de instalación y montaje, excepcionalmente hasta el 80%. La primera convocatoria (abierta hasta 19 de agosto de 2014) contará con 750 millones de euros.

A causa de su carácter transfronterizo, los proyectos RTE-E no suelen encuadrarse en los habituales de redes eléctricas inteligentes, pues no aplican a las redes de distribución de baja tensión, pero sí a todas las instalaciones de alta y media tensión, dificultando la justificación de financiación del despliegue.

## Proyectos de interés común

En el grupo de trabajo de redes inteligentes dedicado a infraestructuras (EG4), se definió el concepto de proyecto de interés común a partir de una serie de criterios (involucrar al menos a 2 Estados miembros; integración de energías renovables y afectar a más de 100.000 habitantes) y se analizó la viabilidad de los proyectos candidatos dentro de redes transeuropeas. En la primera convocatoria llevada a cabo entre 2012 y 2013, se presentaron tres proyectos energéticos que cumplían los requisitos formales:

- GREEN ME en el norte de Italia y sur de Francia;
- THE North Atlantic Green Zone entre Irlanda del Norte e Irlanda; y
- SUPERIOR entre las regiones de Galicia, Asturias y parte de Castilla y León en España y la zona norte de Portugal.

El Centro Común de Investigación analizó exhaustivamente los tres proyectos, recabando datos a las entidades de los consorcios para calcular los indicadores fundamentales de prestaciones (KPI) definidos en las siguientes seis características: sostenibilidad; capacidad de reversibilidad de redes de transporte y distribución para conectar y traer electricidad desde y a los usuarios; conectividad y acceso de todos los

usuarios; seguridad y calidad de suministro; eficiencia y calidad de servicio (niveles de pérdidas, grado de utilización de red); contribución a los mercados transfronterizos de electricidad. En este ejercicio de análisis, se requería el dictamen de las comisiones reguladoras de la energía agrupadas a nivel europeo (ACER) acerca del valor añadido y la consistencia transfronteriza de cada proyecto.

En el caso de SUPERIOR, la falta de compromiso por parte de los TSO (especialmente REE) fue determinante para su exclusión como proyecto de interés común, por lo que no fue analizado ya que era imposible estimar, contrastar y valorar muchos de los parámetros a evaluar.

El resultado de la evaluación económica de los KPI se sintetiza en la tabla I.

PIC	VAN costes totales (M€)	VAN beneficios totales (M€)	VAN proyecto (M€)	TIR	Ratio coste-beneficio
North Atlantic Green Zone	108	246	130	17%	2,2
GREEN-ME	223	394	171	21%	1,77

Tabla I. Análisis coste-beneficio de primeros proyectos de interés común de redes eléctricas inteligentes en Europa.

En el campo de las telecomunicaciones, fueron dos los conceptos de proyecto presentados en la primera convocatoria con la particularidad de que los proyectos TIC podían ejecutarse en un único Estado miembro por un solo operador:

- Deutsche Telekom: “Connected life and work”, en Friedrichshafen (Alemania) y otras ciudades austriacas y suizas en el entorno del lago Constanza, interconexión de tres redes nacionales para realizar una operación económica de energías renovables y de servicios energéticos; y
- Silver Spring Networks: Next Generation M2M enabled Energy Services, en Reino Unido, a partir de las redes eléctricas y de telecomunicaciones existentes se propone nuevas conexiones vía radio y de televisión integrando plataformas LTE-M y 3G.

Deben tenerse en cuenta dos consideraciones relevantes desde el punto de vista económico: la concesión de la etiqueta de interés común a un proyecto corresponde a los Estados miembros; y las condiciones de financiación otorgadas son privilegiadas, en aras precisamente de los beneficios sociales y ambientales inducidos para el conjunto de la Unión Europea.

## REFERENCIAS

- M. Wakefield, 2012, Guidebook for Cost/Benefit Analysis of smart grid demonstration projects, Electric Power Research Institute, Palo Alto (Estados Unidos)
- Joint Research Centre (Vincenzo Giordano, Manuel Sánchez Jiménez, et al.), 2011, Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments, JRC Reference Reports, Petten (Holanda)
- Joint Research Centre (Vincenzo Giordano, Manuel Sánchez Jiménez, et al.), 2012, Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects, JRC Reference Reports, Petten (Holanda)
- Joint Research Centre (Vincenzo Giordano et al.), 2013, Evaluation of Smart Grids projects within the Smart Grid Task Force Expert Group 4. Application of the assessment framework for energy infrastructure Projects of Common Interest in the field of Smart Grids, JRC Science and Policy reports, Petten (Holanda)
- Joint Research Centre (Catalin Felix Covrig et al.), 2014, Smart Grids Projects Outlook 2014, JRC Science and Policy reports, Petten (Holanda)

PATROCINIO ORO:



PATROCINIO PLATA:



PATROCINIO BRONCE:

