



# VI CONGRESO **SMART GRIDS** Madrid, 12 Diciembre 2019

## LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZA:



**GRUPOTECMARED**

CO-ORGANIZA:



COMUNICA:



APOYO INSTITUCIONAL:





## LIBRO DE COMUNICACIONES

VI Congreso Smart Grids

12 Diciembre 2019

Organizado por:



GRUPOTECMARED

Co-organizado por:



Editado por:

Grupo Tecma Red S.L.  
C/ Jorge Juan 31, 1º izqda.  
28001 Madrid, España  
Tel: (+34) 91 577 98 88

Email: [info@grupotecmared.es](mailto:info@grupotecmared.es)  
Web: [www.grupotecmared.es](http://www.grupotecmared.es)

ISBN: 9781701759077

Copyright: © 2019 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

Celebramos ya la sexta edición del Congreso Smart Grids, el foro de referencia sobre la actualidad y futuro de las Redes Eléctricas Inteligentes en España. El Congreso continúa abordando el concepto de Smart Grids desde un punto de vista transversal, integral y multidisciplinar, estando dirigido a todos los profesionales relacionados con el sector, desde la planificación, diseño, construcción y gestión de las redes eléctricas inteligentes, hasta la operación y mantenimiento de estas, además de todos sus servicios relacionados y sistemas interconectados. Este enfoque permite a los congresistas obtener una visión global del momento actual y la proyección futura de la digitalización de las redes eléctricas y su evolución como consecuencia de esta, además de generar un networking e intercambio de conocimiento con los actores más relevantes y destacados del sector.

El Congreso cuenta con un Comité Técnico formado por cerca de 50 miembros, expertos en diferentes áreas relacionadas con las Smart Grids, y es el encargado de definir las temáticas del llamamiento de comunicaciones, de valorar todas las comunicaciones recibidas, de seleccionar aquellas que se presentan de forma oral y las que se publican en este Libro de Comunicaciones. Además, propone las Mesas Redondas y participa de forma activa durante la celebración del Congreso.

El llamamiento de comunicaciones para el VI Congreso Smart Grids se lanzó en julio 2019 y como consecuencia del mismo se han recibido 36 comunicaciones finales. Después de la valoración por parte del Comité Técnico se han seleccionado 12 para ponencia oral y 35 para ser publicadas en este Libro. Las áreas temáticas para el llamamiento de comunicaciones han sido en esta edición: Equipos Avanzados, Control, Operación, Protección, Calidad del Suministro y Gestión de Activos en las Redes Eléctricas de Transporte y de Distribución; Modelos de Flexibilidad y Mercado: Agregación de la Demanda, Generación Distribuida, Almacenamiento, Microrredes e Interconexión de redes eléctricas y no eléctricas; La revolución en la Baja Tensión: Automatización de Red, Usuario Activo, Vehículo Eléctrico, Autoconsumo, Ciudades, Edificios Inteligentes y APPs; Digitalización: Analítica de Datos, Gestión de Activos, IoT, Inteligencia Artificial, Robótica, Ciberseguridad y Blockchain; Las Redes Eléctricas en el contexto de las Políticas de Energía y Clima: PNIEC, Cambio Climático, Economía Circular, etc.

El programa incluye una Ponencia Magistral donde se expondrá el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)”. Además se complementa con dos Mesas Redondas, una centrada en los “Mercados de flexibilidad como solución para la transición energética” y otra que analizará la “Transformación del modelo operativo y de negocio del sector eléctrico”, contando ambas con expertos destacados que aportarán conocimiento único en cada uno de los temas. Asimismo, 12 ponencias orales basadas en el llamamiento de comunicaciones, conformarán el resto del contenido, y contando con destacados representantes institucionales tanto en la inauguración como en la clausura del Congreso.

El VI Congreso Smart Grids está organizado por Grupo Tecma Red y co-organizado por FutuRed. Tiene el Apoyo Institucional del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Madrid, del Ayuntamiento de Madrid y del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades. Colaboran en su promoción y difusión más de 50 organismos e instituciones. Además, el evento cuenta con el Patrocinio Oro de Schneider Electric y Siemens, y el Patrocinio Plata de Everis y Lacroix.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas estas entidades y a las personas que las constituyen, quienes han colaborado en la organización y promoción, y han apostado por este Congreso. También destacar que, el VI Congreso Smart Grids y este Libro de Comunicaciones, son el resultado de la implicación de numerosos profesionales que han querido compartir sus experiencias y conocimientos a través de las comunicaciones que han enviado al Congreso. Además, merecen un especial agradecimiento los miembros del Comité Técnico, por su tiempo y esfuerzo dedicado a proponer contenidos, valorar comunicaciones y asistir a las reuniones para definir el excelente programa del Congreso. Y, finalmente, nuestra gratitud hacia todos los congresistas por su interés en participar en esta sexta edición del Congreso, que sigue demostrando la necesidad de un foro profesional presencial de referencia para los profesionales del sector de las Redes Eléctricas Inteligentes.

Madrid, Diciembre 2019

**Stefan Junestrand**

Director VI Congreso Smart Grids

Director General Grupo Tecma Red

## INTRODUCCIÓN – FUTURED

El sector energético, y concretamente el sector eléctrico, está viviendo su mayor proceso de cambio motivado por la Transición Energética. La implementación de las políticas de cambio climático impulsadas por la Comisión Europea y por una fuerte demanda de la sociedad, que requiere un planeta más sostenible, están revolucionando la forma en la que dibujamos nuestro escenario energético.

Desde España, la Transición Energética se concreta en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC por sus siglas), el cual establece unos objetivos muy ambiciosos en materia energética y de sostenibilidad. Este plan debe servir como acelerador del cambio que sitúe a España en un lugar protagonista en el marco europeo como ejemplo de transición.

El PNIEC presenta las bases para desarrollar la trayectoria de neutralidad en carbono de la economía española en el horizonte 2050, con un objetivo de 100% de energías renovables para esa fecha. Esta transición hacia la descarbonización se está intensificando. Se están poniendo en marcha los primeros activos de generación renovable que se lanzaron tras la subasta de 2016, y que pasarán a incrementar en los próximos dos años en más de un 8% el mix de generación renovable en España. Este incremento de renovables se irá dando paulatinamente hasta alcanzar los objetivos indicados anteriormente, teniendo como hito intermedio para el 2030 del 74% de la generación eléctrica de origen renovable.

Ante este incremento importante de generación renovable es clave el desarrollo de fuentes de flexibilidad que permitan mantener la calidad y seguridad del suministro sin incrementar los costes del mismo. La gestión de esta flexibilidad será uno de los elementos importantes para los próximos años, desarrollándose la regulación, la normativa, las plataformas y la tecnología necesaria para su implantación.

Asimismo, la electrificación del transporte es un elemento de cambio importante. En el 2019 ya se espera un incremento de ventas del 40% respecto al año anterior, tendencia de crecimiento que sin duda parece que se mantendrá en los próximos años.

En este contexto, las redes eléctricas son indudablemente un elemento vertebrador y facilitador del cambio, constituyendo una pieza fundamental que permitirá alcanzar los objetivos de la transición. Las compañías que las gestionan están en constante evolución y adaptación a las nuevas necesidades. Esta evolución tecnológica se estructura en cuatro ejes principales: las tecnologías digitales, que permiten una gestión más dinámica de los clientes de red y un mayor control de los activos de red; el papel del almacenamiento en el nuevo sistema eléctrico; la electrónica de potencia, cada vez más presente en todos los niveles de la red; y la evolución de los equipos y materiales que introducen eficiencias. Desde España debemos ser referente de innovación para fortalecer nuestro tejido industrial en este vector.

Actualmente en España estamos bien posicionados en materia de redes eléctricas, pero desde FutuRed queremos contribuir a potenciar esta posición, identificando mecanismos, iniciativas y líneas de acción estratégicas. El VI Congreso Smart Grids es un espacio de encuentro muy adecuado para trabajar conjuntamente como sector y visualizar cómo se hace realidad esta visión. De esta edición me gustaría resaltar la implicación de las entidades que conforman FutuRed y la calidad de las comunicaciones presentadas y, como resultado el magnífico contenido final del Congreso. Las ponencias previstas permitirán compartir las tecnologías que son punta de lanza en Smart Grids y las mesas redondas aportarán una visión sobre dos de las líneas fundamentales del cambio de paradigma ya comentado, el primero, el mercado de flexibilidad y cómo desde España nos estamos preparando para ello; y el segundo, cómo las empresas están viviendo procesos de transformación internos cada vez más acelerados para amoldarse a unas condiciones de mercado cambiantes, en el que la flexibilidad y agilidad deben ser impronta fundamental en las empresas.

Estoy seguro de que este año el Congreso resultará tan interesante y motivador como en ediciones anteriores, resaltando el valor y vocación de FutuRed como un entorno abierto e integrador, al que invito se unan todos aquellos que aún no estén participando.

Madrid, Diciembre 2019

**Raúl Suárez**

Presidente FutuRed

## MIEMBROS COMITÉ TÉCNICO

- **María José Rodríguez**, Vocal de la Junta Rectora, Colegio Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Madrid
- **Juan Layda**, Consejo General Colegios Oficiales Ingenieros Industriales
- **Fernando Suárez**, Presidente, CCII - Consejo de Colegios de Ingeniería Informática
- **Javier Pérez Pastor**, Comisión Energía, COIIM
- **Paloma Sevilla**, Directora General, AELEC
- **Ignacio Isla**, Responsable de Normalización, AELEC
- **Joaquín Chacón Guadalix**, Presidente, AEPIBAL
- **Mar Duque**, Directora General, AFBEL
- **Javier Rodríguez**, AFCE
- **Jacinto Martín**, ASEME
- **Jordi Sabaté**, Secretario, CEDOM
- **Félix García**, Responsable Laboratorio Microrredes, Centro Nacional del Hidrógeno
- **Sergio Saludes**, Director del Área de Smart Grid, Centro Tecnológico CARTIF
- **Óscar Izquierdo**, Técnico Superior de Investigación, CEDER-CIEMAT
- **Pilar López**, Responsable de Relaciones Institucionales y Comunicación, CIDE
- **Begoña Molinete**, Clúster de Energía del País Vasco
- **Blanca Gómez**, Directora, CNI Instaladores
- **Alicia Carrasco**, Directora, ENTRA Agregación y Flexibilidad
- **Miguel Ángel García Argüelles**, Director Gerente, Fenitel
- **M<sup>a</sup> Eugenia Díaz**, Área de Bienes Equipos Eléctricos y Energía, Sercobe
- **Santiago Blanco Polo**, Planetic
- **Andrea Rossi**, Planetic
- **Guillermo Amánn Aldecoa**, Vicepresidente, T&D Europe
- **Luis Hernández Callejo**, Universidad de Valladolid
- **Mónica Aguado**, Directora Departamento de Integración en Red de Energías Renovables, CENER
- **Luis Fontán**, Director Grupo Redes Inteligentes, CEIT-IK4
- **Nuria Gisbert**, Directora General, CIC Energigune
- **Milan Prodanovic**, Head of Electrical Systems Unit, Imdea Energía
- **Cristina Corchero**, Jefe del Grupo de Economía de la Energía, IREC
- **Alfredo Quijano López**, Director, ITE
- **Noelia Uribe**, Tecnalia
- **Arcadio Gutiérrez Zapico**, Director General, Club Español de la Energía – Enerclub
- **Susana Bañares**, Jefa Dpto. Gestión Demanda y Redes Inteligentes, Red Eléctrica de España – REE
- **Enrique Morgades Prat**, Secretario Técnico, FutuRed
- **Anabel Soria**, Secretaria Técnica, Futured
- **Fernando García Martínez**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Santiago Blanco Pérez**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Juan Garbajosa**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **José Ignacio Briano**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Enrique García**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Ángel Díaz Gallo**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Juncal González**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Jorge Sánchez**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Héctor Pinar**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Santiago González**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Jesús Torres**, Responsable Grupo de Trabajo de Ciberseguridad, FutuRed
- **Inés Leal**, Directora Editorial, Grupo Tecma Red
- **Stefan Junstrand**, Director General, Grupo Tecma Red

# ÍNDICE

<b>EQUIPOS AVANZADOS, CONTROL, OPERACIÓN, PROTECCIÓN, CALIDAD DEL SUMINISTRO Y GESTIÓN DE ACTIVOS EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN</b>	
<b>PROGRAMA INTEGRAL EN REE: CONJUNTO DE INICIATIVAS PARA ALCANZAR UNA PLANIFICACIÓN INTEGRADA EN EL END TO END DE INTERVENCIONES EN LA RED DE TRANSPORTE</b>	<b>1</b>
<i>Francisco Javier López Rodríguez</i> Everis	
<b>ESTANDARIZACIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA PARA SOLUCIONES DE GESTIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN</b>	<b>7</b>
<i>Jose Antonio Lozano</i> Grupo Artech	
<b>ESTIMADOR DE ESTADO EN EL DOMINIO COMPLEJO PARA GRANDES SISTEMAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA</b>	<b>13</b>
<i>Jesús Besada Juez, Ana González Bordagaray, Jesús Javier Ferro Vázquez y Gustavo Plaza González</i> Qwi Tecnologías de la Información y Grupo Iberdrola	
<b>BATTERIA - CONTROL DEL SISTEMA DE BATERÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE REDES ELÉCTRICAS</b>	<b>18</b>
<i>Milan Prodanovic, Javier Roldán Pérez, Alberto Rodríguez Cabero, Abdelkrim Benchaib, Juan Carlos González, Antonio Cordón Rodríguez y Luis Coronado Hernández</i> Instituto IMDEA Energía, Supergrid Institute y Red Eléctrica España	
<b>MEJORAS EN LA GESTIÓN DE LA RED ELÉCTRICA GRACIAS A LA DIGITALIZACIÓN</b>	<b>24</b>
<i>Mariano Gaudó Navarro</i> Naturgy	
<b>MEJORA DE LA OPERACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS APLICANDO TECNOLOGÍAS DE SIMULACIÓN</b>	<b>30</b>
<i>Rubén Jimeno Morón y Ramón Izquierdo Martín</i> Tecnatom	
<b>TSN EN SMART GRIDS - COMUNICACIONES DETERMINISTAS PARA OPERACIONES CRÍTICAS</b>	<b>36</b>
<i>Jorge Sánchez Garrido, Antonio Jurado Caballero, Jorge Machado Cano, Marco Fuentes García, Alberto Sánchez Pérez, Jorge Cuadros Vilchez, Antonio Alcántara López, Jesús Torres Tenor, Eduardo Ros Vidal y Javier Díaz Alonso</i> Universidad de Granada, Seven Solutions, Grupo Cuerva, Asociación Clúster Granada Plaza Tecnológica y Biotecnológica y Fundación CIRCE	
<b>APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MACHINE TO MACHINE (M2M) PARA LA GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN DE LA INDUSTRIA 4.0</b>	<b>42</b>
<i>Abel Martínez Martín, Fernando Sainz Miguel y Pablo Carreño Montes</i> CIC Consulting Informático	
<b>MICROGRID-ON-CHIP, BATERÍA COMO PIVOTE PARA CONTROL DE MICRORREDES</b>	<b>46</b>
<i>Diana P. Morán Río, Milan Prodanovic, Javier Roldán Perez y Gerardo Medrano Arana</i> Instituto IMDEA Energía y Norvento Enerxia	
<b>SISTEMA DE CONTROL INTEGRAL DE SUBESTACIÓN IEC 61850 CON CAPACIDAD INALÁMBRICA Y TECNOLOGÍAS IOT</b>	<b>53</b>
<i>Amelia Álvarez, Francisco Ramos, Miguel Ángel Corchero, Pablo del Campo y Daniel Guerrero</i> Schneider Electric, Endesa Distribución, IntegrasyS e Isotrol	
<b>MODELOS DE FLEXIBILIDAD Y MERCADO: AGREGACIÓN DE LA DEMANDA, GENERACIÓN DISTRIBUIDA, ALMACENAMIENTO, MICRORREDES E INTERCONEXIÓN DE REDES ELÉCTRICAS Y NO ELÉCTRICAS</b>	
<b>RECURSOS FLEXIBLES PARA LA OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE: PROYECTO COORDINET</b>	<b>59</b>
<i>Carlos Madina, Inés Gómez-Arriola, José Pablo Chaves, Miguel Pardo, David Martín y Paula Junco</i> Tecnalia, Universidad Pontificia Comillas, e-distribución, i-DE y Red Eléctrica de España	
<b>TURBAN: NOVEDOSO SISTEMA MINIEÓLICO PARA NÚCLEOS URBANOS Y EDIFICACIONES EN GENERAL</b>	<b>65</b>
<i>Julián Guerrero Díez</i>	
<b>SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD PARA EL DSO Y BRP: EL PILOTO ESPAÑOL DEL PROYECTO INVADE</b>	<b>69</b>
<i>Vera Palma Costa, Ramón Gallart Fernández, Pau Lloret Gallego, Pol Olivella Rosell, Sara Barja Martínez, Ingrid Munné Collado y Roberto Villafáfila Robles</i> Estabanell y Pahisa Energía y Universitat Politècnica de Catalunya	
<b>SABINA: EL PROYECTO QUE ENTIENDE LA AGREGACIÓN DE LA DEMANDA COMO EL CAMINO HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA REDUCIENDO LAS EMISIONES</b>	<b>75</b>
<i>Lluc Canals Casal y Cristina Corchero</i> IREC	
<b>NUEVO CONCEPTO DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO PARA REDES DE TRANSMISIÓN - CASO DE ÉXITO, REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA: PROYECTO HYREK</b>	<b>81</b>
<i>Andreas Becker, Eduardo de Armentia y Ewald Roeben</i> AEG Power Solutions GmbH, AEG Power Solutions Ibérica y SWB Erzeugung AG	

<b>ANÁLISIS DE ESCALABILIDAD Y REPLICABILIDAD EN EL PROYECTO EUROPEO INTEGRID</b>	<b>87</b>
<i>Sergio Potenciano Menci, Julien Le Baut, Javier Matanza, Gregorio López, Rafael Cossent y Manuel Pio</i>	
Austrian Institute of Technology (AIT), Universidad Pontificia Comillas y EDP CNET	
<b>INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS EN CENTRALES TÉRMICAS; CONCEPTUALIZACIÓN, MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN PARA UNA OPERACIÓN INTELIGENTE CON ENERGÍAS RENOVABLES</b>	<b>92</b>
<i>Leonidas Sayas</i>	
OSINERGMIN	
<b>PLATAFORMA DE AGREGACIÓN DE CONSUMIDORES FINALES PARA PARTICIPAR EN MERCADOS ELÉCTRICOS</b>	<b>98</b>
<i>Lucía Arcos Usero, Noemi González Cobos, Julio César Díaz Cabrera, Marta García Pellice y Alfredo Quijano López</i>	
Instituto Tecnológico de la Energía (ITE) y Universitat Politècnica de València (UPV)	
<b>LA REVOLUCIÓN EN LA BAJA TENSIÓN: AUTOMATIZACIÓN DE RED, USUARIO ACTIVO, VEHÍCULO ELÉCTRICO, AUTOCONSUMO, CIUDADES, EDIFICIOS INTELIGENTES Y APPS</b>	
<b>AUTOCONSUMO COMPARTIDO: GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA COMO EL FUTURO DE NUESTRAS CIUDADES ¿ES POSIBLE?</b>	<b>104</b>
<i>Celia Sánchez Mayoral y Estefanía Caamaño Martín</i>	
Universidad Politécnica de Madrid	
<b>EXPERIENCIAS EN LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A ALTA POTENCIA</b>	<b>110</b>
<i>Mikel G. Zamalloa, Iker Marino, Aitor Basterretxea, Txetxu Arzuaga, Eduardo García y Aitor Arzuaga</i>	
IBIL	
<b>ANÁLITICA AVANZADA PARA LA SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA EN RED DE BAJA TENSIÓN (BT)</b>	<b>116</b>
<i>Haritz Zubia Urrutia</i>	
ARIADNA Grid	
<b>PROYECTO RESOLVD: PENETRACIÓN DE RENOVABLES APALANCADA POR REDES DE BAJA TENSIÓN EFICIENTES</b>	<b>121</b>
<i>Joaquim Meléndez</i>	
Universitat de Girona	
<b>INVERSORES SOLARES HÍBRIDOS EN MODO AUTÓNOMO - UNA COMPARATIVA REAL ENTRE BALANCE NETO Y AUTOCONSUMO</b>	<b>127</b>
<i>Carlos Martínez de Guereñu Apodaca y Álvaro Díaz de Guereñu Echavarría</i>	
ZIGOR Research and Development	
<b>DIGITALIZACIÓN: ANALÍTICA DE DATOS, GESTIÓN DE ACTIVOS, IOT, INTELIGENCIA ARTIFICIAL, ROBÓTICA, CIBERSEGURIDAD Y BLOCKCHAIN</b>	
<b>BLOCKCHAIN: REVOLUCIONANDO DIGITALMENTE LA INDUSTRIA, LAS CADENAS DE SUMINISTRO Y LA SEGURIDAD</b>	<b>133</b>
<i>Claudio Chifa, Pilar Villa, Álvaro Marcos Escalona e Ignacio Alamillo Domingo</i>	
DFTtools, Smallworld y Astrea La Infopista Jurídica	
<b>AUTOCONSUMO COMPARTIDO BASADO EN UN SISTEMA BLOCKCHAIN</b>	<b>139</b>
<i>Mikel Fernández, Ricardo Alonso, Urko Larranaga Piedra, Unai Urquiaga, Mikel Zamalloa, Javier Perea, Miguel Palacio y Txetxu Arzuaga</i>	
Tecnalia, Izertis, IBIL y Petronor	
<b>SIGFOX: LA RED DEL FUTURO PARA EL INTERNET DE LAS COSAS</b>	<b>145</b>
<i>Rebecca Crowe</i>	
Sigfox España	
<b>MEJORA DE LAS ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO EN PLANTAS DE GENERACIÓN RENOVABLE A PARTIR DE LOS DATOS SCADA</b>	<b>150</b>
<i>Ana P. Talayero, Nurseda Y. Yurusen y Julio J. Melero</i>	
Fundación CIRCE e Instituto universitario CIRCE	
<b>MEJORA DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS EN EL MANTENIMIENTO DE PARQUES EÓLICOS</b>	<b>156</b>
<i>Nurseda Y. Yurusen, Ana P. Talayero y Julio J. Melero</i>	
Fundación CIRCE, Instituto universitario de Investigación Mixto CIRCE y Universidad Zaragoza	
<b>RENNAISSANCE – DESARROLLO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES Y BLOCKCHAIN</b>	<b>162</b>
<i>Nerea Goitia-Zabaleta, Aitor Milo, Maialen Otaegi, Aitor Urbietta, Haizea Gaztañaga, Andeas Muñoz, Hans Bludszuweit y Jesús Torres</i>	
IKERLAN y CIRCE	
<b>INTEGRACIÓN DE METODOLOGÍA BIM EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>168</b>
<i>David Barrio Cervera, Salvador Prellezo Gutiérrez y Ramsés Garrote García</i>	
Viesgo Distribución Eléctrica	
<b>INTERNET SOCIAL DE LAS COSAS PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA</b>	<b>174</b>
<i>Francisco Ramos, Amelia Álvarez y David Pampliega</i>	
Schneider Electric	



## **LAS REDES ELÉCTRICAS EN EL CONTEXTO DE LAS POLÍTICAS DE ENERGÍA Y CLIMA: PNIEC, CAMBIO CLIMÁTICO, ECONOMÍA CIRCULAR, ETC.**

<b>EL EMBALAJE COMO CATALIZADOR DEL CAMBIO HACIA UNA ECONOMÍA GLOBAL INTELIGENTE Y CONECTADA</b>	<b>180</b>
<i>Arturo Díaz Marcos</i>	
Nefab	
<b>PROYECTO NEOSUB – LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ECODISEÑADA: EFICIENCIA Y SOSTENIBILIDAD</b>	<b>186</b>
<i>Gorka Benito Alonso, Carlos González Landeta, Jesús Izcara Zurro, Begoña Lecue Solaun, Arantza López Romo, Begoña Molinete Cuezva, Sonia Muela Ortiz de Quintana, Óscar Salazar Peña, Eutimio Sánchez Pérez y José Ramón Santiago Marcos</i>	
IK Ingeniería, Boslan, Ormazabal, Arteche, Tecnalia, Cluster de Energía del País Vasco, Ingeteam, General Electric y ZIV	
<b>INCORPORACIÓN DE ASPECTOS CLAVES DE LA CIUDAD EN UN MODELO LOCAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE</b>	<b>192</b>
<i>Ariadne Serrano</i>	
AVEol	
<b>LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE COMO COLUMNA VERTEBRAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: NUEVOS AGENTES Y SERVICIOS, ELEMENTOS, INVERSIONES Y REGULACIÓN</b>	<b>198</b>
<i>Jaime Menéndez Sánchez y Jorge Fernández Gómez</i>	
Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad y Deusto Business School	
<b>PARQUE EÓLICO VILLONACO Y SU ACCIÓN ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO</b>	<b>204</b>
<i>Christian Campoverde Ramírez, Gloria Carrión Figueroa, Marianela Carrión González, Patricia Díaz Guzmán, Franklin Jiménez Peralta, Santiago Medina León, María del Cisne Ruilova Sánchez, Luis Rodríguez Montoya, Marcelo Valdivezo Condolo y Andy Vega León</i>	
Universidad Nacional de Loja y Universidad Técnica Particular de Loja	



# VI CONGRESO SMART GRIDS

Madrid, 12 Diciembre 2019

ORGANIZA:



CO-ORGANIZA:



PATROCINIO ORO:



PATROCINIO PLATA:

APOYO INSTITUCIONAL:



COMUNICA:



COLABORA:



# Gama SM6 y TRIHAL Connected

## Operación y mantenimiento preventivo y predictivo digital

Únete al concepto de SM6 y TRIHAL Connected y olvídate de las visitas asiduas de mantenimiento a tus subestaciones MT.

La SM6 Connected y el TRIHAL Connected, integrados en subestaciones y centros MT con EcoStruxure™ ready, será tu herramienta de mantenimiento predictivo. Dispondrás en todo momento de la información de supervisión del centro, temperatura de los puntos calientes, condiciones del entorno de humedad y condensaciones, operaciones realizadas en cortocircuito... tanto en tiempo real como su histórico acumulado, lo que te permitirá conocer el estado de envejecimiento de tus instalaciones y determinar tanto los periodos de mantenimiento así como los planes futuro de renovación de tus instalaciones.

Dispondrás de toda esta información a través de dispositivos locales (in situ con una pantalla IHM o bien a través de tus dispositivos móviles -tablets o smartphones-) y si lo deseas podrás contar con los servicios expertos de Schneider para la supervisión permanente de tu instalación. SM6 Connected es seguridad MT en la era digital.



[se.com/sm6](http://se.com/sm6)

© 2017 Schneider Electric. Todos los derechos Reservados. Todas las marcas registradas son propiedad de Schneider Electric Industries SAS o sus compañías afiliadas. • 998-19933623\_GMA-US

Life Is On

**Schneider**  
Electric



**SIEMENS**

*Ingenio para la vida*



## Flexibilidad: la clave para la transición energética

En Siemens creamos las innovaciones en la grid que están ayudando a impulsar una de las transiciones más radicales en la historia humana: un cambio de un sistema energético centralizado a uno más descentralizado, más local y más eficiente.

Innovaciones que hacen un sistema energético más democrático y donde las personas tengan más control. Un sistema energético que satisface las necesidades de la población mundial, pero que también beneficia al planeta.

[siemens.es/digitalgrids](https://www.siemens.es/digitalgrids)



**GRUPOTECMARED**

**Grupo Tecma Red es líder en información y generación de conocimiento sobre Energía, Sostenibilidad y Nuevas Tecnologías en la Edificación y la Ciudad.**

**PORTALES:**

**CASADOMO**  
Todo sobre Edificios Inteligentes  
[www.casadomo.com](http://www.casadomo.com)

**CONSTRUIBLE**  
Todo Sobre Construcción Sostenible  
[www.construible.es](http://www.construible.es)

**ESEficiencia**  
Portal de Eficiencia y Servicios Energéticos  
[www.eseficiencia.es](http://www.eseficiencia.es)

**eSMARTCITY**  
Todo sobre Ciudades Inteligentes  
[www.esmartcity.es](http://www.esmartcity.es)

**SMARTGRIDSINFO**  
Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes  
[www.smartgridsinfo.es](http://www.smartgridsinfo.es)

**CONGRESOS:**

**V CONGRESO EDIFICIOS INTELIGENTES**  
Madrid, 14 mayo 2019

**V CONGRESO CIUDADES INTELIGENTES**  
Madrid, 26 junio 2019

**VI Congreso EECN Edificios Energía Casi Nula**  
Madrid, 23 Octubre 2019

**VI CONGRESO SMART GRIDS**  
Madrid, 12 Diciembre 2019



# PROGRAMA INTEGRADA EN REE: CONJUNTO DE INICIATIVAS PARA ALCANZAR UNA PLANIFICACIÓN INTEGRADA EN EL END TO END DE INTERVENCIONES EN LA RED DE TRANSPORTE

**Francisco Javier López Rodríguez**, Director Utilities & Energía, Everis

**Resumen:** INTEGRADA es un programa de transformación del modelo operativo actual de la gestión de activos de la Dirección General de Transporte. Formado por un conjunto de iniciativas de dinamización de los ámbitos de Proyectos de inversión, Mantenimiento, Aprovisionamientos y Descargos, posibilitando la planificación a corto, medio y largo plazo mediante la mejora de la visibilidad de las necesidades de recursos humanos, servicios, materiales y descargos con el fin de adaptar a REE a los retos regulatorios, retributivos y de nuevos negocios.

**Palabras clave:** Red de Transporte, Modelos Analíticos, Algoritmos Predictivos, Mantenimiento Predictivo, Desarrollo de Red, Planificación Integrada, Gestión de Activos, Transmission System Operator (TSO), Red Eléctrica de España

## INTRODUCCIÓN

Red Eléctrica de España, fundada en 1985, fue la primera empresa en el mundo dedicada en exclusividad al transporte de energía eléctrica y a la operación del sistema eléctrico. La actividad principal del Grupo se desarrolla en España, donde Red Eléctrica desempeña sus funciones como operador del sistema y transportista eléctrico español (TSO español -*Transmission System Operator*-).

Red Eléctrica, en su función de transportista de energía eléctrica en alta tensión, gestiona las infraestructuras eléctricas que componen la red de transporte y conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores. Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

## PROGRAMA INTEGRADA

INTEGRADA es una iniciativa de dinamización de los ámbitos de Proyectos (desarrollo de red), Mantenimiento (gestión de la vida útil de los activos), Aprovisionamientos (compras, aprovisionamientos y logística) y Operación (gestión de la disponibilidad de la red de transporte) los cuales se comprometen a mejorar sus capacidades de planificación para obtener un beneficio global de compañía, posibilitando la planificación a corto, medio y largo plazo mediante la mejora de la visibilidad de las necesidades de recursos humanos, servicios, materiales y descargos.

## Origen y retos

El origen de la iniciativa fue la existencia de una serie de debilidades en los procesos de planificación actuales de REE:

- Gestión por silos
- Ausencia de roles de planificación
- Falta de comunicación entre unidades
- Falta de lenguaje común
- Inadecuado modelo organizativo para el control de las operaciones

Todo ello ha conducido a una ineficiencia global: “el óptimo de la suma no es la suma de los óptimos”, lo que dificultaba la mejora y obtención de beneficios operativos para el Grupo.

## Solución y estructura

Así, INTEGRADA surge en 2017 estructurada en 5 grandes bloques, que a su vez se dividen en 18 líneas de actuación.

La iniciativa INTEGRADA está transformando el modelo operativo actual de REE mejorando los procesos y actividades, para disponer de una planificación integrada y única de las actividades de la Dirección General de Transporte (Mantenimiento, Renovación y Construcción de infraestructuras eléctricas), con el fin de ir por delante y adaptar a la compañía a los retos regulatorios, retributivos y de nuevos negocios, a través de la implantación de nuevas formas de trabajo y soluciones organizativas en su desarrollo (modelo de gobierno desjerarquizado) a lo largo de 2 años.

Hay que destacar que INTEGRA está esponsorizado por la Dirección General de Transporte y la Dirección Corporativa de Transformación y Recursos y alinea distintos ámbitos de REE: Construcción y Renovación de los activos de la Red de Transporte, Mantenimiento, Aprovisionamientos, Operación del sistema Eléctrico y Control Económico-Financiero.

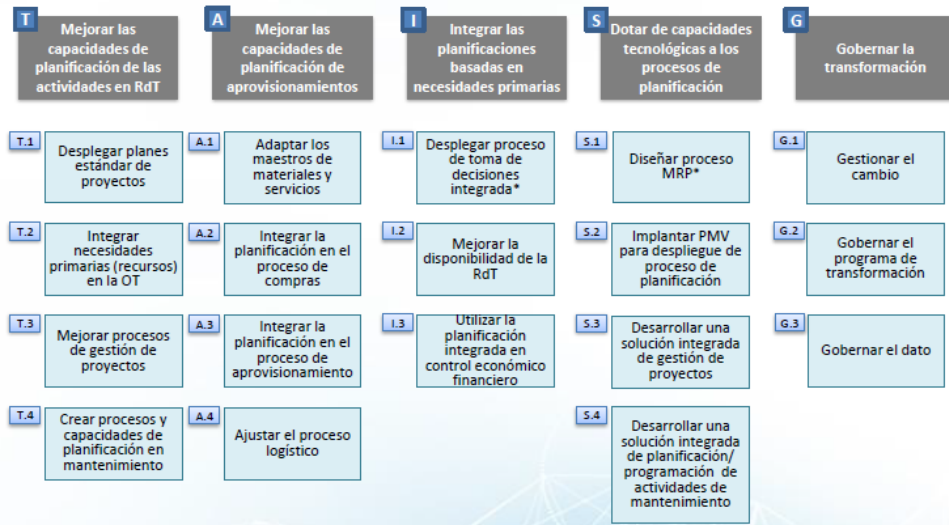


Figura 1. Líneas del Programa INTEGRA.

En la iniciativa están involucradas más de 30 UO directamente, lo que supone un hito importante pues implica trabajar el día a día con todas las unidades a la vez.

### Objetivo y líneas de trabajo

En 2020, Red Eléctrica dispondrá de una planificación integrada mediante la implantación sucesiva de incrementales de un Producto Mínimo Viable (PMV) que resulta de la unión de una serie de estrategias en los ámbitos involucrados: Proyectos, Mantenimiento y Aprovisionamientos. El PMV de planificación integrada recorrerá el proceso End-to-End:

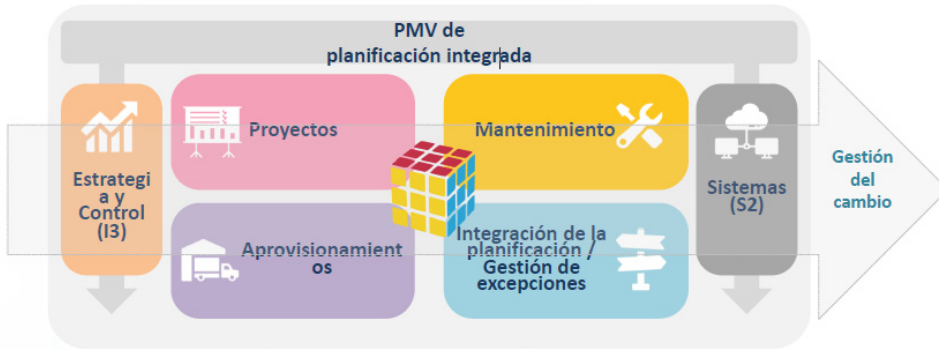


Figura 2. Relación de ámbitos involucrados en INTEGRA.

Los pilares sobre los que se apoya INTEGRA son, por un lado, una reingeniería de procesos global en la que participan todas las áreas de negocio para conseguir una planificación integrada y eficiente, mientras que por otro lado se han articulado modelos analíticos y algoritmos predictivos que dotan a cada área de las herramientas necesarias para optimizar sus actividades y recursos asociados.

Todo ello sigue un modelo de gobierno que permite fomentar la colaboración y la transversalidad dentro del Grupo, así como velar por el cumplimiento de los objetivos de una forma ordenada.

- Órgano de Gobierno: direcciones sponsors e integrantes, toma decisiones y supervisa el grado de avance.
- Equipo de Transformación: motor de la iniciativa, reside el liderazgo, gestión y seguimiento de las líneas de actuación.
- Líder de la iniciativa y Transformation Management Office: gobiernan y coordinan el proyecto, aplicando metodología de gestión digital de proyectos y procedimientos de monitorización de la gestión del cambio.
- Equipo Operativo: asegura la participación de las unidades operativas en la ejecución de las actividades de las líneas.
- Equipo Gestión del Cambio: líder de la implantación de los nuevos procesos en las unidades organizativas.
- Oficina de Gestión del Cambio: apoya al Equipo de Gestión del Cambio en la evolución de las personas de sus equipos durante la implantación.

Los siguientes capítulos ilustran las características principales de las actividades que se han puesto en marcha en el marco del proyecto INTEGRA.

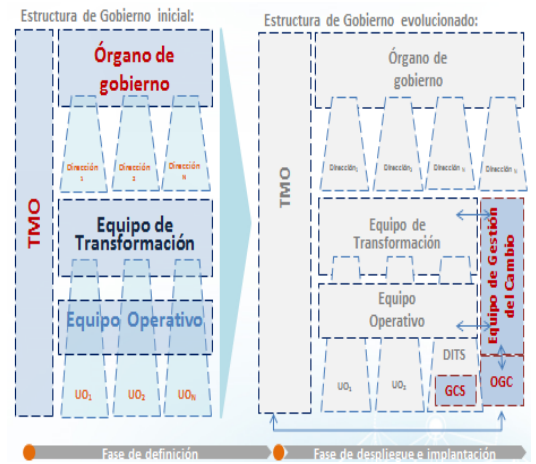


Figura 3. Modelo de Gobierno.

## REINGENIERÍA DE PROCESOS Y KPIS

De cara a conseguir una planificación integrada, en INTEGRA se definen los siguientes **procesos de mejora** para lo cual se está realizando la **reingeniería** de toda la actividad:

- En Proyectos y Mantenimiento se persigue conseguir una planificación de actividades y trabajos horizontal, común y visible. Que permite planificar con un mayor horizonte temporal, logrando determinar necesidades futuras con mayor precisión, no solo desde una perspectiva de necesidad histórica o estadística, sino con conocimiento del estado real y necesidades de los activos de la Red de Transporte y utilizando el riesgo como una forma de adelantarse a futuros eventos.
- En Aprovisionamientos se utilizará la planificación con un horizonte temporal extendido, mayor visibilidad y conocimiento de necesidades para optimizar y digitalizar el aprovisionamiento, la compra y la logística de materiales y servicios.
- El plan único estará integrado con el plan anual de descargos, el control económico financiero y la gestión de excepciones, vertebrado por la introducción de mejoras en sistemas ya existentes y la interconexión de nuevos aplicativos que contribuyen a la transformación digital de la compañía.

En línea con la reingeniería de procesos se ha trabajado en el diseño e implantación de métricas e indicadores clave (*Key Process Indicators, KPIs*), bajo cuatro principales ejes de actuación:

1. El primero es la medición de la correcta implantación de los procesos del Modelo Futuro de Mantenimiento, identificando mediciones que apuntan al correcto desarrollo de los incrementales de implantación (MPV – Mínimo Producto Viable), en concreto se han implementado indicadores para medir la eficiencia de la planificación realizada por los nuevos modelos analíticos y de la desviación del presupuesto real frente al planificado con este mismo planteamiento.
2. El segundo eje pretende dimensionar los beneficios globales obtenidos bajo las sinergias capturadas por la interrelación de áreas (proyectos, mantenimiento y aprovisionamientos, entre otras), es decir, los beneficios tanto cuantitativos como cualitativos resultantes del proyecto de transformación, por ejemplo estarían incluidos indicadores de eficiencia en la planificación de recursos en diferentes horizontes.
3. El tercer eje corresponde a la homologación de indicadores existentes y diseño de nuevos indicadores clave, con el objetivo de reflejar de mejor manera las actividades englobadas en el nuevo modelo operativo y lograr la gestión y la mejora continua del mismo. En este eje tenemos a todos los indicadores de mantenimiento que medirán la operativa total de la actividad.
4. Por último en el cuarto eje, se pretenden implementar cuadros de mandos definidos en cuatro niveles que integren los indicadores definidos en el resto de ejes:
  - o Dirección
  - o Jefes de departamento y demarcación



- Coordinadores por área técnica
- Cuadros técnicos

La implementación de KPIs se ha realizado mediante la herramienta mejor posicionada en el mercado (Top 1 del cuadrante de Gartner de Plataformas de Analytics y Business Intelligence, informe de febrero de 2019), mediante la cual se proporciona al usuario información detallada que habilita la toma de decisiones rápidas e informadas.

## MODELOS ANALÍTICOS

Para poner en marcha toda la innovación necesaria para optimizar los procesos de la compañía, se ha trabajado de manera coordinada en la implantación de nuevas plataformas, productos de mercado y modelos analíticos con el actual mapa de sistemas de REE mediante incrementales que permiten comprobar el funcionamiento de la/s mejora/s implementada/s.

Se han desarrollado modelos analíticos y predictivos mediante metodologías matemáticas que forman parte de la Inteligencia Artificial como son el Machine Learning y el Deep Learning. Para el desarrollo de dichos modelos se ha seguido la Metodología CRISP-DM (*Cross Industry Standard Process for Data Mining*), metodología de trabajo que pone su foco en el entendimiento de los problemas de negocio y su resolución a través de un método científico. Adicionalmente en el desarrollo de la iniciativa se ha combinado las metodologías Agile de ejecución de los proyectos junto a la metodología CRISP-DM para el desarrollo de los modelos analíticos y predictivos. De este modo se han implementado sistemas expertos que funcionan en tiempo real y que se nutren de la información de los activos de la Red de Transporte (RdT) gracias a la sensorización de los mismos y a su integración con los sistemas corporativos de la compañía.

El resultado de esta innovación tecnológica se traduce principalmente en una ampliación de la vida útil del activo y en la posibilidad de disponer de forma integrada de todas sus necesidades, con el objetivo de poder mapearlas frente al presupuesto disponible, dotando al usuario de capacidad para planificar las actuaciones a medio-largo plazo de forma adecuada, sostenible, eficiente, coherente, etc. A modo resumen, el proceso que se sigue es el siguiente:

### Inputs de los modelos

Estos modelos utilizan como base el resultado de otras líneas de trabajo dentro del Grupo Red Eléctrica, las cuales identifican las necesidades de actuación de mantenimiento, de renovación y de mejora, y de los proyectos de inversión de los equipos/instalaciones de la Red de Transporte. Para ello, utilizan entre otras variables el riesgo y la salud del activo, el marco regulatorio, los recursos disponibles de la compañía y la disponibilidad de la RdT para identificar qué acciones realizar cada año. El resultado es una planificación óptima de los trabajos.

### Procesamiento y funcionalidad de los modelos

Los modelos que se han desarrollado en el marco del proyecto INTEGRA permiten obtener una estimación de los recursos necesarios para realizar las actividades necesarias en la Red de Transporte. Algunos de estos modelos son:

- Algoritmo Predictivo de recursos para actividades de mantenimiento y proyectos de inversión:
  - **Mantenimiento:** el algoritmo toma como inputs los tipos de trabajos a realizar sobre un activo/instalación y, en base a los datos históricos y el conocimiento y la experiencia de los expertos de negocio, asigna los recursos que son necesarios para llevar a cabo una determinada actividad. El resultado es una identificación y planificación eficiente de los recursos necesarios para acometer dichas necesidades. Estos modelos funcionan a nivel particular para una actividad concreta y acotada, así como a nivel trabajos (agrupación de actividades compatibles técnicamente) a realizar obteniendo, de este modo, sinergias y eficiencias.
  - **Proyectos de Inversión:** en el caso de los proyectos de inversión en los nuevos elementos de la RdT, tener un conocimiento de los distintos factores que pueden acontecer durante el periodo en el que se van a realizar los trabajos tiene gran impacto en los tiempos y en los costes de ejecución. Tener una visión lo más cercana a la realidad (impacto económico, legislativo, medioambiental, meteorológico, etc.) de lo que se pueden encontrar al construir un nuevo circuito y/o una nueva subestación, es clave para gestionar el proyecto antes incluso de iniciarse. El modelo predictivo que se ha construido toma como base la evolución histórica de los proyectos de inversión ya ejecutados, así como las contingencias a las que se han enfrentado durante la vida del proyecto. Tal es la capacidad de estos modelos que pueden indicar que un proyecto de una determinada duración debe ser aplazado en el inicio del mismo por prever una demora, no asumible por el proyecto, por

problemas asociados a unas incidencias climatológicas en una de las zonas geográficas sobre la que se va a realizar dicho proyecto.

- **Algoritmo Predictivo de cálculos de disponibilidad de la red:** Red Eléctrica, como operador del sistema, lleva un control exhaustivo y riguroso de las necesidades de indisponibilidad que implican dejar fuera de servicio alguna parte de la Red de Transporte. El objetivo trata de maximizar el tiempo que los activos están en funcionamiento, mantener la disponibilidad de la energía del sistema, y al mismo tiempo velar por la seguridad de los equipos de trabajo que realizan las operaciones sobre los elementos de la RdT. Para ello, se ha desarrollado un modelo de optimización matemática que genera una propuesta de planificación anual de descargos eficiente y automatizada. Tiene una visión integral de las necesidades de indisponibilidad de todas las áreas de REE, las interconexiones internacionales y las de los agentes externos.
- **Algoritmo de cálculo de desplazamientos de trabajos:** mediante metodologías de Machine Learning se analiza el histórico de los viajes del personal de mantenimiento en campo entre el centro de trabajo, la subestación y los apoyos (tanto para líneas aéreas como subterráneas), para obtener la mejor estimación de los tiempos de desplazamiento para una agrupación de trabajos. Además, para obtener la duración total de un trabajo de mantenimiento, se tiene en cuenta la duración de cada una de las actividades que componen el trabajo total, la compatibilidad o incompatibilidad de actividades para poder paralelizar, la duración de cada uno de los desplazamientos (CT – Apoyo, Apoyo – Apoyo, Apoyo – CT, CT – SE, ...) y de las horas que componen las jornadas de trabajo del personal junto a las pernoctaciones que puedan derivarse, para obtener la duración total del trabajo en horas y jornadas.

## RESULTADOS

A nivel global, los principales hitos alcanzados son:

- Mejoras significativas en los procesos de planificación (mantenimiento, proyectos, descargos y aprovisionamientos): existencia de roles de planificación, criterios comunes para coordinación efectiva de las planificaciones, etc.
- Introducción de mejoras en sistemas ya existentes y la interconexión de nuevos aplicativos que contribuyen a la transformación digital de la compañía.
- Lenguaje común en los sistemas de información.
- La planificación integrada pasa a ser una actividad más de Red Eléctrica mediante la puesta en marcha del proceso de planificación integrada “transversal” y la creación de un nuevo departamento dentro de la estructura organizativa de REE: Departamento de Planificación Integrada.
- Visibilidad de la demanda agregada. Alineamiento de la planificación del suministro de materiales y servicios, aprovisionamiento y compra.
- Integración del plan anual de descargos, el control económico financiero y la gestión de excepciones.



Figura 4. Planificación Integrada.

A nivel particular de cada una de las áreas:

- En Proyectos: dotar de modelos que calculen planes estándar de proyectos y mejorar la estimación y control de necesidades, materializados en:
  - o Desarrollo e implantación de la herramienta de gestión de proyectos AGORA, que pretende la excelencia en la gestión de cartera y máxima automatización en la gestión de proyectos partiendo del riesgo como una herramienta para adelantarnos al futuro y consiguiendo cumplir la planificación de inversiones.
  - o PMO de proyectos: como nuevo órgano que asegure una gestión eficaz de los proyectos y mantenga actualizadas las planificaciones de forma alineada con la gestión de necesidades.
  - o Algoritmos de cálculo de necesidades y estimación de recursos de los proyectos de forma ajustada al conocimiento histórico de la compañía.
- En Mantenimiento: mejorar la información que permita la planificación de actividades a través de alianzas con modelos inteligentes de mantenimiento predictivo.
  - o Algoritmos de cálculo de necesidades y estimación de recursos de las actuaciones de Mantenimiento, así como la gestión de descargos.
  - o KAIROS: programación automatizada de los trabajos de mantenimiento en base a la disponibilidad de materiales, servicios, recursos, capacitaciones, descargos y duración de las actuaciones.
- En Aprovisionamientos: planificar materiales y servicios en base a necesidades de negocio y optimizar el stock.
  - o Maestro único de materiales y servicios con una codificación y parametrización única que asegure la trazabilidad de la información de los pedidos y permitan optimizar la gestión de proveedores
  - o INTEGRA –Stock: como optimizador del stock inmovilizado de la compañía en base a las nuevas políticas de aprovisionamientos que se han definido.
  - o MRP: como plug-in del sistema de gestión de aprovisionamientos y que sirve para lanzar necesidades de materiales logísticos.
- En Operación: mejorar el ajuste del pre-plan anual, reduciendo las indisponibilidades en base a la planificación.
- En Tecnología: asegurar la integración entre los sistemas IT de diferentes ámbitos e implantar acciones de gobierno del dato.
- En Control económico-financiero: asegurar al mismo tiempo el cumplimiento de la normativa.

Con todo esto la compañía espera generar resultados globales tales como la generación de eficiencias operativas, la mejora en la toma de decisiones y la optimización del stock inmovilizado; logrando beneficios en la gestión y en el plano técnico que tienen que ver con un cambio en la cultura de la empresa, la gestión ágil de procesos, la mejora en la relación con los proveedores, la existencia de un plan único y visible de trabajos, la adopción de técnicas y conocimientos en analítica avanzada y de simulación y la introducción de mejoras prácticas de gobierno del dato, impulsando una verdadera transformación digital en los principales ámbitos de la compañías.

## REFERENCIAS

- Vídeo resumen de la iniciativa: <https://vimeo.com/344036571/ebcf339a4b>
- Vídeos testimoniales: [https://drive.google.com/file/d/1T8DoR6ITAK7A\\_waK2aY-D7QKWqp6OdW0/view](https://drive.google.com/file/d/1T8DoR6ITAK7A_waK2aY-D7QKWqp6OdW0/view)
- Vídeo líneas de Mantenimiento (T2-T4): <https://vimeo.com/reallyagency/review/311692021/e6fdb2ab08>

# ESTANDARIZACIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA PARA SOLUCIONES DE GESTIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN

Jose Antonio Lozano, LPIT Product Manager, Grupo Artech

**Resumen:** En los últimos años se han desarrollado diferentes equipos de gestión de red de Media Tensión para automatización de la misma, entendiéndose por “automatización” la posibilidad de operar remotamente la apertura o cierre del elemento de corte, disponiendo, a su vez, de información del flujo de potencia en ese punto. Estos equipos ayudan a la gestión de la red, dando la mencionada información de flujo de potencia y detección precisa de paso de falta, entre otras funciones, permitiendo reconfigurar la red en un tiempo mínimo y optimizar su explotación, así como mejorar el servicio que se presta al cliente final. A finales de 2017, IEC publicó su nueva norma IEC 61869 de transformadores de medida (Instrument Transformers) incluyendo en sus partes 10 y 11 los requerimientos adicionales para sensores a los que denomina Low-power passive instrument Transformers. Este documento quiere destacar los puntos principales de esta estandarización.

**Palabras clave:** Sensores de Tensión, Sensores de Intensidad, Transformadores de Baja Potencia, LPIT, LPCT, LPVT

## IEC 61869-11 REQUISITOS ADICIONALES PARA LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN DE BAJA POTENCIA

Los transformadores pasivos de tensión de baja potencia (LPVT) están basados en el principio de divisor de tensión. Estos pueden ser divisores resistivos, capacitivos o divisores con una combinación de elementos resistivos y capacitivos.

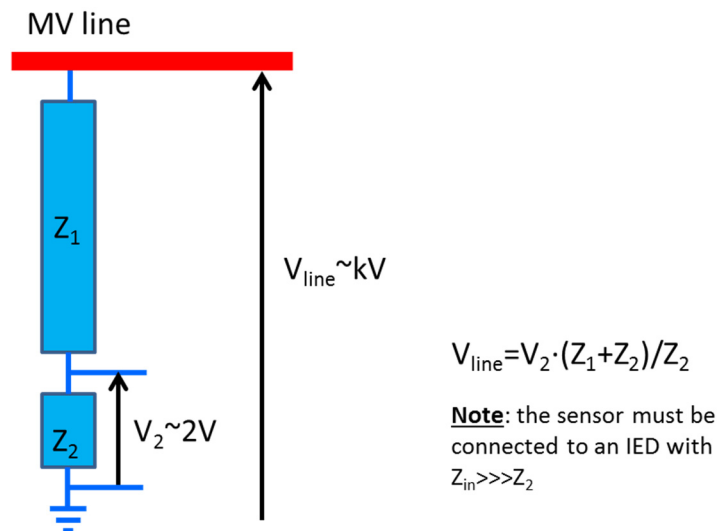


Figura 1. Esquema divisor de tensión.

Solo utilizan elementos pasivos, por lo que no requieren de una alimentación auxiliar para su correcto funcionamiento.

Estos equipos pueden ser utilizados en el rango de medida, en el rango de protección o en ambos, medida y protección, debido a su respuesta lineal.

La norma menciona la posibilidad de incluir el cable de conexión. En la práctica, es algo a tener en cuenta, al comportarse el cable como una carga en paralelo con la impedancia secundaria.

Todo lo comentado a continuación, hará referencia a divisores resistivos, en los que tenemos una amplia experiencia tanto de diseño como de instalación en campo.

En este documento nos vamos a centrar en términos y definiciones básicos asociados a sensores de tensión, de los recogidos en la norma IEC 61869-11, que son imprescindibles para la correcta definición del sensor, indicando los valores que propone la norma como estándar.

### Carga Nominal - Rated Burden (Rbr)

El valor que la norma marca como estándar en su punto 5.5.601 es de una resistencia de 2 MΩ en paralelo con una capacidad de 50 pF.

$$R_{br} = 2 \text{ M}\Omega; 50 \text{ pF}$$

Esta impedancia es a la que el sensor se conecta, es decir, la impedancia de entrada del equipo electrónico al que se conectará el sensor.

Este dato es importante a la hora de definir el sensor ya que una disparidad entre la impedancia de entrada del equipo a que se conecte el sensor y el valor definido como  $R_{br}$  en el sensor incide negativamente en la precisión de la medida.

En la actualidad, este valor es muy variable dependiendo del fabricante del equipo electrónico, existiendo sensores para impedancias dispares que van de valores de 200 kΩ hasta 20 MΩ.

### Clase de precisión - Rated accuracy Class (Error de módulo “ε”; error de ángulo “φ”)

De forma similar a los transformadores convencionales, la clase de precisión es designada por el mayor porcentaje de error de relación a la tensión nominal y conectada a la carga nominal.

Las clases de precisión estándar son:

$$0,1 - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0$$

Los límites de error de relación y fase no excederán los valores de la tabla anexa, para valores de tensión comprendidos entre el 80% y el 120% de la tensión nominal.

Accuracy class	Percentage ratio error $\varepsilon$ , $\varepsilon_{cor U}$			Phase error $\varphi_e$ , $\varphi_{cor \varphi_0}$					
				$\pm$ %			Minutes		
	at voltage (% of rated)			at voltage (% of rated)			at voltage (% of rated)		
	80	100	120	80	100	120	80	100	120
0,1	0,1	0,1	0,1	5	5	5	0,15	0,15	0,15
0,2	0,2	0,2	0,2	10	10	10	0,3	0,3	0,3
0,5	0,5	0,5	0,5	20	20	20	0,6	0,6	0,6
1,0	1,0	1,0	1,0	40	40	40	1,2	1,2	1,2
3,0	3,0	3,0	3,0	Not specified			Not specified		

Tabla I. Límites de error de relación y fase para LPVT de medida.

La norma contempla clases de precisión para LPVT de protección y multi-propósito (medida y protección), fijando valores máximos de error de relación y fase, según la Tabla II.

Accuracy class	Ratio error $\varepsilon$ , $\varepsilon_{\text{cor } U}$ $\pm \%$					Phase error $\varphi_e$ , $\varphi_{\text{cor } \varphi_0}$									
						at voltage (% of rated)					$\pm$ minutes				
	at voltage (% of rated)										at voltage (% of rated)				
						2	20	80	100	$F_v$ x100	2	20	80	100	$F_v$ x100
0,1P	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	20	10	5	5	5	0,6	0,3	0,15	0,15	0,15
0,2P	1	0,4	0,2	0,2	0,2	40	20	10	10	10	1,2	0,6	0,3	0,3	0,3
0,5P	2	1	0,5	0,5	0,5	80	40	20	20	20	2,4	1,2	0,6	0,6	0,6
1P	4	2	1	1	1	160	80	40	40	40	4,8	2,4	1,2	1,2	1,2
3P	6	3	3	3	3	240	120	120	120	120	7	3,5	3,5	3,5	3,5
6P	12	6	6	6	6	480	240	240	240	240	14	7	7	7	7

Tabla II. Límites de error de relación y fase para LPVT de protección y multi-propósito.

## Tensión nominal primaria (U<sub>pr</sub>)

Los valores de tensión primaria de los LPVT conectados entre fase y tierra (tensión simple), será  $\sqrt{3}$  veces menor al valor de la tensión del sistema (tensión compuesta).

Los valores estándar están recogidos en la norma IEC 60038.

## Tensión nominal secundaria (U<sub>sr</sub>)

La norma contempla dos valores RMS estándar de tensión secundaria:

$$3,25/\sqrt{3} \text{ V}, 100/\sqrt{3} \text{ V}$$

Así mismo, la norma contempla la posibilidad de definir la relación de transformación con un ratio, p.e. 10.000/1 para LPVT aplicables a un rango de tensiones primarias.

Los valores de relación más utilizados en la actualidad, para niveles de aislamiento de 24/50/125 kV y 36/70/170 kV son  $20.000/\sqrt{3}$ :  $3,25/\sqrt{3}$  y  $30.000/\sqrt{3}$ :  $3,25/\sqrt{3}$ , respectivamente, siendo posible utilizar estos LPVT en tensiones diferentes, p.e. 15 kV o 17,5 kV, debido al comportamiento lineal de su respuesta.

## Factor de tensión (F<sub>v</sub>)

El factor de tensión, al igual que en el caso de los transformadores de tensión convencional, corresponde al valor máximo de tensión que puede aparecer en el sistema. Este depende de la conexión de tierra del sistema.

El valor habitualmente utilizado, tanto en transformadores de tensión convencional como en LPVT es

$$1,2 U_n \text{ en continuo y}$$

$$1,9 U_n \text{ durante 8 horas.}$$

Estos valores son los definidos para el caso más desfavorable de sistema aislado o sistema con tierra resonante.

## Compatibilidad electromagnética (EMC)

Estos equipos no disponen de elemento electrónicos microprocesados, sino elementos pasivos, por lo que no es aplicable ningún requerimiento en este sentido.

## Conectores

Los sensores de tensión se entregan con su cable de conexión de una longitud determinada.

Los conectores utilizados dependerán del conector utilizado en la conexión del sensor y en la conexión del equipo electrónico.

Un conector ampliamente utilizado para los sensores de tensión es el BNC para servicio interior y TNC para servicio exterior. Este conector permite una conexión fiable y rápida, que facilita la instalación del equipo en campo.



Figura 2. Sensor de tensión para cabina compacta aislamiento SF6, modelo PLUGSENS-25.

Respecto al conector del lado de la electrónica se utilizan terminales punteras, terminales BNC o conectores RJ45.

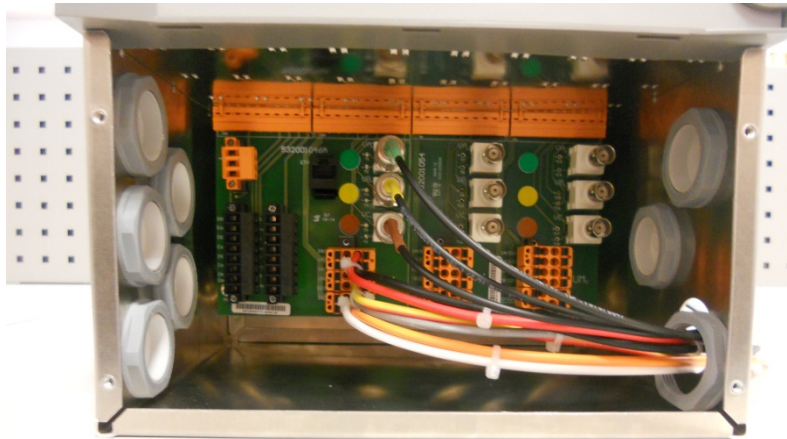
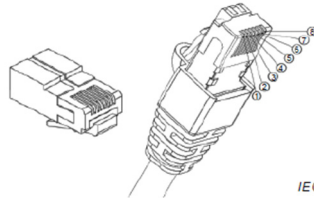


Figura 3. Conexión sensor de tensión via BNC a equipo electrónico de monitorización de línea.

Estos últimos, conector RJ45, es el propuesto por la norma con una asignación de pines para la señal secundaria tanto de tensión (LPVT) como de intensidad (LPCT).

8 way, shielded, free connector (RJ45)  
IEC 60603-7-1



RJ45 Pin out	PIN:	1	2	3	4	5	6	7	8
Passive LPCT		S1	S2						
Passive LPVT								a	n

Figura 4. Tabla de pineado (pin out) de conector RJ45 según IEC 61869-6.

Los dos pares de conexiones no utilizados están reservados para TEDS y alimentación auxiliar, para el caso de sensores que la requieran (activos).

Este conector permite el utilizar un único conector para llevar las señales secundarias de sensores de tensión (LPVT) y corriente (LPCT) de una misma fase, señales de mV, facilitando el cableado de la instalación y evitando posibles errores de conexionado al evitar cruces de conexiones de diferentes fases.

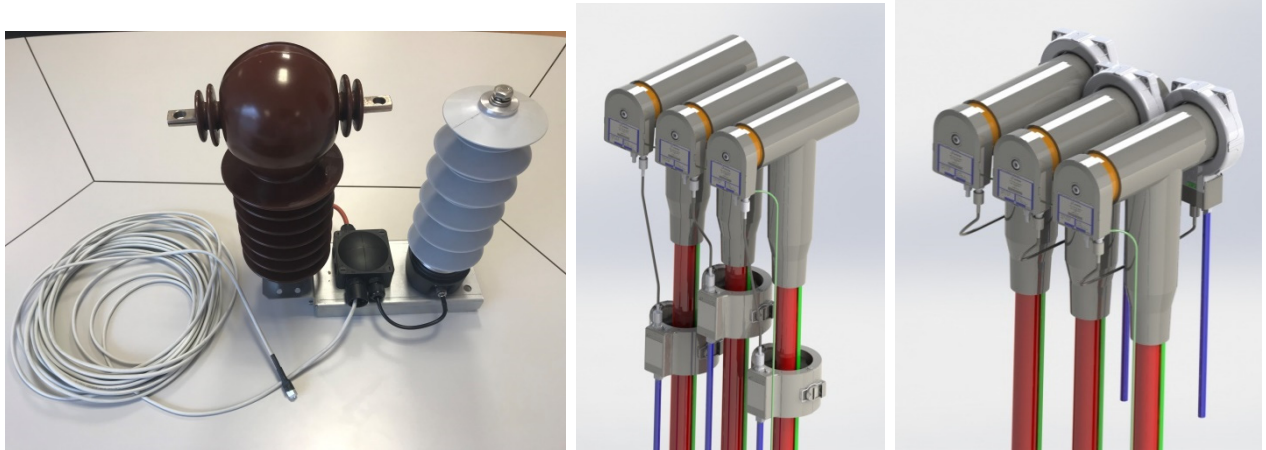


Figura 5. Conectorizaciones de sensores de tensión e intensidad via RJ45.

## CONCLUSIÓN

En definitiva, para una correcta definición del sensor de tensión o LPVT es necesario conocer diferentes características tanto del equipo electrónico al que conectaremos los sensores como de la instalación, siendo los parámetros mínimos requeridos los señalados en el presente documento.

Con el objetivo de homogeneizar las ofertas de los diferentes fabricantes de equipos, medida o IEDs, es recomendable utilizar los valores definidos por las normas, en este caso IEC 61869, recogidos en estas líneas.

Sirva como resumen final una ficha de datos técnicos de un sensor de tensión para instalación exterior, donde marcamos en rojo los datos mínimos necesarios para definir el sensor de tensión.





**MODEL: OVERSENS-25.239B1E000.T15RX**  
**CODART:**  
**Type:** Voltage Sensor for overhead line applications.  
 To be fixed on a metallic surface

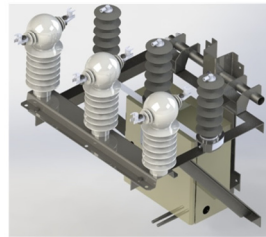
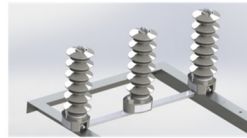
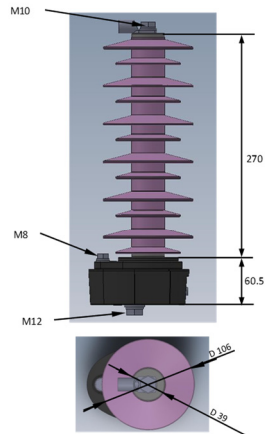
**Insulation level:** 24/50/125 kV  
**Rated Voltage:** 20/√3 kV  
**Rated Secondary Voltage:** 3,25/√3 V  
**Rated Frequency:** 50/60 Hz  
**Rated Burden:** 2 MΩ; < 50 pF  
**Accuracy:** Cl 1P (IEC 61869-11)  
**Voltage Factor:** 1,2Un / 1,9Un 8h  
**Operation Conditions:** -25/+60°C

**Output Connection:** TNC  
**Cable:** RG 223  
**Cable length (m):** 15  
**End Cable Connection:** Supplied by customer or different item

**Dimensions:** High: 330 mm; Wide máx. Htal.: 118 mm  
**Weight:** 2,2 kg  
**Elements:** **Part 1:** High Voltage resistance (Primary; silicone part)  
**Part 2:** Low voltage resistance (Secondary; Polyamide box).

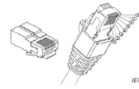
**Line connection:** M10\*20 threaded rod with hex nut and locknut  
**Earth connection:** M8\*20 and M12\*20 threaded rods with hex nut and locknut  
**Line connection torque:** 15 Nm (recommended)  
**Earth connection torque, M8:** 10 Nm (recommended)  
**Earth connection torque, M12:** 40 Nm (recommended)

**Dimensions:**



**WIRING**

8 way, shielded, five connector (RJ45)  
 IEC 60603 7-1



RJ45 Pin out	PN:	1	2	5	4	6	7	8
Passive LPCT	S1	S2						
Passive LPVT							a	n

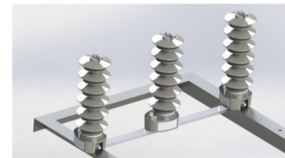


Figura 6. Ficha técnica sensor de tensión para exterior, modelo OVERSENS-25.

**REFERENCIAS**

- IEC 61869-1 Instrument transformers. Part 1. General requirements.
- IEC 61869-6 Instrument transformers. Part 6. Additional general requirements for low-power instrument transformers.
- IEC 61869-11 Instrument transformers. Part 11. Additional requirements for low-power passive voltage transformers.

# ESTIMADOR DE ESTADO EN EL DOMINIO COMPLEJO PARA GRANDES SISTEMAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

**Dr. Jesús Besada Juez**, Departamento de Ingeniería, Qwi Tecnologías de la Información

**Ana González Bordagaray**, Control Systems, I-DE Redes eléctricas Inteligentes, Grupo Iberdrola

**Jesús Javier Ferro Vázquez**, Sistemas de Control, I-DE Redes eléctricas Inteligentes, Grupo Iberdrola

**Gustavo Plaza González**, Departamento de Ingeniería, Qwi Tecnologías de la Información

**Resumen:** El control y monitorización de sistemas de potencia requiere procesar grandes cantidades de información en tiempo real de múltiples fuentes de manera precisa y fiable. Los centros de control modernos utilizan algoritmos avanzados para dicha tarea, donde el estimador de estados es uno de los más populares. Se presenta un algoritmo novedoso que consigue todos los beneficios de reducir la dimensión de la matriz de ganancias, pero sin los inconvenientes de los enfoques tradicionales como el fast decoupled. Para ello se propone resolver el problema del estimador de estado en el dominio de los números complejos en vez de en el de los números reales. La mejora en velocidad y recursos del nuevo algoritmo lo sitúa en un puesto privilegiado para afrontar los nuevos retos de las redes Smart Grids, con cientos de miles de medidas obtenidas en tiempo real y escenarios cada vez más complejos de operación.

**Palabras clave:** Estimador de Estados, WLS, Matriz de Ganancias, Fast Decoupled, Dominio Complejo, Smart Grid

## INTRODUCCIÓN

La estimación de estados es el proceso de inferir los mejores valores posibles de las variables de estados del sistema usando un número limitado de medidas y la información topológica de la red. Las principales virtudes que se buscan son: rapidez de cálculo, una alta precisión y capacidad para detectar y corregir de forma automática las medidas anómalas [3].

De las diferentes estrategias utilizadas, los algoritmos de mínimos cuadrados ponderados [6] (weighted least squares -WLS-) son con mucho, los más populares y se invierte una gran cantidad de esfuerzo e investigación en mejorar dichos algoritmos [1][2].

La principal diferencia entre las diferentes propuestas utilizadas es el tipo de variable de estado que se utiliza [4]. Donde una vez elegida la variable de estado, el problema se formula siempre o en coordenadas polares o en coordenadas cartesianas [5]. Típicamente para redes de transmisión (aunque igual de válido para redes de distribución) se utiliza la magnitud y el ángulo de la tensión en los buses como variable de estado, en este caso, las entradas en la matriz Jacobiana y la factorización de la matriz de ganancia deben ser recalculadas en cada iteración. El siguiente apartado introduce la formulación de este problema.

## ESTIMADOR DE ESTADOS

El estimador de estados resuelve el conocido problema de optimización ponderada por mínimos cuadrados (WLS), que busca minimizar el error de las medidas disponibles:  $e_i = z_i - h_i(x_1, x_2 \dots x_n)$ .

Donde  $z$  es el vector de medidas de dimensión  $m$ , y  $h$  es el vector de las estimaciones obtenidas por las ecuaciones no lineales de potencia dependiente del vector de estados de dimensión  $n$ , donde  $n$ , formulado en coordenadas polares tiene una dimensión igual al doble de buses del sistema.

Por lo tanto, se define la siguiente función objetivo a minimizar:

$$f = \sum_{i=1}^m (w_i(z_i - h_i(x_1, x_2 \dots x_{2n})))^2 = \sum_{i=1}^m (w_i e_i)^2$$

Donde  $w$  es el vector de pesos de las medidas, que típicamente toma el valor de la inversa de la desviación estándar del aparato de medida utilizado, es decir,  $w_i = \frac{1}{\sigma_i}$ .

Para encontrar el mínimo de la función objetivo, se calculan las derivadas parciales y se igualan a cero:

$$H^T \cdot W \cdot e = 0 \quad (1)$$

Donde  $H$  es la matriz Jacobiana de derivadas parciales de dimensión  $(m,n)$   $H = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$  y  $W$  es la matriz diagonal de pesos de dimensión  $(m,m)$  y  $e$  es el vector de errores de dimensión  $m$ .

La ecuación (1) contiene  $m$  ecuaciones no lineales dependientes de  $n$  variables que no pueden resolverse de forma directa, lo que obliga a utilizar un proceso iterativo como Newton-Raphson que aproxima las ecuaciones no lineales por su primer término de la serie de Taylor:

$$h_i(x_1, x_2 \dots x_n) \approx h_i(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) + \sum_{j=1}^n \nabla x_j^0 \frac{\partial h_i}{\partial x_j}$$

Con esta aproximación, el problema se convierte en lineal con el coste de necesitar iterar para conseguir converger a una solución próxima al óptimo. Sustituyendo  $h$  en la ecuación (1) se obtiene:

$$H^T \cdot W \cdot H \cdot \nabla x = H^T \cdot W \cdot e \quad (2)$$

Agrupando los términos  $G = H^T \cdot W \cdot H$  y  $b = H^T \cdot W \cdot e$ , se trata de resolver el sistema lineal  $G \cdot x = b$  donde  $G$  es conocida como la matriz de ganancias.

## FACTORIZACIÓN QR

La resolución del sistema  $G \cdot x = b$  nunca se realiza directamente invirtiendo la matriz  $G$ , donde típicamente se utiliza algún tipo de descomposición [1] que evita invertir la matriz.

Como se indica en [2], la matriz  $G$  suele presentar problemas numéricos de precisión y redondeo que pueden afectar a la convergencia del sistema o, en el mejor de los casos, a necesitar un mayor número de iteraciones para converger.

Por lo tanto, los autores recomiendan la factorización ortogonal QR que evita el cálculo directo de  $G$  y prácticamente eliminar los problemas numéricos asociados a la matriz de ganancias:

$$\tilde{H} = Q \cdot R \text{ donde } \tilde{H} = H \cdot W^{1/2}$$

Sustituyendo en la ecuación (2), se obtiene:

$$\tilde{H}^T \cdot \tilde{H} \cdot \nabla x = \tilde{H}^T \cdot W^{-1/2} e$$

Y considerando que  $Q$  ortogonal,  $Q^T = Q^{-1}$ , se obtiene la expresión final:

$$R \cdot \nabla x = Q^T \cdot W^{-1/2} \cdot e \quad (3)$$

La ecuación (3) puede resolverse por sustitución directa ya que  $R$  es una matriz triangular superior. Esta ecuación es la base del estimador de estados que aquí se estudia y sobre la que se realizará la comparación con el nuevo algoritmo.

## LIMITACIONES CONOCIDAS

La principal limitación de este enfoque es que no impone ninguna restricción a la capacidad de consumo o generación de los buses, lo que lleva a escenarios completamente irreales cuando se utiliza en cualquier red de distribución real. En [2] los autores proponen cómo modificar el planteamiento inicial para resolver un problema WLS con restricciones.

Otra limitación se encuentra en la dificultad de tratar elementos dinámicos como, por ejemplo, los reguladores de tensión en línea, cuyo comportamiento depende del valor del estado en cada iteración [2].

Por último, se ha de realizar una implementación eficiente del algoritmo cuando se trabaja con grandes redes (>100.000 buses), como programación multihilo para tratar bolsas independientes, uso de álgebra dispersa, etc.

Aun realizando la mejor implementación posible del algoritmo y aprovechando al máximo las capacidades actuales de las estaciones de trabajo, la dimensión del problema, es decir, el número de buses a manejar y por lo tanto el tamaño

de la matriz de ganancias  $G$  representa el mayor desafío actual para su utilización en grandes redes en tiempo cuasi real.

Teniendo en cuenta que el tamaño de una variable de tipo 'double' es de 8 bytes y que la complejidad de la descomposición QR es  $O(n^3)$ , y suponiendo el escenario favorable del tamaño mínimo posible de  $G$ , se muestra un ejemplo con una red de 1000 buses y otra de 2000 buses:

Número de buses	Número de estados	Memoria (MB)	Complejidad QR
1000	2000	32	$8 \cdot 10^9$
2000	4000	128	$64 \cdot 10^9$

Tabla I. Problema de la dimensionalidad.

En el ejemplo de la tabla I, se muestra cómo doblando (x2) el tamaño de la red, se necesita x4 más de memoria y se aumenta la complejidad y por lo tanto los tiempos de cálculo en x8.

Si bien, el uso de la memoria puede aliviarse utilizando álgebra dispersa, la complejidad QR supone el principal obstáculo para una correcta utilización de estas técnicas en grandes redes de distribución que necesiten ejecutarse en tiempo cuasi real.

## FAST DECOUPLED

La necesidad de mejorar la eficiencia de estos algoritmos ha llevado al desarrollo de la versión conocida como fast decoupled (FDSE) [3], basado en desacoplar la influencia de  $P$  y  $Q$  en las variables de estado y por lo tanto resolver dos matrices  $P - \theta$  y  $Q - V$  cada una con la mitad de filas y columnas que la matriz de ganancias original.

Tal y como se muestra en la Tabla I, aun teniendo que resolver dos sistemas, al tener la mitad de filas y columnas, presenta una gran mejora de eficiencia para sistemas grandes, donde no aporta casi diferencia para sistemas medianos o pequeños.

A pesar de las bondades de este enfoque en la mejora de velocidad y coste computacional, tiene dos importantes inconvenientes que deben tenerse en cuenta:

- En aquellos casos donde los parámetros de la red (como el ratio  $x/\gamma$ ) y las condiciones de operación violan las suposiciones realizadas para desacoplar las variables.
- Las medidas de corriente no comparten en general las suposiciones de desacople, por lo que este tipo de algoritmos no gestionan correctamente dichas medidas.

Estas limitaciones son lo suficientemente importantes para que impida utilizar la estrategia de desacople en muchas redes, donde tener que desechar todas las medidas de intensidad puede suponer una gran merma de información y por lo tanto un resultado menos preciso.

La motivación de este trabajo es presentar un algoritmo novedoso que consiga todos los beneficios de reducir la dimensión de la matriz de ganancias, pero sin los inconvenientes de los enfoques tradicionales como el fast decoupled. Para conseguir esto, se propone resolver el estimador de estados en el dominio de los números complejos en vez de realizarlo en el dominio de los números reales.

## ALGORITMO EN EL DOMINIO COMPLEJO

Formular el algoritmo WLS en el dominio de complejo implica usar el conjugado de la variable compleja de tensión  $V^* \in \mathbb{C}$  en vez de usar la versión en forma polar  $|V|$  y  $\theta \in \mathbb{R}$  como variables de estado. Los principales beneficios de este enfoque son:

- Al igual que en la versión rectangular, las ecuaciones de potencia se expresan de forma exacta con un número finito de términos de la serie de Taylor y contiene sólo derivadas de orden 2 (fast exact second order state - FESOS-), en oposición a la versión en forma polar que requiere infinitos términos de la serie de Taylor.
- Las medidas de  $P$  y  $Q$  pueden expresarse en una única variable  $S = P + jQ$ , resultando en una reducción importante del número de filas, combinado con exactamente la mitad de variables de estado requeridas, se puede conseguir hasta una reducción de 4 veces el tamaño de la matriz de Ganancias y el Jacobiano obtenidos.

- Con el cambio de variable adecuado, se puede obtener un Jacobiano constante, que no dependa de las variables de estado, lo que implica otra gran mejora e impacto en los tiempos de cálculo.

Está demostrado que los sistemas FESOS proveen una solución precisa para todos los modos de operación, siendo muy superiores a otros algoritmos cuando se presentan sistemas mal condicionados. Pero incluso más importante, la reducción de hasta 4 veces el tamaño de la matriz de ganancias y un Jacobiano constante, implica una enorme ventaja cuando se trabaja con grandes redes.

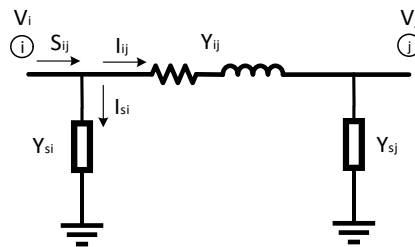
Para ello, se utilizan las ecuaciones de potencia en su forma compleja y la matriz Jacobiana se construye con las derivadas parciales de la variable compleja  $V^*$ , donde las medidas que se pueden utilizar son la inyección de potencia en un bus ( $S_i$ ), el flujo de potencia entre dos buses ( $S_{ij}$ ), la inyección individual de potencia en un bus ( $P_i, Q_i$ ), el flujo de potencia individual entre dos buses ( $P_{ij}, Q_{ij}$ ), el módulo de la tensión en un bus ( $|V_i|$ ) y el módulo de la corriente entre dos buses ( $|I_{ij}|$ )

Cuando no se disponga de las medidas de  $P$  y  $Q$  simultáneamente, es posible utilizarlas de forma individual. Para ello, se utilizan las derivadas de Wirtinger para obtener las derivadas parciales de  $P$  y  $Q$  al formar el Jacobiano. De esta manera, no es necesario desechar las medidas de  $P$  y  $Q$  cuando se presentan de forma individual.

## FORMULACIÓN EN EL DOMINIO COMPLEJO

Resolver el problema en el dominio complejo implica obtener el Jacobiano con las derivadas parciales de las ecuaciones de potencia con respecto al conjugado de la tensión que es la variable de estado elegida.

A continuación, se muestra el flujo de potencia en el modelo en  $\pi$  de una línea de media distancia:



$$S_{ij} = V_i \cdot I^* = V_i (I_{si}^* + I_{ij}^*) = V_i (V_i^* Y_{si}^* + (V_i - V_j)^* Y_{ij}^*) \in \mathbb{C}$$

Dividiendo por  $V_i$ , se obtiene el siguiente cambio de variable:

$$S_{ij}/V_i = I^* = V_i^* (Y_{si}^* + Y_{ij}^*) - V_j^* Y_{ij}^* \quad (4)$$

La ecuación (4) solo depende del conjugado de la tensión  $y$ , por lo tanto, sus derivadas parciales pueden obtenerse de forma directa:

$$\partial I^* / \partial V_i^* = Y_{si}^* + Y_{ij}^* \quad \text{y} \quad \partial I^* / \partial V_j^* = -Y_{ij}^*$$

Obsérvese que las derivadas parciales son constantes y no dependen de las variables de estado, lo que supone otra gran ventaja de esta formulación, puesto que no hay que recalcular el Jacobiano ni realizar la descomposición QR en cada iteración.

Para las medidas del módulo de la tensión y el módulo de la intensidad, se sigue la estrategia de suponer que las medidas son complejas (con módulo y ángulo), actualizando el ángulo con el valor obtenido en cada iteración. De esta forma se consigue que el cálculo de sus derivadas parciales sea trivial y que mantenga constante el Jacobiano. Por el contrario, en cada iteración, hay que actualizar el valor de la medida con el valor del ángulo que se va obteniendo, operación que es mucho más eficiente que actualizar el Jacobiano en cada iteración.

Es decir, no solo se ha obtenido un Jacobiano mucho más sencillo (ver formulación en coordenadas polares [1][2][3]) y hasta 4 veces más pequeño, además se ha conseguido que sea constante, lo que supone otra gran mejora al tener que calcular  $G$  una sola vez.

Una vez obtenido el Jacobiano complejo, se procede a realizar la descomposición ortogonal para obtener la ecuación homóloga en (3), obteniendo la ecuación final en versión compleja:

$$R \cdot \nabla x = Q^H \cdot W^{-1/2} \cdot e \quad (5)$$

Nótese que ahora sobre la matriz Q ha de realizarse la conjugada transpuesta, en vez de solo la transpuesta.

## RESULTADOS

La formulación clásica en variable real (ecuación 3), se va a comparar con la nueva formulación propuesta, en variable compleja (ecuación 5), en una red de distribución real, atendiendo no sólo a la precisión del resultado (error medio absoluto -MAE-) sino también a la eficiencia de recursos, principalmente memoria y tiempo de proceso.

Para ambas formulaciones se aplican todas las mejoras de eficiencia descritas por los autores en [2] como la simplificación de la matriz de admitancias, el uso de álgebra dispersa y la ejecución en paralelo de las bolsas detectadas.

La red elegida corresponde con una red real que cubre una gran área geográfica. A continuación, se muestran los resultados al ejecutar el estimador de estados desde su condición inicial, es decir, sin valor previo:

	Nº buses	Nº buses simpli.	Precisión (MAE)	Memoria Pico (GB)	Tiempo (m)
Formulación dominio real	497.318	139.207	0,180	8,92	6,24
Formulación dominio complejo	497.318	139.207	0,183	5,13	3,27

Tabla II. Comparativa de resultados.

De los resultados obtenidos se desprende que ambas formulaciones obtienen prácticamente la misma precisión, siendo la diferencia del error medio absoluto despreciable. Donde sí se obtienen diferencias notables es en los recursos computacionales consumidos, con un incremento por parte de la formulación clásica de más del 73% en memoria y 90% en tiempo de cálculo.

## CONCLUSIONES

Se ha presentado un algoritmo novel, que resuelve el problema de la estimación de estados en el dominio de los números complejos, en vez de resolverlo en el dominio de los números reales. Este nuevo algoritmo presenta numerosas ventajas, como la de obtener mejores resultados con casos mal condicionados, una reducción de hasta 4 veces el tamaño de la matriz de ganancias y un Jacobiano constante.

Estas ventajas se traducen en una mejora sustancial en la eficiencia computacional, con ahorros en torno al 70% en memoria y del 90% en tiempo de cálculo para grandes redes de distribución de energía.

Estas virtudes presentan al nuevo algoritmo como el candidato ideal para las redes Smart Grid donde cada vez con más frecuencia, los centros de control demandan poder procesar y mostrar los resultados de forma precisa y en tiempo cuasi real.

## REFERENCIAS

- [1] Ali Abur & A. Gomez-Exposito, 2004, "Power System State Estimation Theory and Implementation", CRC Press.
- [2] J. Besada, et. al, 2019, "State estimation for large power distribution systems", ICREPQ'19.
- [3] John J. Grainger & William D. Stevenson, 1994, "Power System Analysis", McGraw-Hill.
- [4] K. Dehghanpour, et al, 2018, "A Survey on State Estimation Techniques and Challenges in Smart Distribution Systems", IEEE.
- [5] Tomasz Okon & Kazimierz Wilkosz, 2010, "Comparison of Weighted-Least-Squares Power System State Estimation in Polar and Rectangular Coordinate Systems", IEEE.
- [6] Yousu Chen, 2015, "Weighted-Least-Square State Estimation", PNNL.

# BATTERTIA - CONTROL DEL SISTEMA DE BATERÍA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE REDES ELÉCTRICAS

**Milan Prodanovic**, Jefe de Unidad, Instituto IMDEA Energía  
**Javier Roldán Pérez**, Investigador titular, Instituto IMDEA Energía  
**Alberto Rodríguez Cabero**, Investigador predoctoral, Instituto IMDEA Energía  
**Abdelkrim Benchaib**, Responsable I+D, IP RITSE, Supergrid Institute  
**Juan Carlos González**, Ingeniero I+D, Supergrid Institute  
**Antonio Cordón Rodríguez**, Responsable I+D, Red Eléctrica España  
**Luis Coronado Hernández**, Responsable I+D, Red Eléctrica España

**Resumen:** La reducción de la generación síncrona tradicional que se espera junto con el aumento de la integración de fuentes de energía renovable, provoca como consecuencia la disminución de la inercia del sistema, teniendo como mayor desafío la preservación de la estabilidad del sistema eléctrico. El tema abordado en el proyecto RITSE es el de mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal de redes eléctricas mediante el uso coordinado de dispositivos HVDC y de sistemas de baterías distribuidos, generando un valor añadido. En este artículo se presenta un método innovador para el control de sistemas de baterías, con el objetivo de incrementar la inercia equivalente del sistema y amortiguar las oscilaciones inter-área.

**Palabras clave:** Estabilidad Transitoria, Estabilidad de Pequeña Señal, Baterías, Máquinas Síncronas Virtuales

## INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas se enfrentan al desafío de una integración masiva de recursos distribuidos debido a una gran variedad de tecnologías de generación. Este hecho es el motivo principal de la realización de cambios relevantes en la regulación del sistema eléctrico, la cual, será cada vez más restrictiva y exigente respecto al funcionamiento de las unidades interconectadas de generación tradicional y las de generación distribuida que utilicen convertidores de electrónica de potencia. Ya se reconoce el impacto ocasionado a las redes por los generadores controlados mediante la suposición común de una red "firme" (las desviaciones de tensión y frecuencia se consideran insignificantes), provocando problemas de estabilidad en sistemas de potencia, especialmente en los casos de los generadores y cargas que se operan en modo de potencia constante, basado en el uso del sistema de bloqueo de fase (Phase Locked Loop - PLL). Además, el despliegue masivo de recursos distribuidos y cargas activas puede tener un impacto relevante en el funcionamiento de los sistemas de potencia, ya que estos dispositivos pueden interactuar entre sí o con otros elementos de la red provocando inestabilidades en el sistema.

Todos los recientes indicadores de costes muestran un despliegue a gran escala del uso de sistemas de baterías inminente, principalmente para aplicaciones de gestión de demanda y de control de frecuencia. Dos tecnologías electroquímicas se destacan para estas aplicaciones: las baterías de ion-litio y las baterías de flujo. Ambas tecnologías han madurado y actualmente sus costes se han reducido significativamente. Además, para conectarlas a la red se van a usar convertidores de electrónica de potencia. En la mayoría de las instalaciones existentes, el sistema de control utiliza la suposición de una "red eléctrica firme" y una aplicación de potencia constante, tanto para el modo de carga como para el de descarga. En el caso del control de frecuencia de la red se suele usar una pendiente, relacionada con la frecuencia de la red, para controlar la cantidad de potencia inyectada. Los existentes interfaces de batería, basados en estos modos de control, dirigen con éxito el balance energético del sistema, sin embargo, no pueden contribuir de una manera activa a la estabilidad de la red, sobre todo en el control de la tensión y de la frecuencia.

En los últimos años se ha introducido un nuevo concepto de control basado en la emulación de la dinámica de una máquina síncrona conectada a la red. Este concepto se denomina habitualmente como máquina síncrona virtual (VSM), generador síncrono virtual o sincronverter [7]. La emulación de una máquina síncrona introduce varios beneficios potenciales, como imitar la respuesta transitoria electromecánica de un generador síncrono y eliminar el uso del PLL para sincronizarse a la red. Sin embargo, el convertidor se enfrenta a los mismos desafíos de control que cualquier otro generador síncrono conectado a la red, como las variaciones de frecuencia, los armónicos y desequilibrios de tensión y las corrientes de entrada durante los corto-circuitos en la red.

Las principales ventajas de utilizar el enfoque de VSM en las interfaces de la batería se pueden resumir en las siguientes propiedades: 1) La VSM emula la dinámica y la inercia de un generador síncrono, el cual ofrece soporte para el control de la frecuencia y tensión de red. Su instalación en la red sería menos intrusiva para la dinámica del sistema que

cualquier otro método de control utilizado para los convertidores de potencia de la red, 2) El diseño de control y de la inercia emulada por la VSM es adaptable a cualquier restricción específica y requisito dinámico de la tecnología del sistema de batería, 3) El uso de la VSM como interfaz de batería facilita la integración masiva en la red de tecnologías renovables.

En este artículo, se presentan los retos principales del desarrollo del sistema de control de una VSM. En primer lugar, se introduce el contexto del proyecto RITSE y sus dos subproyectos (BATTERTIA y DVAC). Luego se define el objetivo principal del subproyecto BATTERTIA para integrar los sistemas de batería a redes eléctricas para mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal. Las ventajas principales para el uso de VSM en este contexto se explican junto con los principales desafíos en el diseño de su sistema de control. Los resultados preliminares del desarrollo se validan en el entorno de laboratorio con un inversor de 75 kVA acoplado a una batería de ión-litio de 47,5 kWh.

## PROYECTO RITSE

Los institutos SuperGrid e IMDEA Energía propusieron un nuevo concepto para abordar el problema de estabilidad del ángulo del rotor basado en el control específico de los enlaces HVDC (subproyecto DVAC) asociados con el control de sistemas de almacenamiento distribuido (subproyecto BATTERTIA).

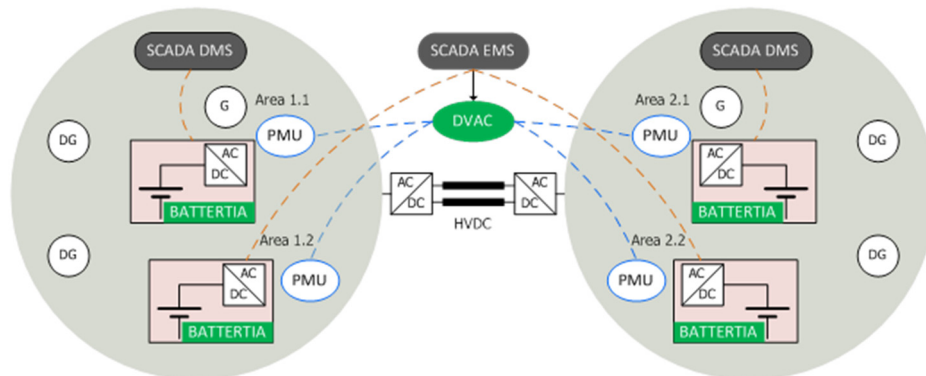


Figura 1. Proyecto RITSE, los conceptos DVAC y BATTERTIA para mejorar la estabilidad transitoria en las redes de transporte.

DVAC propone un método innovador para controlar los enlaces VSC-HVDC, con el objetivo principal de mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema y garantizar implícitamente la sincronización de dos redes interconectadas en AC. El método calcula las referencias de potencia activa necesarias para cada estación de VSC-HVDC, lo que le permite emular el comportamiento de una línea de transmisión de AC y la modula al objeto de mejorar el amortiguamiento frente a oscilaciones inter-área.

BATTERTIA propone el desarrollo y validación experimental de un novedoso sistema de control para convertidores de electrónica de potencia, sirviendo como interfaces para baterías que ofrecen el mismo soporte de tensión y capacidades de inercia a las redes eléctricas que los generadores síncronos instalados actualmente. Utilizando este enfoque, la estabilidad transitoria del sistema eléctrico no se verá comprometida, ya que la red vería una dinámica equivalente a la obtenida si se conectara un generador síncrono.

El proyecto RITSE incluye la combinación de las dos estrategias de control que permitirán la creación de zonas robustas (inercia regional) dentro del sistema eléctrico, que responden de manera convencional a las perturbaciones del sistema (gracias a BATTERTIA), mientras que DVAC administrará la interacción entre las zonas y garantizará cualquier oscilación de potencia para evolucionar de una manera segura. Como resultado, el operador del sistema recibirá un conjunto de herramientas avanzadas para la gestión activa de la estabilidad transitoria y de pequeña señal de la red.

## CONCEPTO BATTERTIA

Este subproyecto propone el desarrollo y la implementación de un novedoso sistema de control para los convertidores de electrónica de potencia acoplados a baterías que ofrezcan el mismo soporte de tensión y propiedades inerciales a las redes eléctricas, como los generadores síncronos instalados actualmente. En contraste con las existentes interfaces de baterías de potencia constante, la estabilidad transitoria del sistema de energía no será comprometida y desde el



punto de vista de la red se vería la misma dinámica de sistema equivalente como si estuviera conectado un generador síncrono. Además de eso, se respetarán todas las dinámicas y restricciones específicas del sistema de batería.

El objetivo de este subproyecto es explorar las características de la tecnología de la máquina síncrona virtual (VSM) y proponer nuevos métodos de control para la integración de la batería en redes eléctricas. Acoplado el control VSM con la batería se aprovecha la capacidad de las baterías para proporcionar la energía transitoria y la capacidad del inversor de emular la máquina síncrona.

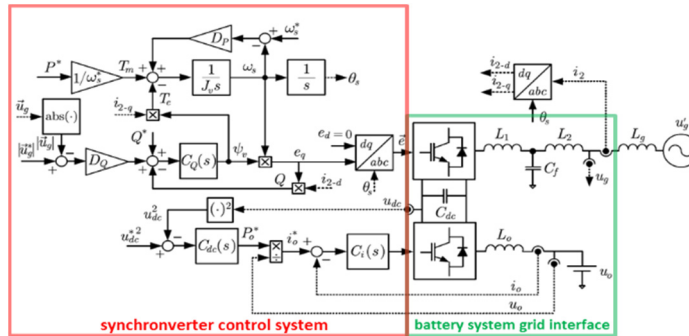


Figura 2. Batería acoplada a la red utilizando el concepto BATTERTIA.

El impacto previsto del método propuesto es que las baterías estarán equipadas con la funcionalidad y capacidad para participar en el mercado de servicios auxiliares y competir con las reservas de inercia existentes proporcionadas por las máquinas rotativas. Esto tendrá un impacto directo a los operadores del sistema de distribución y de transporte, ya que facilitará la operación de las redes y asegurando la estabilidad del sistema eléctrico y permitiendo una conexión masiva y segura de distintas tecnologías de energía renovable y de generación distribuida.

## EMULACIÓN DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

Tradicionalmente, los convertidores electrónicos utilizados para generación renovable (eólica y solar) se controlan utilizando reguladores de corriente y tensión con el fin de controlar, indirectamente, el flujo de potencia activa y reactiva que se inyecta a la red eléctrica. Esto es posible gracias a que la tensión del punto de conexión es estable y no depende en gran medida del funcionamiento del convertidor. Sin embargo, en el caso de la generación distribuida, esta premisa no se cumple en un gran número de ocasiones, ya que la red no está concebida para albergar un sistema de generación. La integración de la generación distribuida en el sistema está dando lugar a este tipo de escenarios donde conviven diferentes tipos de generación, como generadores síncronos convencionales y generadores basados en convertidores electrónicos.

La emulación de máquinas síncronas con convertidores electrónicos se propone desde hace tiempo para simplificar la integración de convertidores de electrónica de potencia en redes eléctricas [7]. En la Figura 3 se puede ver el diagrama de bloques de un convertidor que emula una máquina síncrona conectado a una red débil. El parámetro  $J_v$  es la inercia virtual de la máquina,  $D_P$  es la característica frecuencia/potencia de la máquina,  $C_Q(s)=K_Q$  es el control de reactiva y  $D_Q$  es la característica tensión/reactiva. El diseño de estos parámetros se debe realizar de manera coordinada para mejorar los márgenes regulación de la red eléctrica [7].

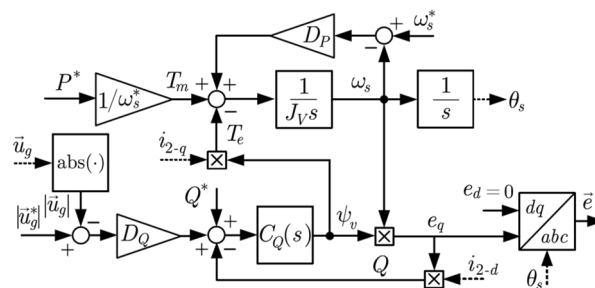


Figura 3. Diagrama de control de un convertidor emulando una máquina síncrona.

La inercia de la máquina síncrona emulada se puede utilizar como el parámetro de control:

$$J_V \cdot d\omega_s/dt = T_m - T_e + D_P(\omega_s^* - \omega_s), \quad d\theta_s/dt = \omega_s.$$

donde el par mecánico y electromecánico son:

$$\text{El control de la tensión se puede } T_m = P^*/\omega_s \approx P^*/\omega_s^*, \text{ ra: } T_e = P/\omega_s = \psi_v i_q, \\ \psi_v = K_Q \int (Q^* + Q_D^* - Q) dt,$$

Donde

$$Q_D^* = D_Q(|\vec{u}_g^*| - |\vec{u}_g|), \quad e_q = \psi_v \omega_s \quad e_d = 0$$

Esta definición teórica de VSM es inadecuada para implementar ya que el convertidor a la hora de enfrentarse a los problemas típicos de la conexión a red eléctrica. En [2] se describen ciertas modificaciones realizadas a la formulación clásica de la VSM, con el fin de mejorar su comportamiento frente a cambios en los niveles de frecuencia, así como frente a desequilibrios de tensión. En [6] se estudian el efecto de las corrientes de falta y se proponen un método para limitarla. Aquí se presenta el resumen de los retos principales en la implementación de VSM destacando:

- Propiedades no lineales que dificultan el diseño de control
- Poco amortiguamiento de resonancias sub-síncronas
- Respuesta inercial en redes débiles
- Falta de restricción de la corriente de salida
- Respuesta durante los huecos de tensión
- Alto contenido de armónicos en la corriente de salida

Dentro del marco de este subproyecto se están desarrollando las soluciones prácticas para la implementación de VSM y para la configuración de sus parámetros relevantes para la estabilidad.

## RESULTADOS PRELIMINARES

Los conceptos desarrollados se están validando en el Laboratorio de integración de energía inteligente (SEIL – Smart Energy Integración Lab) [1]. En la Figura 4 (a), se puede observar la respuesta del convertidor ante un cambio de la referencia de potencia inyectada [3]. La corriente aumenta lentamente, con una respuesta marcada por la inercia virtual. En la Figura 4 (b) y (c), se puede observar el efecto de un cambio de la frecuencia en la red. Cuando la frecuencia aumenta, la máquina síncrona virtual reduce la potencia activa inyectada. Este comportamiento se debe a la característica frecuencia/potencia de la máquina virtual.

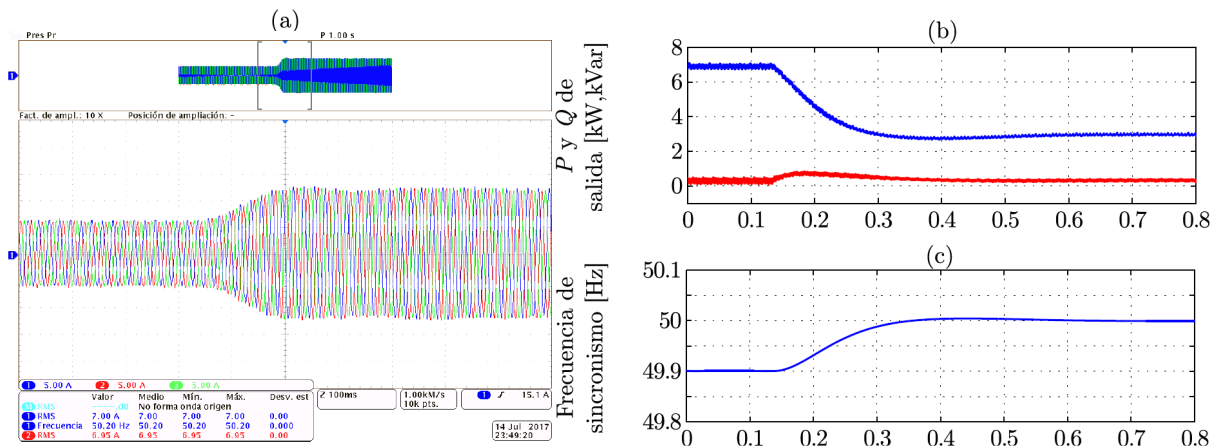


Figura 4. Respuesta de VSM instalada en una red débil a un escalón de la frecuencia de la red.

En la Figura 5 (a), se puede observar la respuesta del convertidor ante un cambio de la frecuencia. Sin embargo, la limitación de la corriente se ha aplicado para asegurar la operación segura del convertidor [4]. En la Figura 5 (b), se puede observar el efecto de los armónicos en la tensión en la calidad de la corriente y a la respuesta del sistema de

control de armónicos implementado. El sistema controla la calidad de corriente inyectada en la red y la excesiva presencia de armónicos en la corriente de salida.

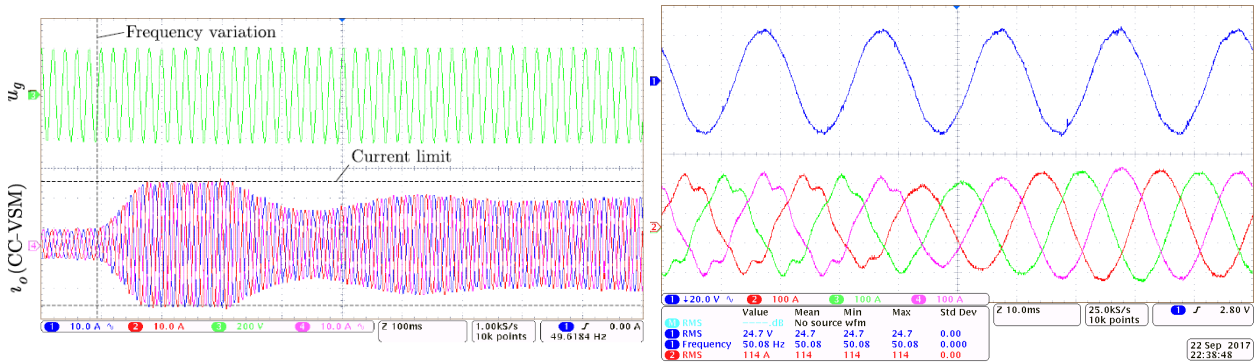


Figura 5. La corriente limitada (a), izqda. y el contenido armónico controlado (b), dcha.

En la Figura 6 (a), se puede observar la respuesta del convertidor ante un hueco de tensión [5]. Durante el hueco la corriente de salida está controlada y no es excesiva (como si fuera el caso sin este control). Una vez el hueco desaparece la re-sincronización suave está asegurada tal y como se demuestra en la Figura 6 (b).

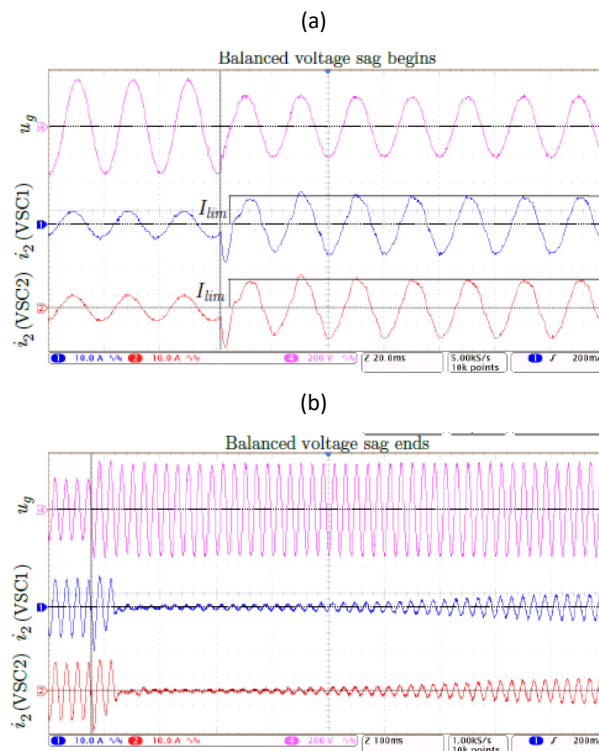


Figura 6. Respuesta de VSM a un hueco de tensión – la corriente limitada (a) y la re-sincronización (b).

## CONCLUSIONES

En este trabajo se han mostrado los desafíos principales para asegurar la estabilidad transitoria y de pequeña señal en las redes eléctricas del futuro, abordados dentro del marco del proyecto RITSE. El enfoque es en el control de convertidores de electrónica de potencia utilizados para conectar los sistemas de baterías a las redes eléctricas (BATTERIA). Se ha presentado el sistema de control basado en la emulación de máquinas síncronas (VSM) con sus

ventajas y debilidades junto con los resultados de los desarrollos destinados a la implementación de los algoritmos de control. Este control dotaría a las redes con una inercia virtual configurable, contando siempre con las baterías para proporcionar el balance de energía necesario durante los transitorios. El impacto más importante de este trabajo es crear las condiciones necesarias para mejorar la estabilidad transitoria facilitando el proceso de integración masiva de energía renovable en redes eléctricas y el previsto desplazamiento de la generación síncrona tradicional.

## AGRADECIMIENTOS

El proyecto RITSE, Grid 2030, SuperGrid Institute y Red Eléctrica España y el proyecto PROMINT, Comunidad de Madrid.

## REFERENCIAS

- [1] F. Huerta, J. K. Gruber, M. Prodanovic, and P. Matatagui, "Power hardware-in-the-loop test beds: evaluation tools for grid integration of distributed energy resources," *IEEE Industry Applications Magazine*, 2016.
- [2] V. Natarajan and G. Weiss, "Synchronverters with better stability due to virtual inductors, virtual capacitors, and anti-windup," *IEEE Trans. On Industrial Electronics*, 2017.
- [3] J. Roldan-Perez, A. Rodriguez-Cabero and M. Prodanovic, "Design and Analysis of Virtual Synchronous Machines in Inductive and Resistive Weak Grids," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2019
- [4] J. Roldán-Pérez, A. Rodríguez-Cabero and M. Prodanović, "Harmonic Virtual Impedance Design for Parallel-Connected Grid-Tied Synchronverters," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2019
- [5] J. Roldán-Pérez, A. Rodríguez-Cabero and M. Prodanovic, "Parallel current-controlled synchronverters for voltage and frequency regulation in weak grids," in *The Journal of Engineering*, 2019.
- [6] Z. Shuai, W. Huang, C. Shen, J. Ge, and Z. J. Shen, "Characteristics and restraining method of fast transient inrush fault currents in synchronverters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2017.
- [7] Q. C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2011.

# MEJORAS EN LA GESTIÓN DE LA RED ELÉCTRICA GRACIAS A LA DIGITALIZACIÓN

**Mariano Gaudó Navarro**, Responsable Centro de Control de Activos, UFD Distribución (Naturgy)

**Resumen:** El alcance de la presente comunicación tiene por objeto determinar qué equipos, soluciones tecnológicas y algoritmos se están utilizando en UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A (Grupo Naturgy) para construir una red eléctrica preparada para los grandes retos que acompañan al plan de transición energética, indicando el grado de digitalización en el que nos encontramos, la plataforma utilizada para la gestión de la misma así como compartir casos de uso donde se muestre cómo ésta infraestructura está contribuyendo a mejorar nuestros procesos en la media y baja tensión y la relación con nuestros clientes.

**Palabras clave:** Digitalización, Gestión de Activos, Mantenimiento basado en el Riesgo, Analítica, Automatización, Gestión de la red de Baja Tensión, Control, Operación, Protección, Calidad del Suministro, Centro de Control de Activos, Smart Grids

## INTRODUCCIÓN

Gracias al esfuerzo realizado en los últimos diez años con el despliegue de las redes inteligentes y en general de todas las nuevas tecnologías disponibles sobre la red de distribución eléctrica, estamos siendo capaces de mejorar, entre otros, nuestros procesos atención al cliente, explotación de la red y mantenimiento de los activos.

La combinación de la infraestructura de telegestión desplegada junto con la automatización intensiva que la ha acompañado, así como el desarrollo de nuevas herramientas y análisis masivos con nuevos enfoques analíticos de información están optimizando la gestión de la red de forma conjunta.

El alcance de la presente comunicación tiene por objeto determinar qué equipos, soluciones tecnológicas y algoritmos se han utilizado en UFD (Grupo Naturgy) para construir infraestructura sólida, indicando el grado de digitalización en el que nos encontramos, la plataforma utilizada para la gestión de la misma así como compartir casos de uso donde se muestre cómo ésta infraestructura está contribuyendo a mejorar nuestros procesos en la media y baja tensión y la relación con nuestros clientes proporcionándoles más información sobre los trabajos programados e incidencias que se producen en la red afectando a su suministro.

Mención especial recibe el envío de alarmas espontáneas procedentes de los sensores, contadores de telegestión, y elementos de supervisión instalados en los centros de transformación para mejorar la detección y localización de incidencias, tensiones, subtensiones, cargabilidad real y estimada, así como desequilibrios en la red.

Todo ello supone un reto en la operación de la red eléctrica y en la optimización del ciclo de vida de los activos de la red. A través del proyecto SEDA (Segovia Distribución Avanzada) se han pilotado todos ellos con resultados satisfactorios, que han llevado a un despliegue progresivo iniciado en 2019 al resto de la red reforzando la digitalización y la supervisión de un conjunto reducido de elementos representativos del conjunto de la red de baja tensión.

## MEJORAS EN NUESTROS PROCESOS GRACIAS A LA DIGITALIZACIÓN

Tal como se indica, venimos de un escenario intensivo de digitalización de las redes de distribución, conocido principalmente por el despliegue de los contadores inteligentes ya finalizado en 2018 por las compañías distribuidoras.

Sin embargo, tal vez menos conocido, en los últimos años, se ha llevado a cabo un ambicioso proyecto de automatización en la red de media tensión con la instalación de celdas, interruptores y reconectores telecontrolados para mejorar la maniobrabilidad de la red desde los Centros de Operación de Red (COR). Esto ha venido acompañado de la definición de un Plan de Subestación Digital, para iniciar la modernización de las ya de por sí, subestaciones totalmente automatizadas pero que requieren de soluciones más abiertas (IEC-61850) y monitorización remota con objeto de mejorar la detección temprana de incidencias y garantizar el mejor ciclo de vida de los activos.

De esta forma tal como se indica Plan Estratégico de Naturgy 2018-2022 hemos alcanzado un grado de sensorización sobre los activos superior al 56% y queremos elevarlo hasta el 80% en los próximos tres años. En el mismo plan se indican los objetivos propios del negocio de distribución: mejorar nuestro TIEPI y reducir nuestro Opex.

Este horizonte de monitorización, así como la capacidad de gestión masiva de información y aplicación técnicas de analítica de datos hacen que los tradicionales procesos de gestión de la distribuidora están siendo optimizados.

Se citan alguno de ellos, en especial aquellos que son ámbito del presente documento:

- Lectura y operaciones sobre equipos de medida
- Atención telefónica
- Mantenimiento de activos
- Operación de red
- Planificación de red

En la actualidad UFD ha sustituido más de 3,6 M de contadores eléctricos, lo que supone sustituir la práctica totalidad del parque de contadores por equipos con capacidad horaria y gestión remota.

Estos equipos están registrando las curvas horarias (energías activas y reactivas) diariamente, las cuales son enviadas a la plataforma de telegestión para disponibilizar esta información a los usuarios conectados a red eléctrica y resto de agentes (Operador del Sistema y Comercializadoras).

Además, haciendo uso de la misma infraestructura se realizan miles de operaciones sobre los equipos asociados a altas, bajas y cambios de potencia contratada.

Todo esto permite a los clientes disponer de más información para gestionar el uso de la energía, bien por sensibilización del consumo realizado, flexibilidad en el consumo a realizar, selección del esquema tarifario y elección de comercializadora que más se adecue a su necesidad.

## Atención Telefónica

La incorporación de la telegestión en nuestra plataforma de Atención Telefónica nos está permitiendo dar una respuesta más precisa a nuestros clientes cuando hay un problema en su suministro, bien por problemas en su instalación o bien por problemas en la red.

Esto es posible gracias a la sensorización de diferentes puntos de la red, que permiten saber la afectación agrupada de incidencias asociadas a una incidencia de carácter superior. Por tanto, desde la plataforma se dispone de toda esta información y se conoce con mayor precisión cual es la posible causa que afecta a la falta de suministro.

Además, en la página web de UFD (<http://www.ufd.es/gestiones-en-linea/estado-del-servicio/>) y App "tuluz" es posible conocer la incidencias y trabajos programados en la red de forma online, así como el número de usuarios afectados y el tiempo estimado de restablecimiento del suministro.

## Mantenimiento de Activos

La gestión de activos se ha convertido en un reto en que se encuentra inmerso UFD gracias a la sensorización. En sí mismo la gestión de activos se ha realizado de forma tradicional por todas las empresas del sector, pero en los últimos años ha habido un salto diferencial debido a:

- Capacidad de gestión masiva de datos y analítica de información histórica gracias a las filosofías cloud que están permitiendo extender el mapa de activos frente a un número reducido.
- El alto grado de sensorización en todos los niveles de tensión, lo que permite que todos los activos sean susceptibles de disponer de su propio plan individualizado y su correspondiente índice de salud.
- Importancia en una gestión eficiente para optimizar el Opex de la operación y mantenimiento de la red.
- Lectura y operaciones sobre equipos de medida.

Con estos condicionantes, los activos a gestionar desde el punto de vista de mantenimiento avanzado dejan de ser exclusivamente aquellos críticos por la instalación en la que se encuentran, principalmente transformadores de potencia e interruptores, ambos en el ámbito de subestación, sino que se extiende a todos los activos, tanto "digitales", como "convencionales" que en su conjunto permiten gestionar de forma integrada la red.

Por tanto, la estrategia del mantenimiento de los activos de distribución viene dada por:

1. Matriz de Riesgo (probabilidad de fallo x impacto) en la que debe considerarse no sólo un impacto en el TIEPI, sino también en el Opex entre otros para determinar las actuaciones preventivas a realizar.

2. Monitorización del activo, que permite reajustar el activo en la matriz de riesgo gracias a la observación de variables que pueden dar idea de una mayor probabilidad de fallo.
3. Recurrencia, que permite determinar la actuación a realizar, bien sea preventiva o propuesta de inversión en un nuevo activo en caso de recurrencia, tasa anómala o fin de vida útil.

Con estas premisas se incorpora el resultado del caso de uso llevado a cabo con los centros de transformación de distribución de UFD, ~37.000, sobre los cuales analizando la información histórica de 12.000 incidencias en los diferentes elementos del centro de los últimos 10 años, y teniendo en cuenta el despliegue de la telegestión que aporta nuevas variables de tensiones e intensidades máximas y medias en la salida del transformador, e incluso en cada una de las salidas de los cuadros de baja tensión en los centros con supervisión avanzada, se ha construido un modelo (“Modelo Preventivo Avanzado de Activos”) con la colaboración de la compañía LUCA (Telefónica Company) para determinar en diferentes escenarios temporales de predicción la probabilidad de fallo con un “scoring” de cada uno de los centros de transformación, indicando además el posible elemento de fallo: trafo, celda, cuadro o cables.

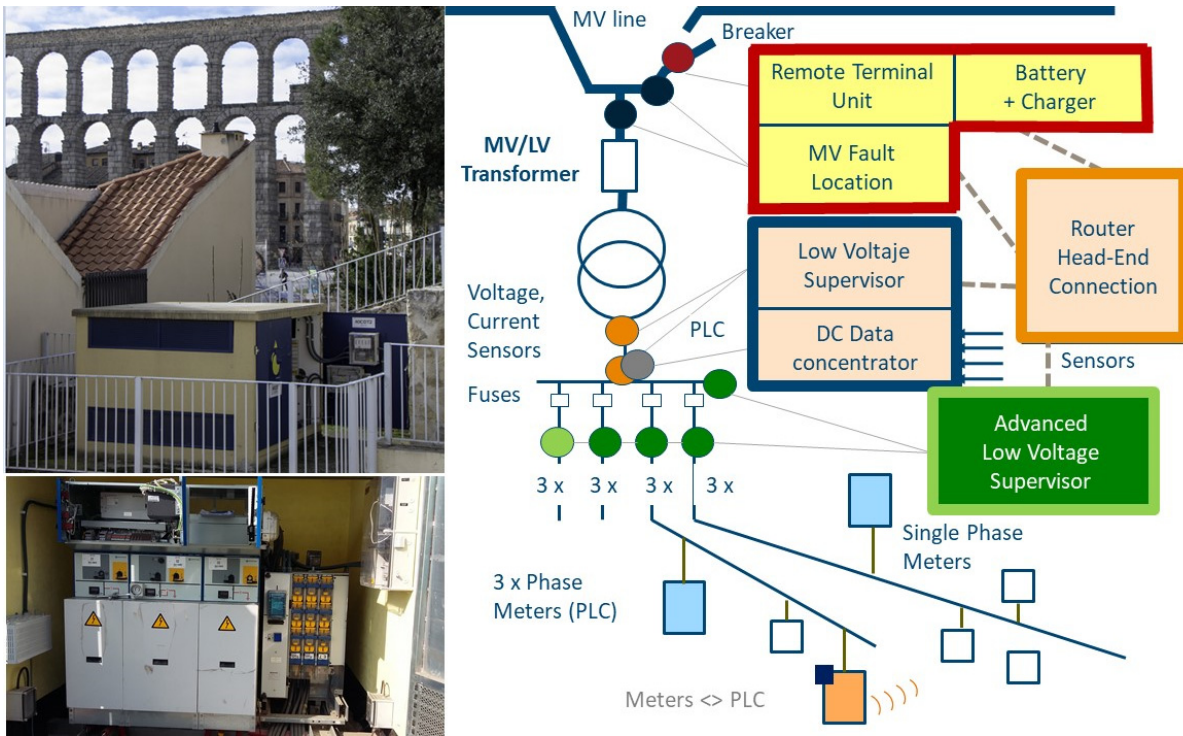


Figura 1. Equipamiento en un centro de transformación con capacidad de maniobra, supervisión y gestión remota.

Con este modelo, ha sido sencillo determinar la matriz de riesgo individualizada para cada uno de estos centros, teniendo en cuenta el número de clientes alimentados por el centro y la potencia suministrada entre otros para determinar su impacto y por tanto determinar la estrategia de mantenimiento preventivo sobre estos centros que es complementado con la monitorización remota diaria de todos los elementos del centro con telegestión remota.

Debe considerarse además que estas instalaciones, según la normativa vigente deben ser visitadas periódicamente (3 años) para la realización de las Verificaciones Periódicas Reglamentarias. Para los centros visitados en el ciclo en curso el modelo predice una probabilidad de 2,18 veces mayor de detectar un problema frente a un esquema de verificación programada sin este input.

En la actualidad se están desarrollando monitores para la gestión del mantenimiento que permiten personalizar por grupos de activos la gama de mantenimiento a aplicar bajo los casos de uso adjuntos:

Caso de Uso (Monitores)	Descripción	Indicadores y Objetivo
Maniobras Interruptores Alta y Media Tensión	Ranking de interruptores según número de maniobras (remotas o automáticas)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nº Maniobras, Nº Éxito, Nº Fallos, Disponibilidad, visión geográfica y por nivel de tensión. El objetivo es “vigilar” de modo especial su disponibilidad, acciones preventivas y priorización correctivos</li> </ul>
Cargabilidad Trafos Media Tensión	Ranking de cargabilidad de trafos según sobrecarga (y tiempo) respecto su potencia nominal. Desequilibrio de fases, estudio para equilibrar cargas para evitar envejecimiento y adecuación de tensiones	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carga &gt; 110 % en algún momento, estudio urgente para aumentar potencia o descargar transformador.</li> <li>90 % &lt; Carga &lt; 110 % por encima 20 % horas de funcionamiento año. Lanzamiento obra año +1.</li> <li>5 % &lt; Carga &lt; 30 %, estudio de reducción de máquinas. Posibilidad colocar trafo de menor potencia y reaprovechar en otra instalación</li> <li>0 % &lt; Carga &lt; 5 %, estudiar posibilidad desconexión de instalación si P contratada es “0”. Limpieza de elementos con riesgo de averías en red.</li> </ul>
Sobrecarga y desequilibrios salidas circuitos Baja Tensión	Ranking de necesidades de estudio, seguimiento e incluso equilibrado de cargas en función de del nivel de carga de los circuitos respecto de la intensidad del fusible.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Circuitos sobrecarga 1 x fase &gt; 95 %, estudio urgente para descargar dicho</li> <li>Circuitos 80% &lt; sobrecargados &lt; 95 %. Lanzamiento actuación año +1 para reducir carga</li> <li>Circuitos 0 Amperios en alguna fase, carga relevante en otras. Posible avería real sin impacto por recibir por otro circuito.</li> <li>Circuitos desequilibrios ↑ entre fases &gt; 200 % y &gt; 50 A. Posible avería real sin reclamación por cierre con otro circuito.</li> </ul>
Calidad de Suministro	Ranking de Circuitos de baja tensión con eventos recurrentes de problemas de calidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>Circuitos con 10% suministros con eventos de sobretensiones o subtensiones de forma recurrente generarán actuaciones en la red para adelantarnos a incidencias</li> </ul>
Predictibilidad de Averías Baja Tensión	Análisis de incidencias baja tensión, para determinar si podían haber sido detectadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analítica para para determinar la correlación de la información de la infraestructura de telegestión con incidencias en red de baja, para identificar aquellas con posibilidad de ser evitadas</li> </ul>

Como ejemplo ilustrativo se representa la Plataforma utilizada para monitorizar aquellos centros de transformación sobrecargados para intensificar su monitorización y pautar medidas preventivas para su funcionamiento cercano a su potencia nominal según los casos de uso descritos.



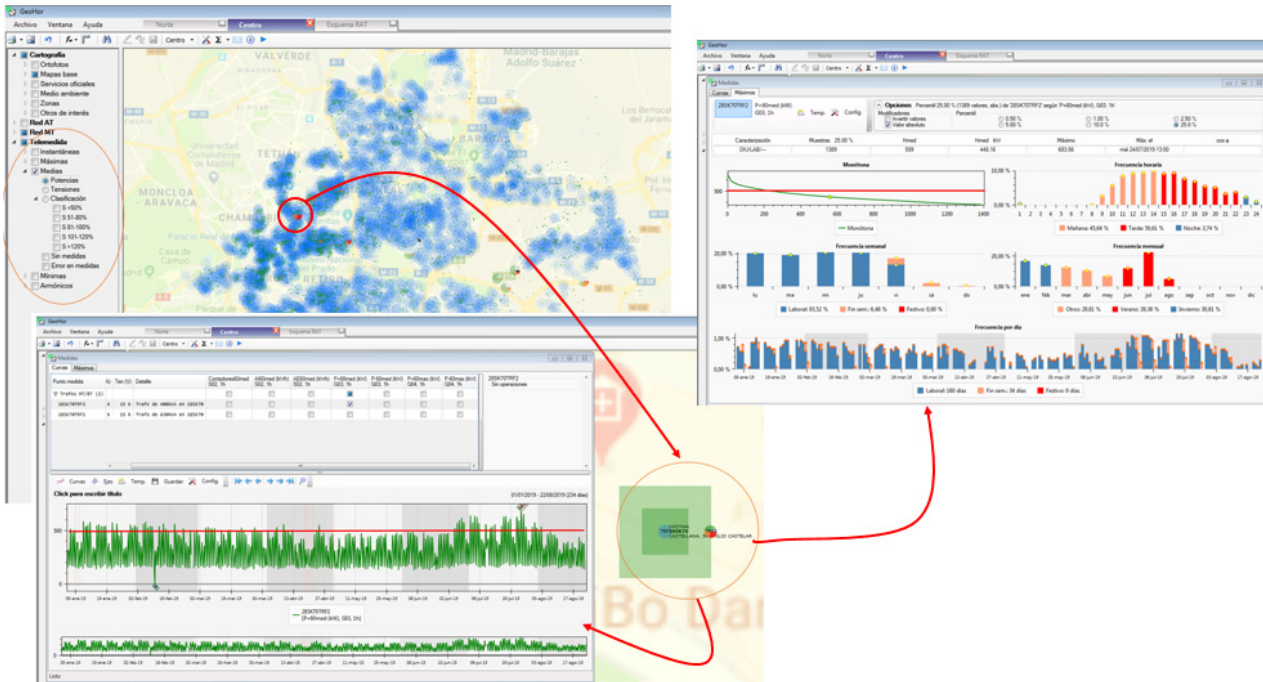


Figura 2. Mapa de calor, con seguimiento individual sobre centro de transformación sobrecargado.

## Operación de Red

Desde UFD ha habido un plan intensivo de instalación de nuevos interruptores telecontrolados y reconectores dotados con detectores de falta direcciones atendiendo a una arquitectura de red diseñada para mejorar la capacidad de maniobrabilidad de la red ante incidentes y por tanto la posibilidad de pérdida de suministro.

La mejora en la operación de la red viene principalmente por la incorporación de la información procedente de estos elementos y la infraestructura de telegestión en la plataforma de explotación SCADA/DMS de los centros de operación.

Dentro del ámbito del proyecto SEDA (SEgovia Distribución Avanzada), proyecto ganador de la edición 2017 de la Plataforma EnerTIC, se incorporó el caso de uso de envío de forma online de los eventos correspondientes a la pérdida de fase en baja tensión detectada por los contadores trifásicos con tecnología PLC PRIME que son capaces de enviar a través de la red de baja tensión para determinar cómo mejoraría la explotación de la red.

En paralelo a este ejercicio de monitorización de alarmas de pérdida de una fase eléctrica dentro de este ámbito localizado, se elaboró una herramienta con la compañía TERADATA para determinar gracias a la gestión big data y modelos analíticos como hubiera mejorado la extensión e integración de esta monitorización de alarmas del conjunto de equipos en toda la red de distribución, información que actualmente es gestionada de forma offline.

El resultado de este modelo es que la utilización de las alarmas de este caso uso en base a la información histórica de todo el año anterior permitiría mejorar la detección de incidencias con 24' de antelación, mejorando la localización del problema en un 162% con una mejora del 70% en la determinación de la afectación.

Esto nos ha llevado a la iniciativa en curso de extensión a nuevos casos de uso; fusible fundido en cuadro de baja tensión, falta de fase en media tensión, etc., de todos los contadores disponibles y su integración en la plataforma ADMS (Advanced Distribution Management Systems).

## Planificación Red

La planificación de red a diferencia de modelos convencionales está teniendo en cuenta la cargabilidad de los activos, principalmente en media y baja tensión, gracias a los valores horarios promedio y valores máximos de energías y potencias respectivamente.

La irrupción de la generación en estos niveles, así como escenarios de crecimiento rápido de infraestructura de recarga del vehículo eléctrico hacen más que nunca necesario la utilización de simulaciones de comportamiento de la red considerando dichos escenarios, para los que información real horaria de consumos y generación disponible en los equipos de medida permiten ser mucho más determinantes en la previsión de crecimiento y reforzamiento de la red.

## CONCLUSIONES

Nos encontramos inmersos en un proceso de transformación donde tenemos que poner en valor la infraestructura que hemos instalado en los últimos años de forma intensiva.

Gracias a ella estamos gestionando nuestros procesos y definir nuestra estrategia con una orientación al dato. Esta es la clave para ganar eficiencia y seguir desempeñado el rol para ser facilitadores de la necesaria transición hacia la descarbonización de nuestro modelo energético.

De una forma más concreta, las palancas para conseguir esto, gracias a los casos de uso pilotados en nuestro living lab de Segovia, desde UFD se está reenfocando la gestión de activos con una estrategia global e individualizada con modelos predictivos que complementar a la monitorización de los activos, así como la integración de toda la nueva sensorización, incluyendo los contadores inteligentes para gestionar la red de baja tensión de forma proactiva, basándonos en la predicción, y detección y localización temprana de incidentes, como paso previo a determinar el comportamiento de la red en tiempo “real” con la incorporación de nuevos usuarios de la red o uso de la misma.

El recién creado Centro de Control de Activos se encarga de la gestión del ciclo de vida de los activos de UFD para garantizar la disponibilidad, y controlar los riesgos asociados. Desde este Centro, se realiza un control integral de activos mediante la monitorización de señales y alarmas para garantizar la calidad del suministro y aplicando las mejores prácticas de mantenimiento para la detección temprana de anomalías equilibrando riesgos y costes.

## REFERENCIAS

- Consulta Incidencias y Trabajos Programados <http://www.ufd.es/gestiones-en-linea/estado-del-servicio/>
- Consulta tu consumo <http://www.ufd.es/gestiones-en-linea/consultas-sobre-tu-suministro/>
- Gestión Mantenimiento basada en el riesgo. Risk-Based Maintenance for Electricity Network Organizations. | Mehairjan, Ravish Preshant Yashraj
- Plan Estratégico de Naturgy 2018-2022. [https://www.naturgy.com/accionistas\\_e\\_inversores/inversores/plan\\_estrategico](https://www.naturgy.com/accionistas_e_inversores/inversores/plan_estrategico)
- Proyecto SEDA <http://www.ufd.es/redes-inteligentes/proyectos/proyecto-seda/>
- Plataforma EnerTIC <https://enertic.org/>
- Tecnología PRIME <http://www.prime-alliance.org/>

# MEJORA DE LA OPERACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS APLICANDO TECNOLOGÍAS DE SIMULACIÓN

**Rubén Jimeno Morón**, Ingeniero de Simulación, Tecnatom  
**Ramón Izquierdo Martín**, Ingeniero de Simulación Máster, Tecnatom

**Resumen:** La transición energética conlleva cambios profundos en el sistema eléctrico que modifican el comportamiento de los activos de la red requiriendo acciones sobre ellos. Especial atención requieren los activos críticos, destacando las subestaciones y los centros de transformación. La solución propuesta se apoya en un entorno de entrenamiento basado en simuladores para formar a los operadores de instalaciones eléctricas aeroportuarias, con el objetivo de mejorar la ejecución de maniobras locales, así como las operaciones remotas desde sala de control. De esta forma se refuerzan las habilidades técnicas y prácticas de los equipos de trabajo, reduciendo los tiempos de corte de suministro eléctrico y el impacto negativo que ello conlleva. Con los resultados obtenidos, esta solución se presenta como una plataforma idónea para la formación y entrenamiento para personal de subestaciones eléctricas.

**Palabras clave:** Simulación, Entrenamiento, Subestaciones, Centros de Transformación, Maniobras Locales, Cabinas Eléctricas, Sala de Control, SCADA

## INTRODUCCIÓN

Debido al cambio de paradigma en el sistema eléctrico conocido hasta ahora, con una configuración basada en numerosas plantas de generación de poca potencia, descentralizadas, con transporte basado en infraestructuras de menor escala y una distribución de la electricidad bidireccional debido a un consumidor con un rol más activo, se incrementarán las solicitudes sobre diferentes activos de la red con el consiguiente potencial aumento de incidentes y acciones requeridas para solventarlos.

Unos de los activos más críticos son las subestaciones y los centros de transformación, siendo clave garantizar su disponibilidad para las nuevas exigencias de la red. Por otro lado, existe consenso entre las distribuidoras europeas sobre los elevados costes en personal y económicos asociados al desplazamiento de especialistas a las diferentes subestaciones o centros de transformación que están a lo largo de toda la red para reparaciones, mantenimiento o maniobras de operación.

Como resultado, se identifica la necesidad de tener un entorno de entrenamiento, tanto para el personal destinado a trabajos de campo como para el de las salas de control, con el objetivo principal de reforzar sus habilidades técnicas y su experiencia operativa.

Los simuladores de alcance total de instalaciones eléctricas suponen una de las herramientas más eficientes para el aprendizaje de descripciones técnicas y procedimientos de operación y mantenimiento de los diversos equipos de las subestaciones eléctricas. En ellos los operadores se forman tanto para maniobras locales realizadas en cabinas o armarios eléctricos, como para acciones realizadas desde la sala de control.

## OBJETIVO DEL PROYECTO

Los desarrollos que se han realizado y se explicarán son simuladores genéricos de instalaciones eléctricas de media y baja tensión de los aeropuertos de AENA. La propia AENA, impulsada por su carácter proactivo en la formación de su personal, identificó la necesidad de disponer de una herramienta tipo “simulador de entrenamiento” para:

- Capacitar al personal asignado en la correcta operación de sus instalaciones eléctricas
- Validar y establecer buenas prácticas de operación
- Asegurar la eficacia de la operación y la seguridad de la instalación, homogeneizando los modos operativos

Adicionalmente, la solución propuesta también podría utilizarse para actividades de ingeniería asistida por simulación, tales como:

- Verificación de procedimientos de operación.
- Ingeniería de diseño y de operación.
- Simulacro de accidentes y situaciones de emergencia.
- Validación de modificaciones en los Sistemas de Instrumentación y Control (tales como SCADA).

- Evaluación de otros cambios de diseño en la instalación.

## ALCANCE DEL SIMULADOR

El proyecto descrito en este documento tiene como objeto el desarrollo del proyecto **SILA** (Simulador de Instalaciones ELéctricas Aeroportuarias), basado en un simulador que debe modelar todos los Sistemas Eléctricos de 3-20 kV que son controlados y vigilados por los operadores.

El alcance de las operaciones simuladas contempla:

- Todas las actuaciones que se realizan desde los módulos de mando de los sistemas SCADA y paneles de grupos diésel de emergencia, existentes en la Sala de Control. La interacción del usuario con el simulador se realiza a través de una Interfaz de Usuario Gráfica (o Human Machine Interface (HMI)), réplica adaptada del HMI original proporcionado por los Sistemas SCADA.
- Todas operaciones locales (apertura-cierre de cabinas, carga de muelles, rearme de protecciones, etc.) desde las cabinas y paneles locales situados en las 2 subestaciones de transformación, los 20 centros de transformación y un sistema de baja tensión de un edificio, cuyas localizaciones están repartidas por todo el aeropuerto. La interacción del usuario con el simulador se realiza a través de paneles virtuales.

Los modos de operación objeto del alcance del simulador son:

**Operación normal:** Maniobras de apertura/cierre de componentes de la instalación, tanto manual como automática, arranque y sincronización a barra en operaciones de forma automática, secuenciador de cargas, arranque y acoplamiento manual a barra, etc.

**Anomalías-malfunciones** simuladas en los componentes de la instalación:

- Cortocircuito en barra.
- Cortocircuito en línea de anillo.
- Actuación de protecciones de celda.
- Actuación de protecciones de transformadores.
- Actuación de protecciones de interruptor.
- Fallo en mecanismo de disparo (o de cierre) de interruptor.
- Sobrecarga en centros de consumo.
- Variación de potencia en cargas.
- Defectos en grupos diésel de emergencia.

Algunos de los sistemas simulados son 2 subestaciones de transformación (centrales eléctricas), 2 embarrados de 20 kV, 2 embarrados de 3 kV, 2 embarrados de emergencia, 1 embarrado de continuidad, 20 centros de transformación, 9 anillos, con un total 39 sistemas.

Algunos de los equipos simulados son 37 barras de alta tensión, 25 barras de baja tensión, 41 transformadores, 29 líneas de red de suministro, 7 grupos de emergencia, 2 grupos de continuidad, 175 cabinas de alta tensión, interruptores de baja tensión, cargas (agrupadas por barra), 1 UPS (Uninterruptible Power Supply) y transformadores de medida.

## METODOLOGÍA Y TECNOLOGÍA APLICADA EN LA SOLUCIÓN

Los sistemas y equipos de la instalación se han simulado a través de modelos matemáticos, mediante el uso de diferentes herramientas generadoras tipo 'model builder', que permiten obtener el grado de fidelidad requerido para la definición de las maniobras del simulador.

Se han reutilizado los mismos programas, software, y ficheros de datos existentes en los ordenadores SCADA de las diferentes instalaciones eléctricas, y se han estimulado para el funcionamiento de estos sistemas en el propio simulador. El número de señales que intercambian los modelos de simulación con la interfaz de usuario SCADA supera las 3000 señales de entrada/salida tanto analógicas como digitales.

En la siguiente figura se muestra un unifilar del SCADA con el que trabajan y maniobran los operadores en la Sala de Control.

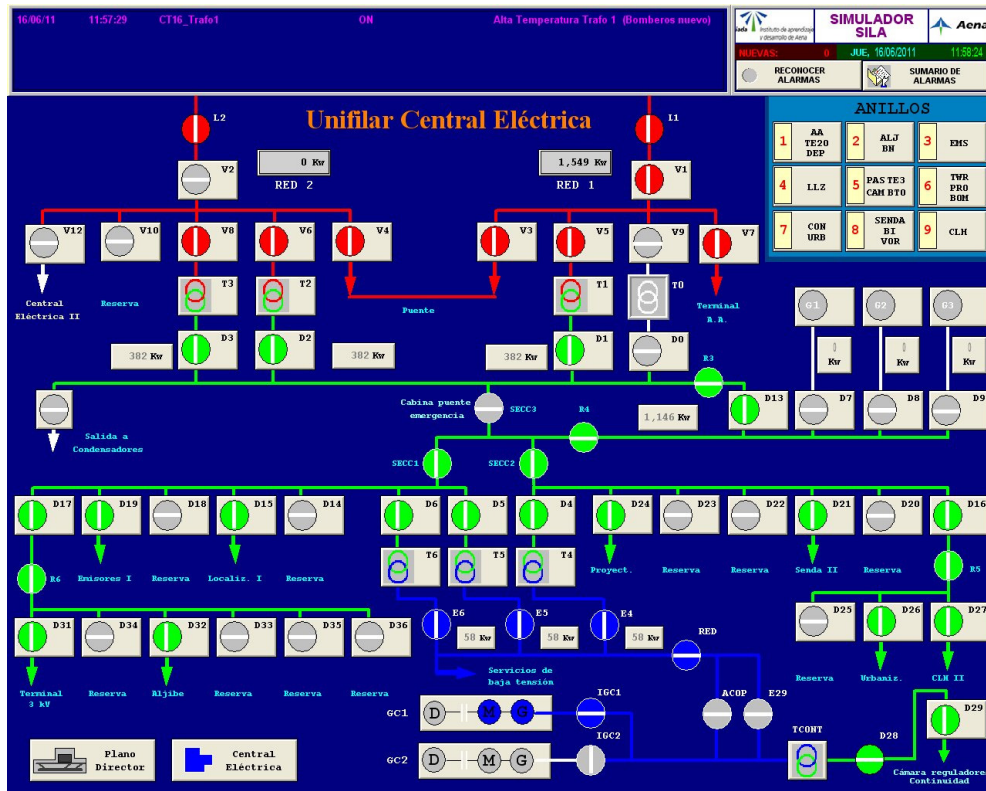


Figura 1. SCADA - Unifilar.

El Simulador cumple con los criterios establecidos de fidelidad física de los elementos de la instalación, disponiendo de una interfaz de usuario basada en pantallas gráficas del tipo 'panel virtual', basadas en una simulación fotográfica con capacidad de actuación sobre el proceso simulado.

Por tanto, el usuario tiene acceso a diversas funciones de visualización y operación a través de una emulación gráfica de las cabinas (más de 70 tipos), paneles de los grupos de emergencia y mandos de actuación (más de 3800 instrumentos, incluyendo luces, pulsadores, placas, palancas, manetas, indicadores, etc.).

El diseño de los paneles virtuales tiene en cuenta, además de la representación del proceso asociado a un sistema determinado, la ubicación en la instalación y un acceso sencillo al resto de los diagramas del simulador.

La interfaz de mandos de cabinas locales se distribuye según un esquema jerárquico de acceso a los diferentes niveles accesibles entre sí, los cuales permitirán localizar todos los edificios de una forma sencilla.

Por un lado, se tienen los niveles donde no se pueden ejercer labores de operación: Nivel 1 (plano general de todas las instalaciones), Nivel 2 (planos de los edificios) y Nivel 3 (conjunto de las cabinas).

Por otro lado, el Nivel 4, dónde se realiza la operación (operación en cabinas).

En las siguientes figuras se muestran los diferentes niveles y el método de navegación entre ellas para el entrenamiento.

1. Nivel 1 (Plano General). Plano donde se ven todas las instalaciones eléctricas, a las cuales se puede acceder mediante su pulsación.



Figura 2. NIVEL 1 - Plano General.

2. NIVEL 2 (Edificios). Plano de todas las cabinas, armarios, paneles, transformadores, etc. del edificio seleccionado en el nivel 1.

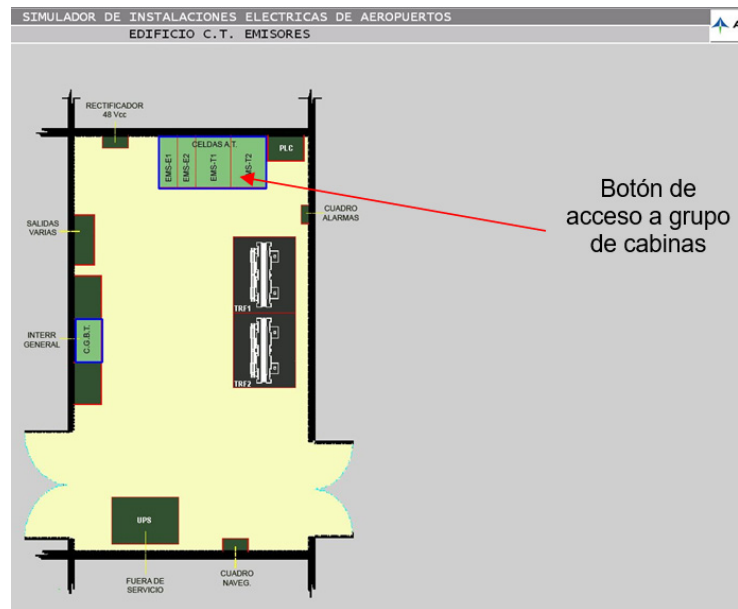


Figura 3. NIVEL 2. Edificios.

3. NIVEL 3 (Conjuntos de cabinas). Plano del conjunto de cabinas seleccionado en el nivel 2. Se presenta una interfaz basada en fotos reales del frontal del grupo de cabinas seleccionadas en la cual las luces, placas de señalización, indicadores, llaves, mandos están dinamizados para tener una visión general de las cabinas, pero no se permite la operación de los mandos.

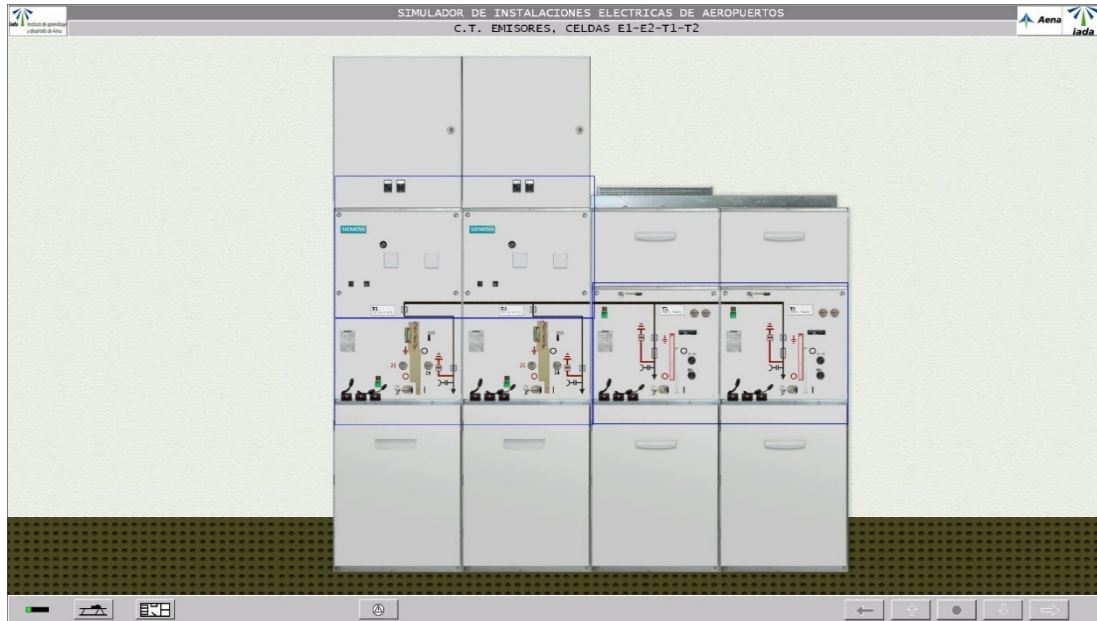


Figura 4. NIVEL 3. Conjuntos de cabinas.

4. NIVEL 4 (Operación de cabinas). En este nivel todos los elementos están simulados-dinamizados pudiendo el usuario operar los elementos de entrada (manetas, pulsadores, palancas, llaves, etc.) y actualizándose los elementos de salida (indicadores, placas de señalización, luces, etc.) de acuerdo con los cálculos de los modelos de simulación.

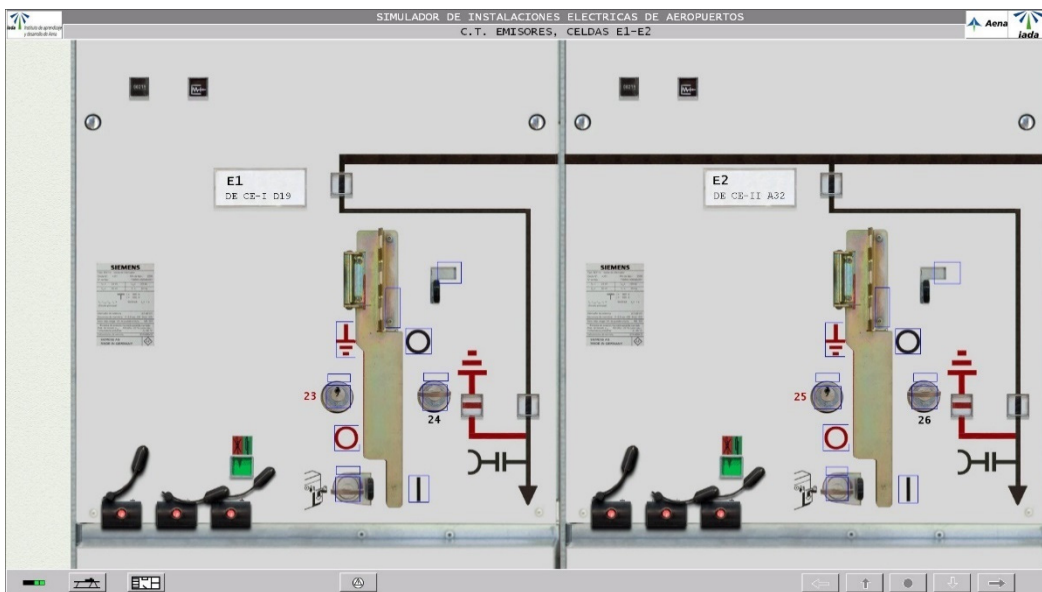


Figura 5. NIVEL 4. Operación de cabinas.

Finalmente, para el entrenamiento del personal de operación, se ha configurado una sala de control distinguiendo tres ambientes diferenciados de entrenamiento.

- Puesto del instructor: diseñado para la administración, control y supervisión de las sesiones de entrenamiento.

- Puesto del alumno (sala de control): la cual tendrá lugar la operación sobre una interfaz gráfica SCADA réplica de sala de control y una operación sobre una representación gráfica de paneles de los grupos de emergencia diésel.
- Puesto de alumno (cabinas locales): proporcionando la posibilidad de operar paneles locales, sobre una representación gráfica de los mismos.

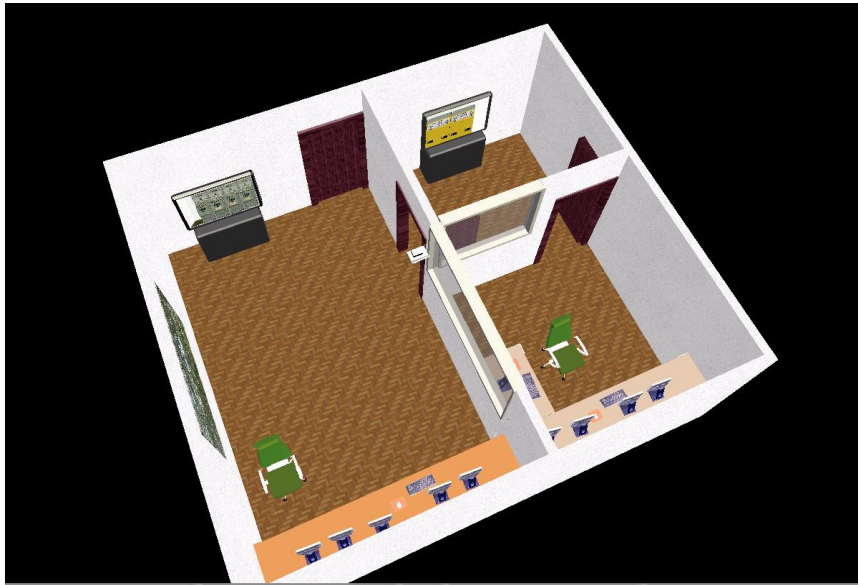


Figura 6. Sala de control del simulador.

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Desde la implantación del simulador en las instalaciones de AENA se han formado en él más de 500 técnicos, que han identificado como uno de los puntos fuertes del entrenamiento con simuladores de alcance total, la mejora en la destreza a la hora de realizar distintas operaciones en las cabinas o equipos eléctricos. Lo que ha aumentado significativamente su confianza a enfrentarse a estas operaciones, las cuales implican un alto grado de peligrosidad.

Estos resultados prometedores nos indican que el uso de simuladores para formación y entrenamiento del personal de subestaciones y centros de transformación es una tecnología apropiada para poder cualificar en ellos a personal cercano de las diferentes instalaciones, minimizando los desplazamientos de especialistas y por tanto sus costes derivados, para realizar labores de reparación, mantenimiento y maniobras de operación.

Esta mayor seguridad y cualificación del personal incidirá en minimizar el número de incidentes y acciones ocurridos en estos emplazamientos, lo que garantizará su mayor disponibilidad para las nuevas exigencias de la red.

La simulación tan fidedigna conseguida de la instalación de referencia, gracias a avanzadas tecnologías de simulación, son la base sobre la que realizar desarrollos escalables que desemboquen en el diseño de Digital Twins tanto de equipos, instalaciones como redes eléctricas, que contribuyan a un mejor diseño, planificación, operación y mantenimiento de las Smart Grids.

## REFERENCIAS

- <https://www.tecnatom.es/en/industrial-sector-simulation/>
- Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables, International Renewable Energy Agency (IRENA), febrero 2019
- Smart Grid System Report November 2018.pdf - Energy.gov
- Enhancing the Resilience of the Nation's Electricity System (2017), Chapter: 6 Restoring Grid Function After a Major Disruption
- JRC SCIENCE FOR POLICY REPORT - Power grid recovery after natural hazard impact



# TSN EN SMART GRIDS - COMUNICACIONES DETERMINISTAS PARA OPERACIONES CRÍTICAS

**Jorge Sánchez Garrido & Antonio Jurado Caballero**, Investigadores Predoctorales, Universidad de Granada

**Jorge Machado Cano & Marco Fuentes García**, Ingenieros de Sistemas Empotrados, Seven Solutions

**Alberto Sánchez Pérez**, Responsable de Innovación, Grupo Cuerva

**Jorge Cuadros Vélchez**, Responsable de Explotación de Red, Grupo Cuerva

**Antonio Alcántara López**, Cluster Manager, Asociación Clúster Granada Plaza Tecnológica y Biotecnológica

**Jesús Torres Tenor**, Director de Integración TIC, Fundación CIRCE

**Eduardo Ros Vidal & Javier Díaz Alonso**, Catedráticos, Universidad de Granada

**Resumen:** TSN (Time-Sensitive Networks) es un conjunto de estándares que evoluciona las redes locales de comunicación actuales basadas en Ethernet. Introduce una tecnología para agregar flujos de datos diversos sobre la misma red y, especialmente, proporciona tratamientos diferenciados que garantizan un determinado ancho de banda o retardo para conexiones o mensajes concretos. Aborda así las características más limitantes de estas redes en sistemas críticos: retardo variable y manejo de congestión, ya que TSN habilita un rendimiento conocido incluso en redes saturadas. El proyecto presentado demuestra una aplicación de esta tecnología en buses digitales o interfaces de nivel de campo de subestaciones eléctricas. Se ha desplegado una red con tráfico múltiple de subestación, con disparos analógicos de alta prioridad digitalizados y señalización de control (GOOSE IEC 61850), así como tráfico genérico. Este escenario ha sido validado en laboratorio y en campo, con infraestructura real, transportando mediante TSN una orden de apertura de interruptor. Los resultados incluyen evaluación detallada del rendimiento y una arquitectura de referencia basada en TSN para el despliegue de funcionalidades Smart Grid.

**Palabras clave:** TSN, Comunicaciones, Redes LAN, Subestación Digital, Distribución, GOOSE, Digitalización

## INTRODUCCIÓN

### Motivación y contexto del trabajo

Los retos a los que deben enfrentarse las redes eléctricas del presente son de sobra conocidos e incluyen, por ejemplo, el incremento de fuentes renovables, la expansión de los recursos distribuidos, el crecimiento de la demanda o la necesidad de optimizar el suministro. Es necesario un sistema más inteligente, en el que las capacidades de adquisición de datos, monitorización y control se extiendan a lo largo de toda la red. Esto requiere un despliegue extremo a extremo de tecnologías de información y comunicaciones para lograr una gestión que aumente el control del operador y las posibilidades de análisis o acción.

En las Smart Grid, las subestaciones eléctricas son agentes directamente afectados por las directrices internacionales como el Winter Package. Se requiere aumentar la eficiencia de la operación diaria, asegurar la calidad del suministro o una gestión más activa del distribuidor, con visibilidad y gestión de los datos de la red (Eandis, 2014). Nace así hace tiempo el concepto de subestación digital, aquella donde el sistema de control y los procesos relacionados con su operación se han digitalizado. En resumen, estas instalaciones cuentan con una red de comunicaciones local en la que se integran sus funciones habituales de protección, control y supervisión, interconectando equipos de automatización de última generación.

La arquitectura asociada se divide normalmente en los niveles conceptuales de proceso, posición y subestación, que organizan las diferentes funciones según su campo de aplicación, equipos implicados y criticidad (Figura 1).

Las redes introducidas para dar soporte a este concepto se basan en el modelo TCP/IP y Ethernet, base de las comunicaciones actuales tipo Internet y sobre la cual se desarrollan las tecnologías de última generación. Tradicionalmente, en aras de la correcta transmisión de los datos, estas redes sacrifican el determinismo en la ruta y retardo de los mensajes. Esto puede producir un comportamiento impredecible con retardos o pérdidas de paquetes en condiciones de sobrecarga de la red, lo que choca con las prestaciones necesarias en entornos industriales y operaciones críticas (Kleineberg & Schneider, 2018). En consecuencia, la digitalización de estas funciones en subestaciones se desarrolla de forma prudente, generalmente por la criticidad de las operaciones que acogen y de la importancia de estas instalaciones en el sistema de distribución (Torres et al, 2018).

Por lo tanto, TSN (Time-Sensitive Networks) se presenta como un salto cualitativo para el correcto rendimiento de aplicaciones críticas digitalizadas, dada su condición de nueva tecnología para garantizar tiempos de transmisión y anchos de banda conocidos en comunicaciones TCP/IP Ethernet (Pop et al, 2018).

## Presentación de la tecnología TSN

TSN es un conjunto de estándares que permite comunicación en tiempo real totalmente determinista (ancho de banda y retardo) a través de redes actuales Ethernet, superando las barreras presentadas. Nace de la normalización del Grupo de Trabajo de IEEE para la familia de estándares IEEE 802.1, como una evolución de normas previas para el tratamiento de audio y vídeo (AVB). El objetivo original siempre fue introducir garantías en cuanto a la robustez y determinismo de flujos de datos heterogéneos sobre una misma red Ethernet, tecnología llamada a sustituir interfaces propietarias gracias a su amplia estandarización, capacidad e interoperabilidad.

La evolución hacia TSN tuvo lugar a través de la extensión de la base de AVB para su uso en redes industriales de mayor tamaño y diversidad de tráfico. Como resultado, los equipos TSN disponen de un conjunto de capacidades de gestión de comunicaciones que permiten integrar datos de distinta prioridad y mensajes críticos con comunicaciones generalistas o *Best-Effort* (sin rendimiento garantizado, sujetas a las condiciones de la red).

IEEE define una serie de normas independientes que pueden combinarse de forma flexible para alcanzar el potencial completo de TSN. Por ejemplo, una de las principales es la de **sincronización** (802.1AS), que proporciona una referencia de tiempo común a todos los equipos de la red para coordinar el tráfico. Otro componente básico son los clasificadores (802.1Qbv), responsables de **priorizar selectivamente** los mensajes asegurando el determinismo en las comunicaciones. También destacan la **reserva de recursos** (802.1Qcc) y **transmisión redundante** de datos críticos (802.1CB). La combinación de estos mecanismos hace que TSN sea aplicable en multitud de escenarios, desde los originales de redes multimedia hasta todo sistema industrial. En definitiva, todas estas capacidades se combinan en dispositivos y redes TSN para lograr el rendimiento deseado en operaciones críticas.

## EL PROYECTO: TSN PARA SMART GRIDS

Dentro del contexto anterior se impulsa el proyecto “Comunicaciones deterministas para la Industria 4.0: TSN para Smart Grid”, desarrollo conjunto del Grupo Cuerva (DSO situada en Granada), Seven Solutions (especialistas en TSN), la Universidad de Granada (UGR) y el clúster tecnológico OnGranada, que ha realizado una labor crucial de ecosistema regional para materializar la colaboración de los socios.

El objetivo principal del proyecto es demostrar la viabilidad y conveniencia de TSN en Smart Grid. Seven Solutions y la UGR han estado a cargo del desarrollo tecnológico de los equipos de comunicaciones y la red de pruebas en laboratorio, mientras que el Grupo Cuerva ha definido los casos de uso y potencial de TSN en subestaciones y distribución. También fomentó la colaboración de CIRCE para establecer la arquitectura del demostrador real del proyecto y dar soporte a las pruebas de campo, dado su bagaje en sistemas de automatización de subestaciones de nueva generación.

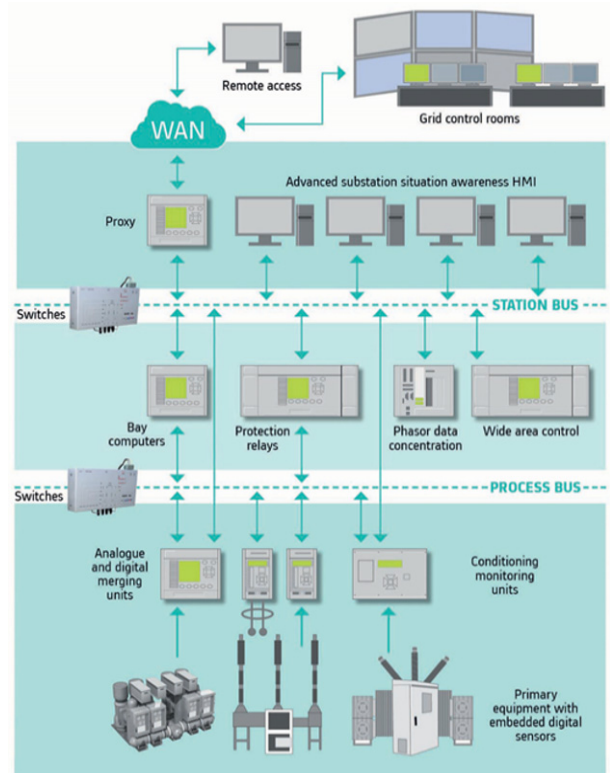


Figura 1. Niveles típicos en una subestación digital (General Electric, 2014).

## MATERIAL Y MÉTODOS

Para mostrar la aplicación de TSN, el proyecto ha diseñado montajes experimentales de validación tecnológica, tanto para un **caso de uso en una subestación real** como para **pruebas avanzadas de laboratorio**. Tras una presentación de los componentes de la red y la subestación, este apartado describe la arquitectura tipo de comunicaciones y su adaptación a la subestación. Posteriormente se detalla la justificación del montaje de laboratorio y la metodología general para la obtención de resultados.

Los escenarios del proyecto emplean **equipos TSN desarrollados por Seven Solutions** (switch, emisor y receptor). Su hardware se basa en electrónica programable (ARM+FPGA) donde se integran los principales estándares de IEEE para las redes TSN: **sincronización** (802.1AS), **clasificación** del tráfico (802.1Qbv), y **reserva** de recursos (802.1Qcc).

## Dispositivos del Proyecto

- **Switch TSN de 4 Puertos de Seven Solutions.** Nodo de red principal del proyecto, con un sistema operativo en tiempo real (RTEMS). Implementado en un dispositivo Zynq-7000 de Xilinx (Zynq, 2019) que combina un procesador ARM de doble núcleo y una FPGA para programar las funciones de red Ethernet y las mejoras de TSN.
- **Nodo TSN ZEN (“Zynq-Embedded Node”).** Nodo de red de dos puertos, también basado en Zynq-7000. Actúa como **Emisor y Receptor** de los flujos TSN de tráfico crítico del proyecto. Dispone de entradas y salidas digitales para poder conectar señales de la subestación y transformar así circuitos cableados en enlaces de comunicación (Figura 2).
- **Equipos Informáticos de Propósito General.** Se emplean PCs para introducir en la red tráfico de subestación digital (GOOSE IEC61850, prioridad media) e información genérica para aumentar la carga de la red (prioridad baja). Convivirán con los mensajes críticos transmitidos por los nodos TSN.
- **Software Simulador de tráfico de Subestación (GOOSE).** Aplicación desarrollada por CIRCE para generar los mensajes de protocolo GOOSE que se inyectarán a la red.
- **Software de Transmisión de Vídeo y Generadores de Tráfico.** Servidores de vídeo y generadores de tráfico para introducir el tráfico de prioridad baja.
- **Entorno Software de los Nodos TSN.** Desarrollado por Seven Solutions, consiste en el sistema operativo de tiempo real de los nodos, los drivers de red, y las APIs de configuración de TSN y gTP (sincronización).
- **Equipamiento genérico de laboratorio.** Incluye generadores de señales para simular un volumen elevado de disparos de subestación, osciloscopios y frecuencímetros digitales para las medidas de latencia, y analizadores de tráfico (Wireshark) para el análisis de la integridad de los diferentes flujos de la red (pérdida de paquetes).

## Montaje Experimental en la Subestación

Los equipos previos pueden combinarse en una red tipo orientada a su validación en campo. La parte izquierda de la Figura 2 representa el montaje de la red tipo del proyecto.

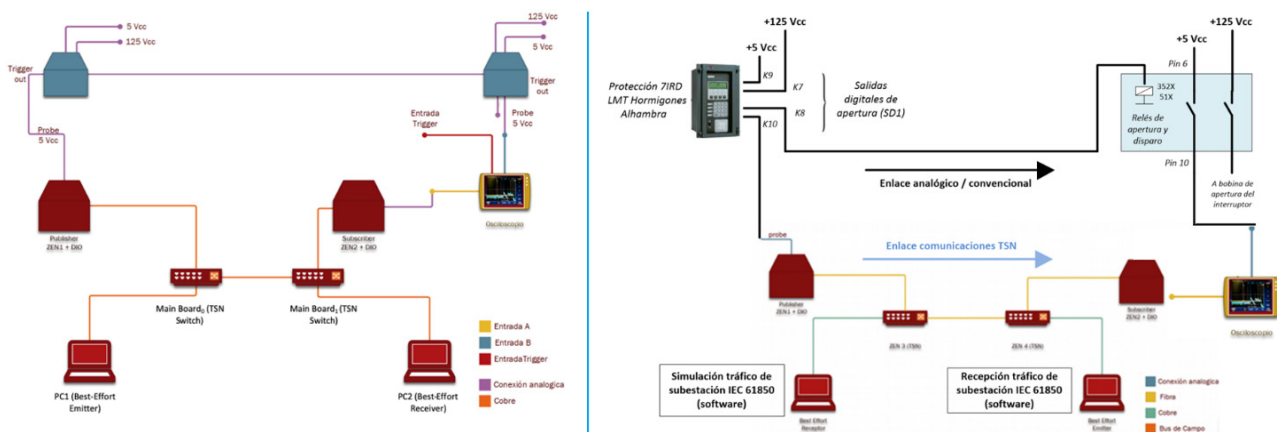


Figura 2. Diagrama de la red TSN Experimental contruida para integrar los flujos de datos de la subestación eléctrica (izquierda) e Integración del montaje TSN en un circuito de la subestación Escúzar (derecha). Se reflejan los contactos (KN) y pines empleados.

- Los equipos *Publisher* y *Subscriber* representan dos equipos reales que emiten y reciben tráfico operacional de la subestación susceptible de ser optimizado con tecnología TSN.
- Los equipos *Best Effort Receiver* y *Emitter* generan el tráfico menos sensible al tiempo que comparte la red con las operaciones críticas anteriores, comprometiendo su rendimiento.
- Los nuevos nodos TSN del proyecto (nodos ZEN y Switches TSN) organizan las comunicaciones de la red LAN, donde convivirán todos los flujos de información, garantizando especialmente el rendimiento del tramo que los une y del tráfico prioritario.
- Los PLC emisor y receptor representan una comunicación directa de un bus de campo general.
- Dicha comunicación directa se replica en el enlace TSN mediante los *triggers* de emisión y recepción.
- Se comparará el rendimiento de ambos enlaces, el bus de campo *ad-hoc* y su “espejo” TSN.

Con esta base, Grupo Cuerva y CIRCE realizaron un ejercicio de caracterización de la subestación escogida para demostración (SE Escúzar, Granada), con el objetivo de integrar esta arquitectura en una instalación real. La automatización de la subestación estaba basada en conexiones de fibra punto a punto, sin estructura compartida de comunicaciones. Por lo tanto, no se dispone de tráfico digital que pueda ser trasladado a TSN para estudiar la mejora de rendimiento asociada, un objetivo que se dejó para las pruebas de laboratorio.

Esto no impide buscar en la subestación una función de campo, análoga a la del diseño tipo de la Figura 2, e integrarla con los equipos publicadores y suscriptores. Se contrastará así el comportamiento del enlace TSN frente a la conexión directa. El montaje final en la subestación (Figura 2, derecha) se introdujo en una celda de línea de media tensión:

- La función de proceso real objetivo es una apertura del interruptor. Es comparable a un disparo (ambas acaban abriendo el interruptor), por lo que permite comprobar el rendimiento de TSN en uno de los casos de uso más críticos de la subestación. Es el enlace analógico de la Figura 2.
- Esta función presenta ventajas añadidas en el contexto del piloto: puede accionarse a voluntad y no necesita inyectar tensión o corriente en el equipo de protección.
- Su cableado a través del relé biestable (parte superior derecha de la imagen) permite conectar una de sus salidas libres como *trigger* al osciloscopio para medir este retardo analógico.
- Para replicar la orden de apertura en el enlace TSN, debe cablearse al equipo TSN publicador un contacto auxiliar asociado a la emisión de la señal. Afortunadamente, se dispone de una salida duplicada de apertura en el relé de protección de la celda (7IRD de ZIV). En el lado receptor, una salida digital del equipo suscriptor TSN conectada al osciloscopio, activada al recibir la señal digitalizada, medirá el retardo del enlace TSN.

## Metodología para pruebas de laboratorio

El montaje experimental de la subestación se amplió según la red tipo de la Figura 2 en un entorno de laboratorio para realizar pruebas adicionales. El objetivo complementario principal fue poder generar una mayor cantidad de señales críticas (apertura del interruptor en el demostrador). En la subestación el número de operaciones estaba limitado por las características mecánicas de la celda y el efecto penalizador de múltiples operaciones en su vida útil.

Igualmente, se siguieron incorporando con libertad flujos GOOSE y de tráfico genérico junto a la transmisión de mensajes prioritarios. Fue posible así caracterizar la latencia del tráfico crítico con pruebas más numerosas, estudiando distintas configuraciones de los clasificadores de mensajes. La variedad se logra cambiando el periodo de ciclo del clasificador en sucesivas iteraciones (Tabla I). El periodo de ciclo de cada iteración se dividió en tres intervalos asociados ( $Int_n$ ) en los que se configuran sus colas de prioridad ( $Q[prio]$ ) para servir a un tipo de tráfico u otro.

Iteración	Ciclo Total ( $\mu s$ )	$Int_0$		$Int_1$		$Int_2$	
		Duración ( $\mu s$ )	Descripción [Q0 Q1 Q2 Q3]	Duración ( $\mu s$ )	Descripción [Q0 Q1 Q2 Q3]	Duración ( $\mu s$ )	Descripción [Q0 Q1 Q2 Q3]
0	192	96		48		48	
1	768	384	BE & gPTP	192	GOOSE & gPTP	192	Crítico & gPTP
2	1536	768	[1001]	384	[0101]	384	[0011]
3	3072	1536		768		768	

Tabla I. Tiempos de ciclo considerados para cada iteración, duración de los intervalos ( $Int_n$ ), y configuración de las colas ( $Q[prio]$ ) de los clasificadores de tráfico. En la columna Descripción, 0 indica que dicha cola está cerrada durante el intervalo y viceversa.

La Tabla I considera las siguientes Clases de Tráfico:

- **Crítico:** Triggers analógicos digitalizados. Prioridad: 2 (Alta). Tasa Generación: 100 Hz (0,4 Mbps).
- **Mensajes de Subestación:** Mensajes GOOSE. Prioridad: 1 (Media). Ancho de Banda: 0,1-0,6]Mbps.
- **Best-Effort (BE):** Flujo de datos Ethernet generalista. Prioridad 0 (Baja). Ancho de Banda: 50 Mbps.

## RESULTADOS - DEMOSTRADOR DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

En la subestación, con el montaje según las Figuras 2 y 3, se llevaron a cabo dos tipos de experimento:

- **Experimento I.** Se generan dos aperturas desde la protección 7IRD. La primera fue para medir el retardo del enlace analógico y la segunda para medir la latencia de propagación del mensaje digitalizado por la red TSN.
  - Latencia red Analógica *ad-hoc*: 209  $\mu$ s.
  - Incluye: cierre salida 7IRD, propagación al relé, cierre contacto relé (Figura 2).
  - Latencia red TSN: 30  $\mu$ s.
  - Incluye: cierre salida 7IRD, conversión A/D en ZEN1, comunicación TSN y conversión D/A en ZEN 2 (Figura 2).
- **Experimento II.** De nuevo se genera una orden de apertura, que se propaga digitalizada por TSN. A la vez, dos PC portátiles saturan la red con tráfico genérico. El objetivo es ver si la congestión impacta en los mensajes críticos.
  - Latencia de los mensajes críticos por la red TSN con flujos Best-Effort: 30  $\mu$ s.



En una primera observación, puede extraerse que el canal TSN logra una transmisión de la señal notablemente más rápida en términos relativos que el circuito analógico. Evidentemente, este mejor rendimiento está ligado al tiempo mecánico de activación del relé, pero el experimento II demuestra que el retardo por comunicaciones, utilizando TSN, será estable y garantizado con un valor de 30  $\mu$ s, independientemente de la carga de la red.

Figura 3. Detalle del montaje experimental en la subestación.

## RESULTADOS - LABORATORIO

Iteración	Ciclo ( $\mu$ s)	Tráfico Crítico				Tráfico GOOSE	Tráfico Best-Effort
		Latencia <sub>max</sub> ( $\mu$ s)	Latencia <sub>min</sub> ( $\mu$ s)	Latencia <sub>p-p</sub> ( $\mu$ s)	Desv.Estándar ( $\mu$ s)	Pérdidas de Paquetes (%)	Pérdidas de Paquetes (%)
0	192	178.004	25.763	152.241	50.166	0.000	0.000
1	768	609.804	25.791	584.013	194.757	0.000	0.000
2	1536	1185.984	25.791	1160.193	385.589	0.008	0.008
3	3072	2337.987	25.775	2312.212	766.708	0.040	18.164

Tabla II. Latencia del tráfico crítico a través de la red TSN con distintas configuraciones e Integridad del resto de comunicaciones.

Las pruebas de comunicación en el laboratorio completan los experimentos de campo en la subestación, generando un mayor volumen de disparos críticos y caracterizando más detalladamente los resultados. Se realizaron pruebas (iteraciones de la Tabla I) que agregan todos los flujos de comunicación en la misma red (crítico, GOOSE y genérico). Estas pruebas permiten estudiar el determinismo obtenido en dos términos: latencia garantizada para el tráfico crítico y minimización del descarte o pérdida de mensajes de menor prioridad (Tabla II).

La latencia del tráfico crítico varía entre el mínimo inevitable de la propagación por el enlace (25  $\mu$ s) y el peor caso de gestión TSN, que añade el tiempo de espera hasta la activación de la cola del tráfico crítico (duración de  $Int_0$  e  $Int_1$ ). La desviación estándar de la latencia del tráfico crítico coincide aproximadamente con la duración del intervalo del tráfico crítico ( $Int_2$ ). Estos resultados dependen de la configuración del sistema (Tabla I). Respecto al resto de información, se

verifica que el sistema favorece al tráfico GOOSE, de prioridad media, en detrimento de los flujos genéricos cuando su tasa de transmisión congestiona la red.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

1. Este trabajo ha mostrado una aplicación de una red TSN en el entorno de una subestación eléctrica para una de sus funciones más críticas: la apertura de un interruptor. Se comprueba por lo tanto la posibilidad de usar esta tecnología para digitalizar todas las comunicaciones de la subestación.
2. Seven Solutions logra un retardo acotado de 30 microsegundos por equipo de comunicaciones. Incluso considerando varios tramos interconectados, es viable respetar los requisitos de tiempo de respuesta para faltas en subestaciones, que parten de intervalos entre 80 y 120 ms para funciones instantáneas (REE, 2005).
3. Se ha confirmado que el tiempo de operación no se ve afectado por la introducción de comunicaciones con TSN, teniendo en cuenta el tiempo de reacción del relé (200 us según el montaje experimental) y los tiempos de apertura característicos de interruptor (50-60 ms según fabricante). Al contrario, esta tecnología permite acotar y garantizar el tiempo específico de comunicaciones, de cuantificación generalmente más difícil.
4. La garantía de tiempo para los mensajes críticos es independiente del resto del tráfico. Además, se puede modular en función de la configuración de los equipos de red TSN.
  - 4.1. Esto presenta gran potencial en una subestación digital, que combina flujos operacionales (estados, medidas) y no operacionales (intercambio de archivos, registros) de diferente criticidad y ancho de banda.
5. En consecuencia, TSN puede ser un factor clave para superar las barreras de adopción de tecnologías digitales en subestaciones. Esto destaca especialmente en el bus de proceso (medidas para control y protección):
  - 5.1. TSN es capaz de agregar otros flujos de menor prioridad junto a los mensajes críticos, preservando la integridad de los más prioritarios (mensajes críticos y GOOSE) cuando la red pudiese dar lugar a pérdidas por congestión.
  - 5.2. Disponer de un tiempo de transmisión garantizado convierte el problema de fiabilidad y la tolerancia al fallo del sistema en un asunto de redundancia de la red de comunicaciones, para el cual existen tecnologías con tiempos de recuperación nulos o casi nulos (e.g. PRP y HSR).
  - 5.3. La arquitectura empleada en el caso de uso (publicador-receptor) es replicable directamente en los enlaces típicos de bus de campo, como la transmisión de medida digital entre Merging Units y protecciones.
6. Los resultados abren camino para proyectos de implementaciones completas de Smart Grid basadas en TSN. Una línea de ampliación es profundizar en la caracterización del sistema estudiando la influencia de diversos parámetros de configuración en el nivel de determinismo de las comunicaciones.
7. Este proyecto constituye una de las primeras demostraciones documentadas de aplicación de TSN en una subestación real, contando además con una distribuidora eléctrica para definir los criterios de usuario.

## AGRADECIMIENTOS

El proyecto “Comunicaciones deterministas para la Industria 4.0: TSN para Smart Grid” ha sido financiado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo dentro del programa de apoyo a las AEI para contribuir a la mejora de la competitividad de la industria española (2018) y es continuación de otro proyecto de la misma convocatoria de 2017.

## REFERENCIAS

- (802.1WG) IEEE 802.1 Working Group: [en línea] <https://1.ieee802.org> (29 de septiembre de 2019)
- Eandis, 2014. Integrating IEC 61850 in the Eandis Grid.
- O. Kleineberg, A. Schneider. Time-sensitive Networking for Dummies. Belden Hirschmann and Wiley, 2018
- P. Pop et al. (...) Fog Computing for Industrial Automation through TSN. IEEE Comms Standards Mag., 2018
- Red Eléctrica de España. Criterios generales de protección del Sistema eléctrico peninsular español. 2005
- J. Torres et al. Interoperabilidad IEC 61850 en los servicios del operador de distribución. V Congreso Smart Grids. Madrid, 2018.
- (Zynq) Zynq-7000 Product Brief: [en línea] <https://www.xilinx.com/support/documentation/product-briefs/zynq-7000-product-brief.pdf> (1 de octubre de 2019)

# APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MACHINE TO MACHINE (M2M) PARA LA GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN DE LA INDUSTRIA 4.0

**Abel Martínez Martín**, Analista Programador, CIC Consulting Informático

**Fernando Sainz Miguel**, Jefe de Proyecto, CIC Consulting Informático

**Pablo Carreño Montes**, Gerente, CIC Consulting Informático

**Resumen:** La plataforma M2M es capaz de monitorizar el estado de salud de un parque de tarjetas SIMs de una compañía. En tiempo real, permite identificar posibles problemas de comunicación, ya sea de una tarjeta individual o de alguna antena que provoque la falta de actividad de varias SIMs. La información de las tarjetas es correlacionada con los datos del negocio, aportando un valor añadido a la información de conectividad. Las SIMs se representan geolocalizadas en un mapa, permitiendo ver en todo momento su estado actual y su evolución en el tiempo. La plataforma M2M es compatible con todos los operadores de telefonía e integrable con los sistemas propios de gestión de alarma, calidad, seguridad, etc. de cada empresa.

**Palabras clave:** Energía, M2M, Industria 4.0, Monitorización, IoT

## INTRODUCCIÓN

La gestión M2M para una organización con un gran número de tarjetas SIMs no es una tarea sencilla. Actualmente, cada compañía telefónica ofrece su propio servicio de integración para el control de estas tarjetas, no existiendo un protocolo estándar de comunicación. Esta circunstancia obliga a implementar un mecanismo ad-hoc para cada operador, y disponer de distinta funcionalidad según la propietaria de la SIM.

Las plataformas M2M que ofrecen los operadores son muy similares en cuanto a los datos que aportan a sus clientes. Desde estas plataformas se pueden controlar los estados de las SIMs, ver su consumo, momento en el que se desconectan. Del mismo modo permiten configurar alarmas como el cambio de ubicación, cambio de equipo, o control de volumen de tráfico que cursan, entre otros ejemplos.

La plataforma M2M desarrollada por CIC permite integrar los distintos operadores españoles para tener de manera unificada toda esta gestión y, además, correlar la información propia de las SIMs con los datos del negocio concreto de la compañía. De esta forma, las alarmas que generen las SIMs pueden ir asociadas a un activo referente al negocio de la compañía.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La plataforma está formada de dos grandes módulos:

1. Módulo de gestión e inventario.
2. Módulo de alarmas e informes.

### Módulo de gestión e inventario

Uno de los casos de uso de mayor importancia es la correlación de las tarjetas SIMs con los activos de negocio. Esto nos permite tener identificado en todo momento que activo o activos dependen de una tarjeta SIM, además de la posibilidad de geolocalizar el activo para poder visualizarlo en un mapa. Adicionalmente, con la plataforma se permite agrupar los activos en zonas, según criterios funcionales, para facilitar la gestión en bloque.

Por ejemplo, para las empresas de suministro eléctrico, con la implantación de los contadores telegestionados, es vital tener bajo control su parque de tarjetas SIM. Los contadores electrónicos se comunican con el centro de transformación (CT) más cercano para la transmisión de medidas, así como para permitir su gestión remota. Cada CT dispone de un router con una o varias tarjetas SIM para la sincronización con los sistemas centrales. Cuando una lectura no se registra en el sistema de medida, o no se puede acceder al contador para su configuración telemática, urge la necesidad de identificar el problema. Teniendo correladas las tarjetas SIMs que se encuentran en cada centro de transformación, es posible localizar las disfunciones del sistema y afrontar su solución de una manera eficaz.

A parte del inventario, todas las plataformas M2M de los distintos operadores ofrecen la posibilidad de obtener la información de cada una de las tarjetas, realizar cambios de estados a las tarjetas SIMs, crear grupos de subscripción...

En este módulo se dispone también de la parte de gestión de todo este tipo de acciones que permiten realizar los operadores, pero de una manera centralizada y unificada, y sin la necesidad de ir a la plataforma M2M específica dependiendo del operador de la SIM.

## Módulo de alarmas e informes

Este módulo es el encargado de recoger toda la información acerca del estado de las tarjetas SIMs:

- Estado señal GSM.
- Estado señal GPRS.
- IP proporcionada.
- IMEI del dispositivo en el que está instalada la SIM.

Estos datos son proporcionados por las operadoras a través de un servicio web o API REST accesible para sus clientes. La plataforma consulta estos servicios de forma periódica para generar un estado actual para cada SIM y además almacena un histórico de todos estos datos. El estado actual de cada SIM se representa en un mapa de forma geolocalizada mostrando en verde si la SIM se encuentra sin incidencias o rojo si posee algún problema de comunicación.

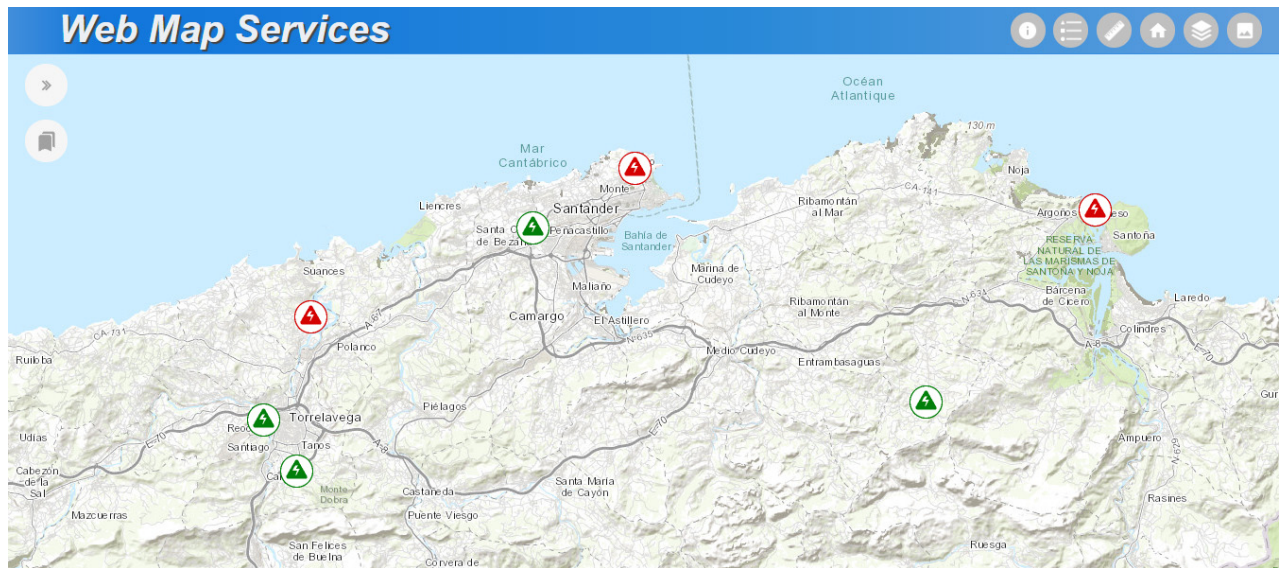


Figura 1. Estado de las tarjetas SIMs.

Debido a la correlación del inventario de activos con el de tarjetas SIMs somos capaces de buscar en el mapa tanto por el identificador ICC de la tarjeta SIM o por el código del activo. De esta manera, de una forma gráfica podemos ver el estado de comunicaciones de los activos.

El sistema de integración de alarmas es el encargado de mostrar un *dashboard* con el estado actual de las tarjetas SIMs, indicando cuantas están comunicando en ese momento, el porcentaje de actividad de estas, las alarmas activas, y los últimos cambios de estado producidos. Cuando el sistema detecta que el estado de la señal GSM o GPRS de una tarjeta SIM está “down” genera una alarma de tipo baja relacionada a la SIM. Si durante las dos siguientes peticiones la misma SIM sigue sin tener comunicación, generará una alarma de tipo alta.



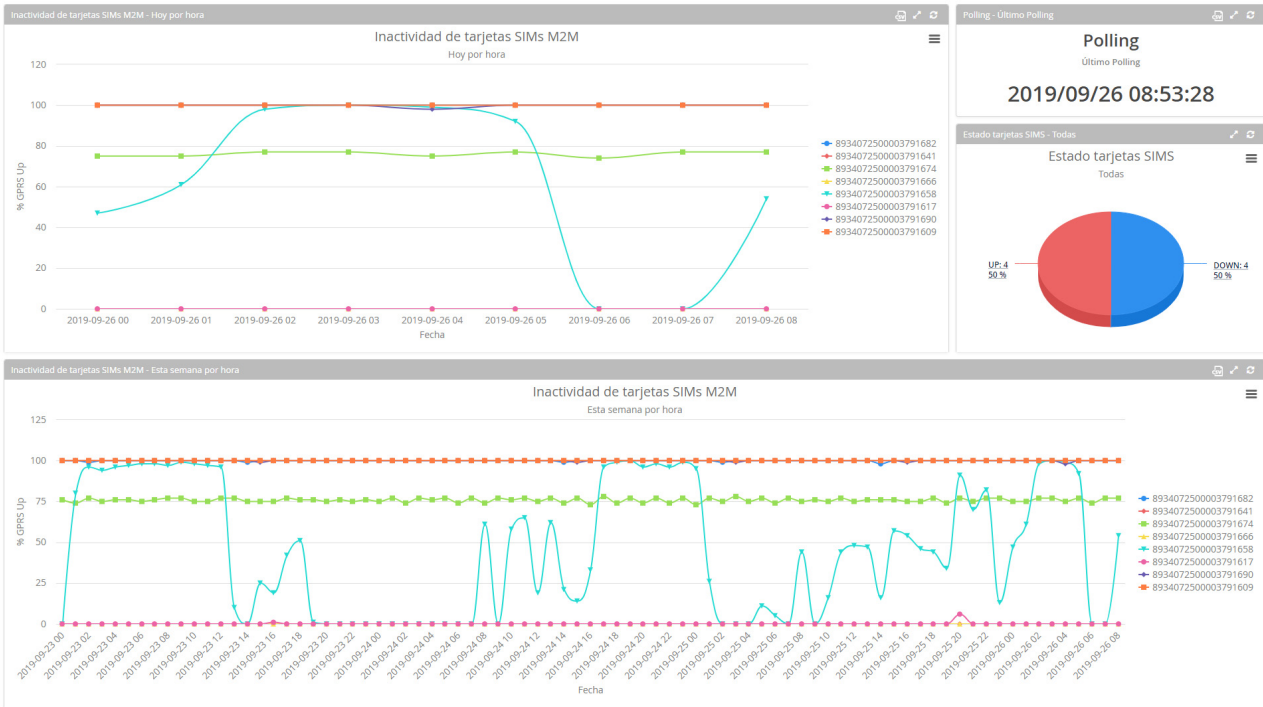


Figura 2. Dashboard con el estado de la señal de las SIMs.

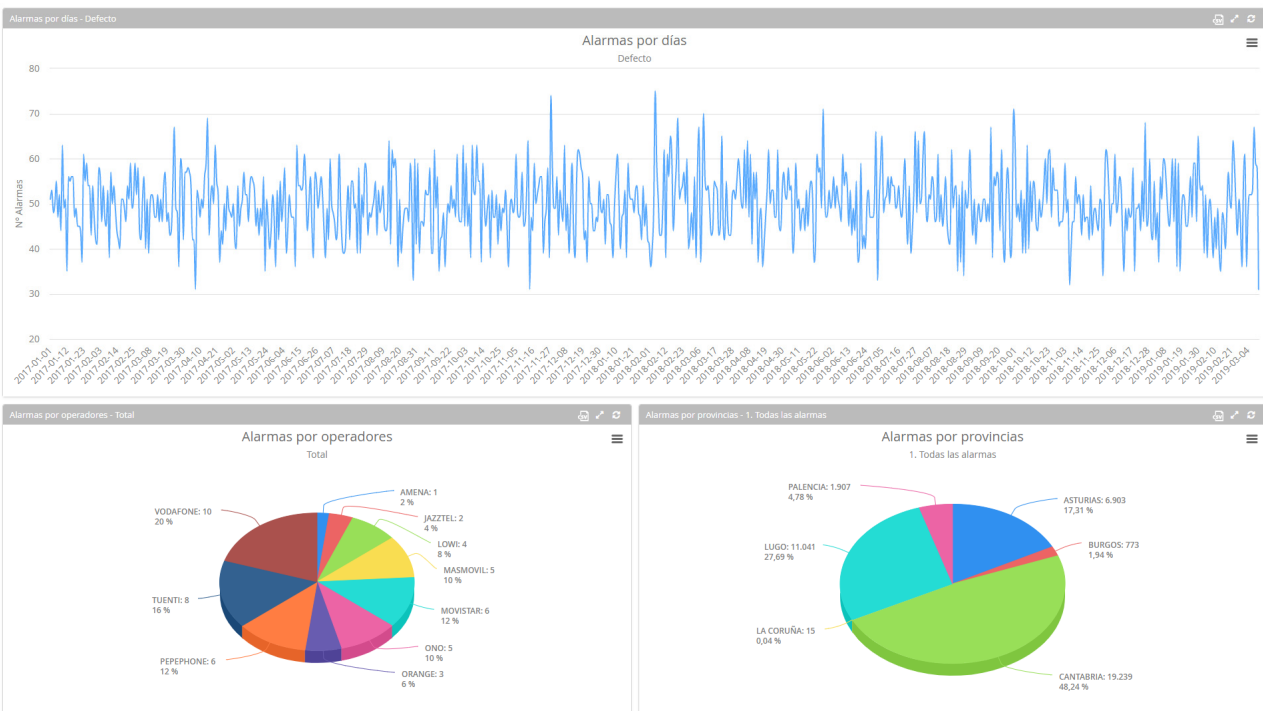


Figura 3. Dashbord de alarmas.

A partir de toda esta información recogida, mensualmente se llevarán a cabo unos cálculos para generar una serie de informes SLA's con los siguientes indicadores:

- Porcentaje sin conexión por operador y SIM.
- Nº de alarmas generadas por operador y SIM.
- Minutos de indisponibilidad GSM por operador y SIM.
- Minutos de indisponibilidad GPRS por operador y SIM.

Estos informes pueden consultarse para las zonas geográficas dadas de alta en la plataforma o de manera global, pudiendo también comparar con métricas históricas.

## RESULTADOS

Los resultados esperados para este tipo de proyectos, especialmente en el caso de enfocarse a *utilities*, serían los siguientes:

- Gestión de forma unificada y transparente las tarjetas SIM de diferentes operadores.
- Diagnóstico inmediato o descarte de causas ante activos que no responden: Si la SIM está operativa, el fallo está necesariamente en el activo. Si la SIM no está activa, el fallo probablemente está en la propia SIM o en la red de comunicaciones.
- Detección de SIMs localizadas en ubicaciones técnicas equivocadas.
- Capacidad de reacción inmediata para reemplazar las tarjetas SIM antes de que llegue el momento de obtener las lecturas de los equipos de medida.
- Capacidad para asociar los costes derivados de incidencias con la SIM al activo al que presta servicio.
- Capacidad de determinar que operador es el más apropiado para cada zona geográfica en función de los resultados de cada SIM.

## CONCLUSIONES

La plataforma M2M supone un gran avance para compañías que trabajan con un amplio parque de tarjetas SIMs y que pertenecen a varios operadores. La unificación, generalización de la gestión, y la recopilación de datos en una única herramienta hace que sea mucho más sencillo tener controlado y monitorizado las tarjetas SIMs que se disponen.

Además, la posibilidad de correlar con los elementos de negocio, nos facilita la tarea de identificar problemas, ya que todo servicio técnico responde a incidencias de los activos de la compañía.

La revolución del IoT y que todo esté conectado, conlleva a que herramientas de este tipo sean imprescindibles a las empresas que ofrecen esta serie de servicios. Poder identificar problemas de comunicación de una manera ágil y rápida es muy importante para la revolución digital del Internet de las cosas que poco a poco va invadiendo nuestras vidas.

# MICROGRID-ON-CHIP, BATERÍA COMO PIVOTE PARA CONTROL DE MICRORREDES

**Diana P. Morán Río**, Investigadora predoctoral, Instituto IMDEA Energía

**Milan Prodanovic**, Jefe de Unidad Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía

**Javier Roldán Perez**, Investigador titular, Instituto IMDEA Energía

**Gerardo Medrano Arana**, Ingeniero de Electrónica de Potencia, Norvento Enerxía

**Resumen:** En las últimas décadas se ha desarrollado el concepto de microrred como una solución atractiva, fiable y flexible para el suministro local de energía eléctrica. Este tipo de redes pueden integrar generación distribuida, almacenamiento de energía y cargas controlables. Debido a la heterogeneidad de los elementos que las componen, las microrredes suponen un reto para la operación. Por esto el control coordinado de la microrred juega un papel esencial. En el marco del proyecto Microgrid-On-Chip (MOC) se desarrolla un control de microrred basado en un convertidor de baterías que lleva a cabo además las funciones de coordinación del resto de elementos de la microrred. En este artículo se presentan los objetivos del proyecto relacionados con el diseño de los distintos niveles de control de la microrred y del convertidor de baterías. Se describirá la metodología a seguir para verificar la estabilidad de la red y se mostrarán resultados preliminares del trabajo.

**Palabras clave:** Microrred, Batería, Control, Secundario, Coordinación, Estabilidad

## INTRODUCCIÓN

Desde hace años se viene usando el concepto de microrred para llevar a cabo la integración de recursos de generación distribuidos, cargas controlables y sistemas de almacenamiento de energía. Las microrredes presentan una serie de beneficios respecto a los sistemas de distribución convencionales. Al aprovecharse los recursos energéticos distribuidos, el consumidor obtiene la energía a un menor precio, incurriéndose en menores pérdidas. Además, este tipo de redes son más flexibles. Esto se debe al empleo de convertidores de potencia como interconexión de los dispositivos (generación y almacenamiento) con la microrred. El almacenamiento de energía por su parte permite un suministro ininterrumpido en escenarios de alta variabilidad de energía renovable. Gracias al almacenamiento también se puede dotar a la microrred de servicios auxiliares adicionales.

Las microrredes se pueden operar principalmente de dos modos: aisladas o conectadas con la red eléctrica. Cuando las microrredes están conectadas a la red eléctrica general (modo red) el balance entre generación y demanda se realiza mediante el punto de acoplamiento. En este modo de operación la microrred podría aportar servicios auxiliares como regulación de tensión o control de frecuencia. En modo aislado o modo isla, la microrred opera desconectada de la red eléctrica general. En este modo el balance de energía debe implementarse en el interior de la microrred, el almacenamiento juega un papel clave en la consecución del balance. El almacenamiento puede facilitar el balance entre generación y demanda, permitiendo un mayor aprovechamiento de los recursos renovables y una mayor disponibilidad de energía. La operación en modo isla puede estar motivada por causas fortuitas (faltas) o intencionadas (mantenimiento). Gracias a esta flexibilidad de operación las microrredes pueden mejorar la fiabilidad de las redes de distribución (Escalera et. al, 2018).

Para aprovechar los beneficios que las microrredes nos ofrecen es necesario garantizar su estabilidad. En modo red, la tensión y frecuencia de la red están impuestas por la red general por lo que la estabilidad está vinculada a los efectos que tienen todos los elementos en la red. En modo isla, la inercia de la microrred es considerablemente menor por lo que la tensión y la frecuencia deben ser estrechamente controladas. Además, al igual que en modo red, es necesario garantizar la estabilidad de cada dispositivo. Esto se traduce en la necesidad de un control coordinado de todos los dispositivos.

En la literatura se ha estudiado esta necesidad de control, definiéndose niveles diferenciados de control (Guerrero et. al, 2011). Cada uno de los niveles genera consignas para el nivel inferior a partir de las referencias proporcionadas por el nivel superior. En la base del control se encuentra el control interno de cada dispositivo. Este regula la tensión y corriente proporcionadas por el dispositivo además de mantener la estabilidad del sistema. Debido a su rapidez se podrían ofrecer servicios auxiliares como corrección del factor de potencia, compensación armónicos, equilibrado de fases o inercia virtual (Olivares et. al, 2014). Por encima del control interno se encuentra el control primario. El control primario está encargado de ajustar la frecuencia y tensión de cada convertidor conectado a la microrred. El control de droop (Guerrero et. al, 2011), la impedancia virtual (Wang et. al, 2014) o la máquina síncrona virtual (D'Arco & Suul,

2013) son tipos de control primario que simulan, con mayor o menor detalle, el comportamiento de un generador eléctrico. El control secundario garantiza que los valores de frecuencia y tensión de la red se encuentren entre los límites especificados (IEEE Std 1547-2018). Este control también coordina la transición entre puntos de operación, incluyendo en su caso las transiciones entre modo red y modo isla. Por encima del control secundario, el control terciario gestiona los flujos de energía de la microrred. Este control tiene en cuenta la demanda de energía, su disponibilidad y su coste. Un ejemplo de acción llevada a cabo en este nivel de control sería desplazar las puntas de consumo o generación (mediante almacenamiento) a un instante temporal más adecuado con el fin de evitar congestiones.

Los controles descritos en el párrafo anterior se pueden llevar a cabo de forma centralizada o descentralizada (Hatzigiorgiou, 2014). Cuando el control se lleva a cabo en un punto y posteriormente las consignas se distribuyen a los diferentes dispositivos se denomina control centralizado. En este control las decisiones que se toman tienen en cuenta información de toda la red. Por otra parte, la centralización conlleva posibles fallos debido a las comunicaciones. En el lado opuesto al control centralizado se encuentra el control distribuido. Este tipo de control se lleva a cabo en el propio dispositivo a controlar. En este caso solo se dispone de información local para la toma de decisiones. Los posibles fallos debidos a las comunicaciones se reducen al mínimo con el control distribuido.

Considerando esta jerarquización y la necesidad de coordinación entre dispositivos para asegurar la estabilidad, el control secundario es un aspecto esencial en la operación de microrredes en ambos modos de control. Este control debe ser capaz de llevar a cabo las transiciones entre modos de operación y la conexión y desconexión de los distintos elementos de la red de forma segura. Diferentes organismos están realizando la labor de estandarizar los requisitos que deben cumplir las microrredes, incluyendo los relativos a su operación (IEEE Std 1547-2018).

En este artículo se presenta la metodología de análisis de estabilidad de una microrred para ser empleado en el diseño del control secundario de la misma. Este trabajo está englobado dentro del proyecto Microgrid-On-Chip. En el siguiente apartado de este artículo se describirá el proyecto MOC. Posteriormente se explicará la metodología empleada para la evaluación de la estabilidad y del diseño del control secundario de la microrred. Finalmente se presentarán los resultados relativos a este análisis de estabilidad obtenidos hasta la fecha.

## DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO MICROGRID-ON-CHIP

El objetivo principal del proyecto Microgrid-On-Chip (MOC) es desarrollar una solución integral para la operación de microrredes híbridas. Esta solución incluye un convertidor de baterías y un sistema de control de microrredes. El proyecto está liderado por Norvento Energía y cuenta con la participación del grupo investigación GEISER de la Universidad de Alcalá de Henares e IMDEA Energía.

El control desarrollado en el proyecto ha sido pensado para ser implementado en una microrred como la que se muestra en la Figura 1. Se trata de una microrred híbrida en la que se cuenta con generación a partir de energía solar fotovoltaica y también mediante grupos diésel. La microrred cuenta también con un sistema de almacenamiento compuesto de baterías. Entre las cargas encontramos cargas críticas (siempre deben ser alimentadas) y cargas deslastrables. Se contempla la operación en modo isla y en modo red, para ello se dispondrá de un interruptor de conexión a red. Este modelo de red se ha definido de forma modular para facilitar su escalabilidad.

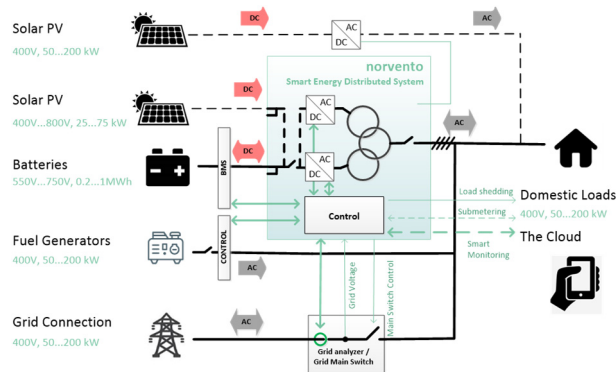


Figura 1. Topología de la microrred.

Se contemplan los siguientes aspectos operativos. La generación fotovoltaica puede integrarse conectando los paneles al lado de DC del inversor de baterías o mediante un inversor propio. En el primer caso el control sobre el inversor es total, en el segundo caso el control a realizar dependerá de la tecnología que emplee el convertidor fotovoltaico. Los grupos diésel permiten alimentar las cargas cuando la energía procedente del convertidor de batería es insuficiente, así como cargar las baterías cuando la generación renovable o la red no están disponibles. Como es sugerido en los estándares se espera que la red pueda detectar condiciones anormales de operación y actuar en consecuencia ante ellas. Dentro de estas condiciones de anormales de operación encontramos: subtensiones, subfrecuencias y creación de islas no intencionadas entre otras.

En lo que respecta al control, cada inversor de baterías alberga el control primario de esa batería y de los módulos fotovoltaicos a ella conectados. El control secundario o de microrred y el control terciario están replicados en cada uno de los convertidores de batería, siendo uno a cada tiempo responsable de llevarlos a cabo. El control secundario o PMS (Power Management System) envía consignas de frecuencia y tensión a los demás convertidores y a los grupos diésel y se encarga de coordinar el deslastre/conexión de cargas, y la conexión a red. El control terciario o EMS (Energy Management System) está encargado de realizar el despacho de las fuentes de energía de la microrred, para lo que contará con medidas de la microrred y del operador del sistema.

El trabajo del proyecto se organiza en varias fases. A continuación, se resumen los objetivos directamente vinculados a IMDEA Energía que comprenden el diseño del control secundario y en menor medida el primario y el terciario. En la primera fase se sientan las bases técnicas o requisitos técnicos del resto del proyecto. Para determinar los requisitos técnicos que debe cumplir el control de la microrred se estudian las diferentes normas y estándares que hay al respecto (IEEE Std 1547-2018) (IEEE STD 2030.3-2016). En la segunda fase se desarrollan los controles primario y secundario de la batería y la microrred respectivamente. El control primario desarrollado permitirá al convertidor de baterías operar en modo aislado y en modo red. El control secundario mantendrá los niveles de tensión y frecuencia en los rangos indicados en diferentes escenarios de operación (diferentes niveles de carga, conexión y desconexión de elementos, ambos modos de operación, falta, etc.). Los algoritmos de control se validarán mediante simulación en ordenador. Posteriormente, estos desarrollos son implementados y ensayados en laboratorio para comprobar su validez. Finalmente, los controles desarrollados se implementan en una microrred real para comprobar su validez.

## METODOLOGÍA APLICADA

El control secundario de la microrred, esto es el control coordinado de los dispositivos, se encarga de que la microrred opere en los valores de frecuencia y tensión establecidos. Además, mediante este control se debe garantizar que las transiciones entre los diferentes puntos de operación sean estables.

La evaluación de la estabilidad de microrredes se puede realizar empleando diferentes métodos. Por una parte, se puede analizar la estabilidad aplicando el criterio de Nyquist. Este método consiste en obtener el circuito equivalente de Thevenin de una parte de la microrred y comprobar la estabilidad en lazo cerrado de la función de transferencia definida por su impedancia. Aunque se trata de un concepto sencillo, su aplicabilidad se complica a medida que aumenta el tamaño de la microrred (Cao et. al, 2016). Por otra parte, también se emplea el análisis de autovalores o de pequeña señal para evaluar la estabilidad de las microrredes (Pogaku et. al, 2007). Este es un método tradicionalmente empleado en los análisis de estabilidad de sistemas eléctricos. Consiste en comprobar que los autovalores del sistema no introduzcan inestabilidades, esto es, se encuentren localizados a la izquierda del eje imaginario.

Los autovalores del sistema se obtienen de la matriz de estados del mismo. Para obtener el modelo de espacio de estados se modela cada uno de los componentes del sistema (Ec. 1). Los modelos de los diferentes elementos se integran conjuntamente mediante las ecuaciones eléctricas definidas por la topología de la microrred. Como resultado se obtienen las matrices que definen el modelo en espacio de estados. El posterior estudio de la matriz de estado del sistema permite conocer si el sistema de estudio es estable. Por otra parte, el análisis de sensibilidad de autovalores y los coeficientes de participación nos permiten saber cómo los valores de los diferentes estados del sistema afectan a la estabilidad.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x}_{inv} \\ \Delta \dot{x}_{diesel} \\ \Delta \dot{x}_{carga} \\ \Delta \dot{x}_{red} \end{bmatrix} = A_{MG} \begin{bmatrix} \Delta x_{inv} \\ \Delta x_{diesel} \\ \Delta x_{carga} \\ \Delta x_{red} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec.1})$$

Como se ha mencionado, el modelo en espacio de estados de la microrred incluye los modelos individuales de cada elemento. A continuación, se describen brevemente cada uno de los modelos de los elementos que forman la microrred (ver Figura 1). En este caso contamos con generación fotovoltaica y almacenamiento de energía interconectados mediante convertidores de electrónica de potencia, generadores diésel, cargas y la red eléctrica. Los inversores o convertidores se modelan en sistemas de referencia locales determinados por su frecuencia. Estos modelos incluyen las dinámicas de cada una de las capas de control que el inversor tenga (controles de corriente, tensión, droop, impedancia virtual, máquina síncrona virtual...), el filtro de salida y la transformación del sistema de referencia local al sistema de referencia global. En el caso de los grupos diésel, su modelo incluye modelos de: generador síncrono con devanados de amortiguamiento, circuito de excitación, motor diésel y eje del generador y las ecuaciones que permiten pasar del sistema de referencia local (generador síncrono) al sistema de referencia global. Los modelos de la red y las cargas estarán directamente en el sistema de referencia global.

Matemáticamente los elementos de la red están definidos por ecuaciones diferenciales lineales y no lineales. Los modelos en espacio de estados son modelos lineales, por lo que es necesario linealizar primero el sistema de la microrred. Teniendo esto en cuenta, el análisis de estabilidad que se realiza nos indica si el sistema es estable en torno al punto de operación y los límites de la estabilidad. El control secundario debe asegurarse de que cada uno de los puntos de operación es estable para garantizar la reserva. A partir de los resultados obtenidos en el estudio de estabilidad de la microrred se diseñará el control secundario.

## RESULTADOS PRELIMINARES

Hasta la fecha se han realizado los modelos de pequeña señal de varias microrredes. En estos modelos se han incluido hasta dos inversores en paralelo y una carga ver Figura 2. Para simular la microrred al completo, falta por incluir el modelo linealizado del grupo diésel, actualmente en desarrollo.

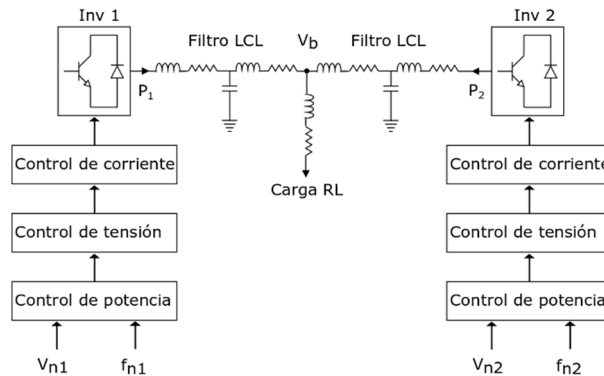


Figura 2. Esquema de la microrred modelada.

La validación del modelo linealizado se realiza comparándolo con el modelo no linealizado. En este caso el modelo no linealizado ha sido implementado en Simulink. La Figura 3 muestra la variación de la tensión a la que está conectada la carga (sistema de la Figura 2) cuando se varía la tensión de referencia del Inversor 1 en 0,1V. Como se puede observar, las dinámicas (lentas y rápidas) de los modelos linealizado y no linealizado coinciden perfectamente. En la Figura 4 se observa la variación de la potencia inyectada por los inversores al aumentar la frecuencia de referencia del Inversor 1 en 0.05Hz. En este caso las dinámicas de las potencias no son idénticas, esto es debido a la no linealidad asociada a la transformación de sistema de referencia. Aun así, el modelo linealizado refleja con bastante precisión el modelo real.

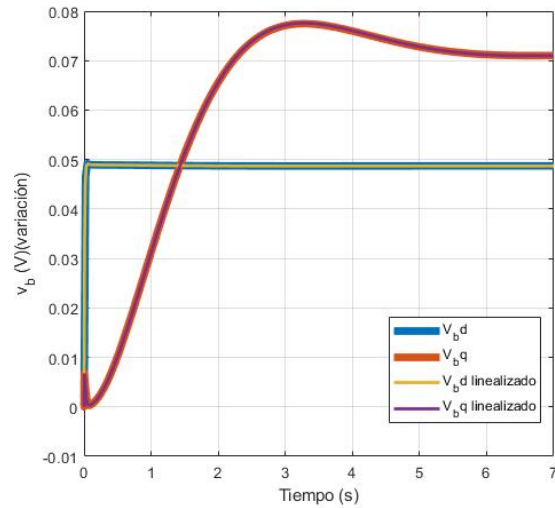


Figura 3. Respuesta de la tensión de la carga ante escalón en la referencia de tensión del Inversor 1.

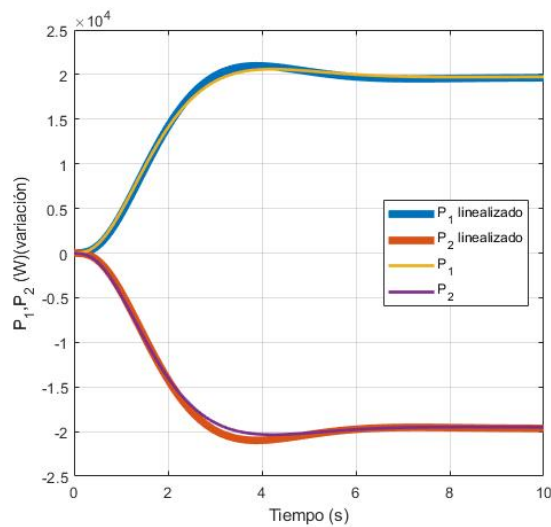


Figura 4. Potencia inyectada a la red por cada uno de los inversores ante escalón de frecuencia e Inversor 1.

Una vez se cuenta con el modelo linealizado del sistema se pasa a analizar su estabilidad. El análisis de los autovalores nos indica la sensibilidad de los polos a los distintos parámetros del control. Sabiendo esto se puede evitar que el sistema sea inestable, situando todos los autovalores a la izquierda del eje imaginario. La Figura 5 muestra los autovalores más significativos del sistema de la Figura 2 que más dependen de la carga, al aumentar esta. El análisis cuantitativo de los autovalores establece las pautas que debe seguir el control secundario para garantizar la estabilidad del sistema.

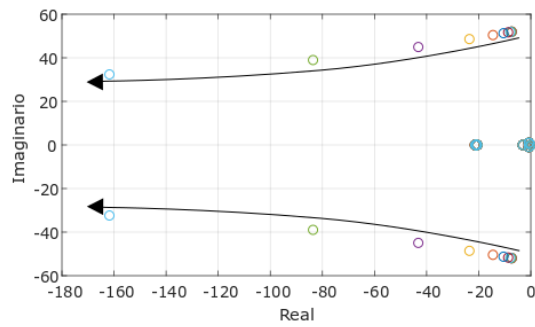


Figura 5. Variación de los polos del sistema debidos al droop con el aumento de la carga.

## CONCLUSIÓN

En este artículo se ha descrito una solución al control de microrredes híbridas. En el proyecto Microgrid-On-Chip el control coordinado de la microrred se lleva a cabo de forma centralizada desde el convertidor de baterías de la microrred. El modelado de la microrred y el posterior análisis de estabilidad a través de sus autovalores determinan cómo los diferentes parámetros de la microrred afectan a la estabilidad de la misma, pudiéndose detectar puntos críticos de operación. En este trabajo se ha presentado un análisis preliminar de la estabilidad de la microrred. en el futuro se llevará a cabo un análisis integral de la estabilidad de la red. Según este análisis, se diseñará el control secundario de la misma, garantizando su estabilidad.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido financiado por: FEDER/Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades – Agencia estatal de Investigación/\_Proyecto RTC-2017-6262-3

## REFERENCIAS

- D'Arco, S., & Suul, J. A. Virtual Synchronous Machines – Classification of Implementations and Analysis of Equivalence to Droop Controllers for Microgrids. In IEEE PES PowerTech 2013.
- Cao, W., Ma, Y., & Wang, F., "Harmonic stability analysis and controller parameter design of three-phase inverter-based multi-bus ac systems based on sequence impedances," 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Milwaukee, WI, 2016, pp. 1-8.
- Escalera, A., Prodanović M. & Castronuovo E. D., "An Analysis of the Energy Storage for Improving the Reliability of Distribution Networks," 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Sarajevo, 2018, pp. 1-6.
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., de Vicuna, L. G. & Castilla, M. "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, Jan. 2011.
- Hatziargyriou, N., Microgrids: Architectures and Control, IEEE-Wiley. 2014.
- IEEE Standard Test Procedures for Electric Energy Storage Equipment and Systems for Electric Power Systems Applications," in IEEE Std 2030.3-2016, vol., no., pp.1-72, 30 Sept. 2016
- IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in IEEE Std 1547-2018, vol., no., pp.1-138, 6 April 2018
- Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," in IEEE Tran. Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, July 2014.
- Pogaku, N., Prodanovic, M. & Green, T.C. "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," in IEEE Tran. Power Electronics, vol. 22, no. 2, pp. 613-625, March 2007.
- Wang, X., Li, Y., & Blaabjerg, F. (2014). Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters. IEEE Transactions on Power Electronics Virtual-Impedance-Based, 8993(c).



# SISTEMA DE CONTROL INTEGRAL DE SUBESTACIÓN IEC 61850 CON CAPACIDAD INALÁMBRICA Y TECNOLOGÍAS IOT

**Amelia Álvarez**, R&D Project Manager, Schneider Electric  
**Francisco Ramos**, Innovation Manager, Schneider Electric  
**Miguel Ángel Corchero**, R&D Project Manager, Endesa Distribución  
**Pablo del Campo**, R&D Project Manager, Integrasys  
**Daniel Guerrero**, R&D Project Manager, Isotrol

**Resumen:** La incorporación de nuevos sistemas y equipos basados en nuevas tecnologías y nuevos estándares como IEC 61850 a subestaciones eléctricas existentes supone todo un desafío para las Utilities. La integración no es inmediata, debe hacerse de forma gradual, debiendo garantizar en todo momento la interoperabilidad con los sistemas actuales, la continuidad del servicio y la seguridad de la infraestructura eléctrica. Todo ello, minimizando costes y facilitando a los operadores la adaptación a nuevas tecnologías y métodos de explotación. Ante este reto, el proyecto 3S-CS propone un sistema integral de control de subestación basado en cinco pilares fundamentales: estandarización, seguridad, Internet de las cosas, comunicaciones inalámbricas y sincronización.

**Palabras clave:** IEC 61850, RTU, IoT, Wireless, IEEE 1588, VPN, Control de Subestación

## INTRODUCCIÓN

La Unión Europea, en su Estrategia Marco, presenta entre sus objetivos clave en materia energética, el ofrecer a los consumidores una energía segura y eficiente, protegiendo el medio ambiente. Concretamente respecto a la eficiencia energética fija un objetivo de un aumento del 27%-30% para 2030.

Este objetivo exige una importante evolución en los próximos años de las infraestructuras eléctricas actuales, no solo respecto al empleo de nuevas tecnologías, sino en las nuevas formas de interactuar con los clientes. En este contexto, las subestaciones eléctricas, como elemento clave de la red eléctrica, juegan un papel fundamental en este proceso.

Las nuevas redes eléctricas inteligentes o Smart Grids se presentan como la solución a la modernización de estas infraestructuras, gracias al empleo de nuevas tecnologías, facilitando la interoperabilidad, el control y la monitorización de éstas.

En lo que se refiere a la subestación eléctrica, el estándar IEC 61850 se ha posicionado como un referente a nivel mundial. Este estándar permite integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación; y proporciona los medios necesarios para aplicaciones de protección de subestaciones de alta velocidad, combinando la tecnología Ethernet con el rendimiento y la seguridad.

Además, en estos últimos años, han surgido nuevas tecnologías y normativas que pueden ser aplicadas a estas infraestructuras, como: las comunicaciones inalámbricas, con protocolos más robustos y seguros que pueden operar en entornos más ruidosos, estándares para incrementar la seguridad de estas infraestructuras críticas, como IEC 62351 para subestaciones o IEEE 1686 referente a los dispositivos de control; el concepto de Internet de las Cosas (IoT) referente a la interconexión digital de dispositivos físicos.

La incorporación de estas tecnologías a las subestaciones eléctricas que gestionan el suministro de miles de usuarios no se puede hacer de manera abrupta, reemplazando toda la tecnología ya existente por nuevos sistemas con métodos de explotación a los que los operadores no están familiarizados. La evolución de las subestaciones eléctricas deberá pasar por un periodo de transición en el que deban convivir tecnologías tradicionales con los nuevos sistemas, garantizando la interoperabilidad y la continuidad del suministro eléctrico.

En este contexto, se presenta el proyecto 3S-CS, que considerando estas novedosas tecnologías y centrándonos en la subestación eléctrica, da respuesta a las necesidades planteadas por la UE respecto a la mejora de la eficiencia y la seguridad de la red eléctrica, mediante el desarrollo de un sistema integral para el control de subestaciones eléctricas basado en IEC 61850, compatible con equipos legacy, con capacidad inalámbrica e IoT.

## 3S-CS “STANDARDIZATION SECURITY SYNCHRONIZATION CONNECTED SUBSTATION”

El proyecto 3S-CS “Standardization Security Synchronization Connected Substation” ha permitido el desarrollo y la validación en un escenario real de un sistema integral para el control de subestaciones eléctricas basado en IEC 61850, con capacidad inalámbrica y tecnología IoT.

Además, al tratarse de activos que operan sobre una infraestructura crítica como es la red eléctrica, tomando como elemento central de la subestación eléctrica la RTU (Remote Terminal Unit), se ha llevado a cabo un análisis de amenazas del sistema de control de subestación incorporando las nuevas tecnologías que se plantean y se han propuesto las acciones de mitigación de las vulnerabilidades detectadas en base a las recomendaciones de los estándares de seguridad actuales.

Así, el desarrollo del sistema integral para el control de subestaciones eléctricas se ha planteado entorno a cinco pilares fundamentales: Estandarización, Seguridad, Comunicaciones Inalámbricas, Sincronización e Internet de las Cosas.

El logro de una estandarización transversal basada en IEC 61850 ha sido clave para el proyecto. La norma IEC 61850 brinda soluciones a las necesidades de automatización y protección de sistemas de telecontrol eléctrico por medio del uso de las últimas tecnologías y permitiendo hacer la integración en una única red y protocolo, dando soporte a los distintos niveles del sistema. Todo este enfoque de estandarización se orienta a la integración de equipos de diferentes fabricantes, minimizando la necesidad de utilizar conversores de protocolo y reduciendo los tiempos de ingeniería, siempre con la mejora de Ciberseguridad, basada en un análisis exhaustivo de riesgos y amenazas de los sistemas de control de subestación como requisito principal.

Asimismo, el sistema comprende la integración de equipos de control tradicionales con funcionalidades añadidas, adaptados a su uso en entorno objeto del proyecto, donde se requieren capacidades de sincronización de alta precisión, basado en protocolo IEEE 1588, para el soporte de servicios IEC 61850 como GOOSE.

Otro elemento de gran valor añadido del sistema es la inclusión de comunicaciones Wireless en entorno de subestación. La selección de la tecnología adecuada para el soporte de servicios esenciales IEC 61850 permite usarla como red de back-up de la red LAN principal de la instalación.

Desde el punto de vista de la seguridad, el sistema integra una conexión VPN que permite el acceso remoto seguro al sistema de control de subestación, gestionado a través de un servidor de certificados, para la realización de tareas de manteamiento y diagnóstico. Asimismo, dado los elementos tan innovadores a integrar en la solución, se ha realizado un modelado y análisis de las amenazas del sistema desde el punto de vista de la RTU de subestación, identificando los riesgos y proponiendo contramedidas para minimizar su impacto en línea con las recomendaciones de los estándares de seguridad IEC 61351 e IEEE 1686

Por último, el sistema implementado incluye el elemento innovador de posibilitar la conexión de la subestación a un entorno IoT (*Internet of Things*), previo diseño de la arquitectura necesaria para asegurar todos los requerimientos de seguridad, habilitando así a la subestación para mandar de manera segura datos a la nube, donde podrán ser procesados para la realización de análisis estadísticos o de monitorización.

De forma gráfica, si se hace una abstracción genérica de los sistemas de control, desde la propia subestación a los centros de control, despacho o sistemas de alto nivel para supervisión o gestión, puede verse donde queda enmarcado cada uno de los desarrollos, tal y como se muestra en la imagen.

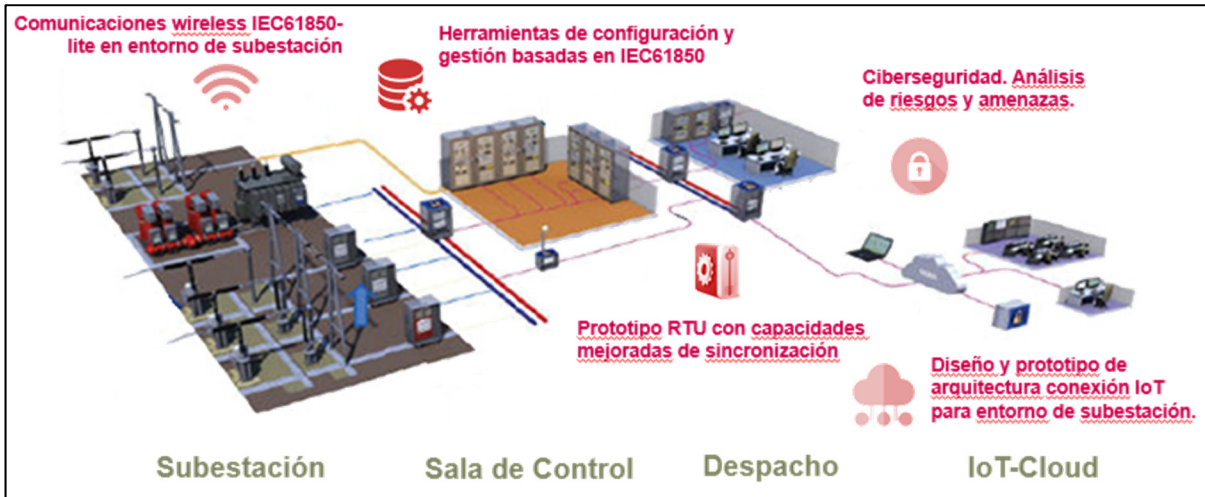


Figura 1. Arquitectura del Sistema de Control Integral propuesto por el proyecto 3S-CS.

## Como puntos clave en la evolución planteada respecto al escenario actual, podrían destacarse los siguientes

- Desde el punto de vista de los equipos, el entorno planteado responde a una situación realista y razonable, en la cual se mezclan equipos de naturaleza "legacy", basados en tecnologías existentes y protocolos de comunicación serie (DNP, IEC103 o MODBUS), equipos nativos IEC 61850, de nueva implantación, asociados a actualizaciones o ampliaciones de las instalaciones existentes.
- Se plantea igualmente una evolución mixta en cuanto a la naturaleza de las redes de comunicación en el ámbito de la subestación, donde convivirán las redes serie existentes para comunicación con equipos legacy, con las nuevas redes LAN Ethernet desplegadas para dar soporte a los servicios IEC 61850.
- El uso de un modelado integral en IEC 61850 de toda la señalización de protección y control posible en la subestación, contenida en el diccionario de telecontrol, posibilita el uso de un modelo de datos único de todo el sistema, basado en IEC 61850 y la configuración del mismo mediante un único fichero .SCD ajustado a la norma, en el que se integrarán de forma transparente todos los equipos (la información de control asociada independientemente de su naturaleza (legacy o nativa IEC61850).

## Herramienta de Configuración y Monitorización IEC 61850

La herramienta de configuración y monitorización IEC 61850 del sistema de control integral de 3S-CS es capaz de integrar la actual ingeniería de configuración de una subestación eléctrica tipo, tanto para soluciones puras (solo IEC 61850) como para soluciones mixtas (soluciones heredadas del pasado con equipos IEC 61850). Asimismo, permite definir la ingeniería de subestación, dando como salida un único fichero de configuración (.SCD), siendo el mismo origen de información para todos los suministradores de forma que desde este único fichero se podrán obtener los ficheros de configuración que necesite cada dispositivo (.SCD, .CID).

El alcance genérico de la herramienta se muestra gráficamente en la figura siguiente.

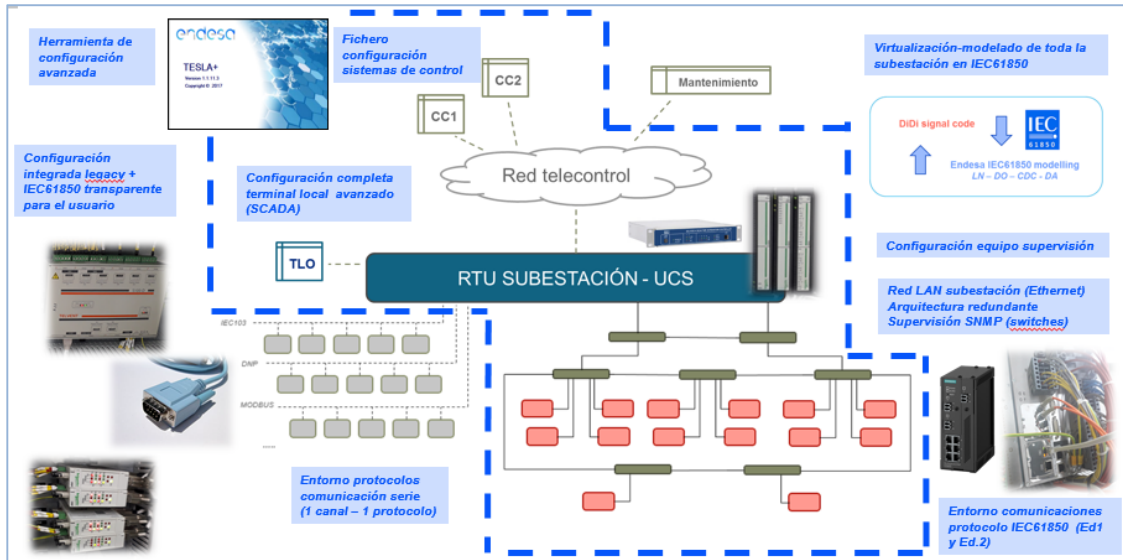


Figura 2. Ámbito y alcance de la herramienta de configuración y monitorización desarrollada.

Las funcionalidades que aporta la herramienta desarrollada son las siguientes:

- Generación de las configuraciones necesarias para distintos elementos del sistema de control completo, incluyendo:
  - Remota de subestación (RTU-UCS)
  - Equipos de supervisión local de la subestación (TGP)
  - Terminal de control local de la instalación (TLO)
  - Centros de control de operación de la red (CC)
  - Centros de control o sistemas auxiliares de mantenimiento
  - Equipos de protección y control presentes en la instalación (IEDs)
- Definición y diseño de sistemas de telecontrol por medio de la norma IEC 61850 para permitir actualizaciones tecnológicas en el área de las comunicaciones al estar basado en TCP/IP y redes Ethernet.
- Optimización de procesos para la generación automática de informes y documentación de las subestaciones, así como para la generación verificada de los ficheros de configuración del sistema de telecontrol de una subestación eléctrica.
- Aplicación de fácil uso e interacción con los usuarios que permita definir los sistemas de telecontrol estandarizados para las subestaciones de Endesa Distribución.
- Aplicación con tecnología Microsoft .NET para asegurar una compatibilidad total con los sistemas operativos Windows.

## Dispositivos RTU de adquisición con sincronización de alta precisión

El bus de proceso constituye un salto cualitativo para la subestación eléctrica, ampliando la aplicación de la norma IEC61850 en toda su extensión. El bus de proceso supone un paso más en el proceso de digitalización de la subestación, definiendo tanto el modelo de datos como el sistema de comunicaciones para los dispositivos de campo.

En este contexto, se ha desarrollado para el sistema de control integral del proyecto un dispositivo RTU compacto con capacidad de adquisición de entradas y salidas digitales que integra, además de los protocolos de subestación tradicionales, capacidad de comunicación rápida basada en el servicio de comunicaciones peer-to-peer IEC61850 GOOSE y sincronización de alta precisión mediante el uso del protocolo PTP (IEEE 1588). La incorporación de esta tecnología de sincronización ha supuesto una mejora del orden de 9 veces la precisión obtenida para otras tecnologías como SNTP.

## Sistema Inalámbrico de Subestación

La solución inalámbrica planteada consiste en una red de sensores para el patio de subestación (red exterior) basados en Bluetooth Low Energy (BLE) junto con una implementación de tecnología a 868 MHz y una red interior basada en 802.11 optimizada según los requisitos de fiabilidad que impone el estándar IEC 61850. Esta red interior proporciona un canal de comunicación redundante al bus de IEC 61850 para los mensajes de control MMS.

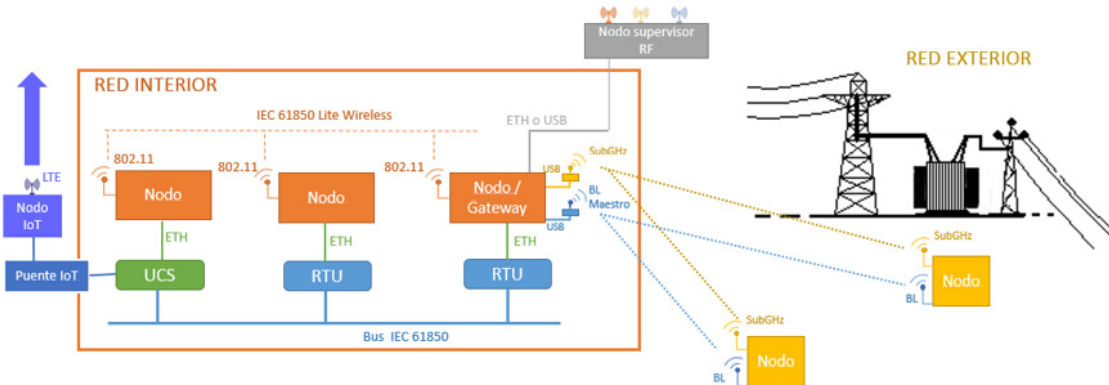


Figura 3. Arquitectura planteada para el sistema inalámbrico de subestación.

La red exterior de sensores inalámbricos permite proporcionar herramientas de sensorización para magnitudes difíciles de medir por su localización o implementar nuevos sensores en la subestación sin necesidad de invertir recursos en la instalación de una red cableada mediante obra.

## Solución IoT de Subestación

El sistema de IoT se ha implementado de sobre una máquina virtual Java corriendo sobre un dispositivo instalado en subestación. Se basa en un servicio que obtiene información de la base de datos en tiempo real de subestación y de sensores externos y los reenvía a las plataformas IoT seleccionadas.

Para la conexión con los distintos sensores IoT y plataformas seleccionadas se han desarrollado las interfaces de comunicación para distintos protocolos de comunicación IoT, así como los servicios para la identificación y autenticación.

Por cada plataforma disponible, el sistema IoT desarrollado dispone de un módulo software que actúa como cliente de la misma, enviando la información encapsulada en alguno de los protocolos de comunicación soportados.

Dispone también de un módulo central que es el encargado de obtener los valores de las señales, las marcas de tiempo y los bits de calidad de la base de datos de subestación y proporcionarlos a cada uno de los módulos software de cliente de plataforma IoT.

Otras funciones de este módulo central son: la lectura de las señales externas proporcionadas por sensores IoT, el almacenamiento de los registros de eventos, y la gestión de las configuraciones para la conexión y envío de señales a las distintas plataformas. La interacción del usuario con éste se realiza a través de una web de Gestión.

## Solución VPN para Mantenimiento Remoto

La funcionalidad VPN desarrollada para la RTU de subestación se basa en el uso de IPsec en modo transporte. La ventaja de IPsec es que se ejecuta automáticamente en el sistema operativo, con lo cual, es totalmente transparente a las aplicaciones que se ejecutan. Las aplicaciones que están ejecutándose en cada nodo, y que son responsables de la generación y recepción de dicho tráfico, no son conscientes de que ese tráfico realmente ha sido protegido por IPsec.

El operario establece una conexión VPN con la RTU, y se autentica con un certificado X.509 emitido previamente a su nombre. Este certificado contiene toda la información necesaria para identificar a ese usuario. La RTU se conecta a un servidor externo (utilizando el protocolo OCSP) y verifica la validez del certificado del operario. El servidor externo, a

su vez, utiliza su propia base de datos para poder verificar el certificado. Esta base de datos contiene todos los usuarios que tienen permitido acceder a la VPN, y se puede gestionar a través de la interfaz web.

El siguiente esquema muestra el caso de uso implementado para la VPN de RTU:

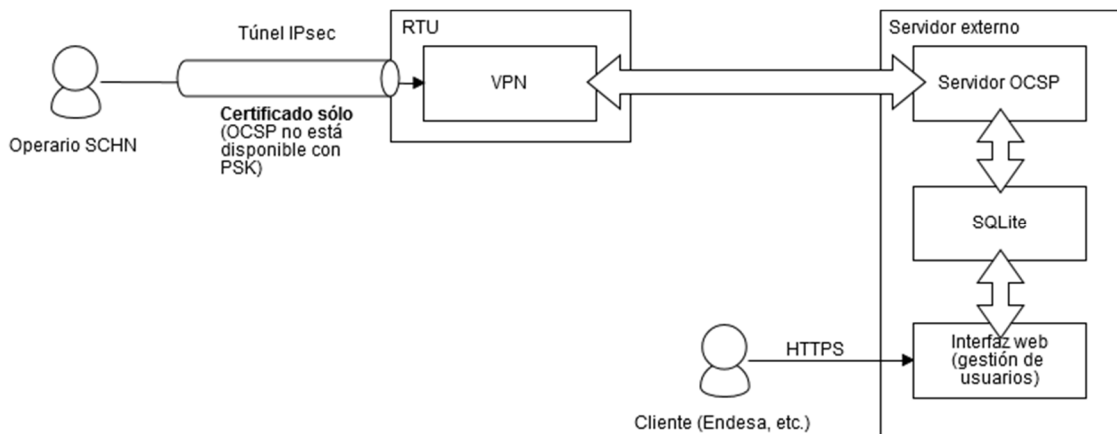


Figura 4. Escenario despliegue solución VPN para mantenimiento remoto.

## RESULTADOS

Previa a la instalación en un escenario real de subestación, los desarrollos fueron integrados y validados a nivel de laboratorio. En estas pruebas se verificó el funcionamiento de la herramienta de configuración y monitorización IEC 61850 para la configuración de la subestación mixta de Endesa dónde se iba a realizar el piloto. Para ello, se instaló una UCS (Unidad de Control de subestación) comunicando con los sistemas de control y protección, tanto legacy como IEC 61850.

Las pruebas permitieron al consorcio detectar y solventar fallos en los desarrollos, así como conocer los parámetros de configuración idóneos para una completa integración de los distintos elementos del sistema con los que cada desarrollo interacciona.

Se realizaron también en laboratorio pruebas para conocer el rendimiento de la nueva RTU en cuanto a sincronización PTP 1588 y comunicaciones rápidas GOOSE IEC 61850.

El modelado de amenazas de subestación con los elementos desarrollados ha permitido además identificar los riesgos y contramedidas que debemos tener en cuenta para un despliegue de la solución.

Una vez realizadas las pruebas de laboratorio, todos los desarrollos se integraron en una subestación real de Endesa, quedando el sistema funcionando junto a los equipos de control y protección legacy ya existentes en la misma.

## AGRADECIMIENTOS

Al consorcio del proyecto 3S-CS, cofinanciado por el Centro de Desarrollo Tecnológico Industrial y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) dentro del Programa Operativo Creciente Inteligente 2014-2020 (ITC-20161012).

# RECURSOS FLEXIBLES PARA LA OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE: PROYECTO COORDINET

**Carlos Madina**, Investigador senior en Redes Inteligentes, TecNALIA

**Inés Gómez-Arriola**, Investigadora en Redes Inteligentes, TecNALIA

**José Pablo Chaves**, Investigador Colaborador, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

**Miguel Pardo**, Project Manager New Technologies & Innovation, e-distribución

**David Martín**, Demostrador en Desarrollo de Productos, Dirección de Planificación y Regulación, i-DE

**Paula Junco**, Técnico de la Dirección de Operaciones, Red Eléctrica de España

**Resumen:** La transición energética requiere de una adecuada coordinación entre el TSO y el DSO para el desarrollo y adquisición de nuevos servicios de flexibilidad en todos los niveles de tensión, a fin de integrar de forma segura y eficiente un volumen creciente de generación renovable en las redes de distribución y transporte. En este sentido, el proyecto CoordiNet está desarrollando diez proyectos de demostración en España, Grecia y Suecia, donde se analizarán diferentes alternativas para la compra de los nuevos productos y servicios de flexibilidad definidos en el proyecto. La presente comunicación presenta en detalle los demostradores españoles, liderados por Endesa y en los que participan Iberdrola y Red Eléctrica de España, además de varias empresas, centros de investigación y universidades.

**Palabras clave:** Flexibilidad, TSO, DSO, Esquema de Coordinación, Demostrador

## INTRODUCCIÓN AL PROYECTO COORDINET

El Proyecto CoordiNet (<https://coordinet-project.eu/>) tiene como objetivo establecer diferentes esquemas de colaboración entre los operadores del sistema (TSOs), los operadores de las redes de distribución (DSOs) y los consumidores para desarrollar un sistema energético inteligente, seguro y resiliente. Para ello, se definirá y analizará en detalle la flexibilidad disponible en los distintos niveles de tensión, con una especial atención a la participación activa de los consumidores.

CoordiNet pretende demostrar cómo los DSOs y los TSOs, actuando de manera coordinada, pueden fijar las condiciones adecuadas para la cooperación de los diferentes agentes, eliminando a su vez las barreras para la participación en los mercados de los consumidores y otros pequeños agentes de mercado flexibles (DER) conectados a la red de distribución. CoordiNet también desarrollará nuevos mecanismos, más adecuados para la operación en tiempo real, que permitan definir los requisitos técnicos de las futuras plataformas europeas estándar para el comercio de servicios de interés para los operadores de red. Si bien el desarrollo de dicha plataforma estándar queda fuera del alcance del proyecto, sí se diseñarán nuevas herramientas y metodologías que permitan el escalado de los resultados del proyecto.

Además, CoordiNet explorará tecnologías innovadoras, como el Internet de las cosas, inteligencia artificial, servicios de Big Data y plataformas de intercambio entre pares, así como tecnologías blockchain para facilitar la participación de consumidores y/o generadores de pequeño tamaño.

El trabajo principal del proyecto se centra en el despliegue de diez proyectos de demostración a gran escala en España (Albacete, Cádiz, Málaga y Murcia-Alicante), Grecia (Kefalonia y Mesogia) y Suecia (VästerNorrland-Jämtland, Uppland, Gotland y Skåne).

## MARCO REGULATORIO Y DE MERCADO ACTUALES

Dado que uno de los objetivos del proyecto CoordiNet es identificar las necesidades, las barreras y los aspectos que facilitarían la coordinación entre TSOs y DSOs, en primer lugar, se ha realizado una revisión de las condiciones regulatorias y de mercado en los tres países en los que se están desarrollando los demostradores (España, Grecia y Suecia), que se ha complementado con un cuestionario para otros países europeos (Alemania, Austria, Bélgica, Chipre, Italia, los Países Bajos, Polonia y la República Checa). Además, también se han revisado los avances en el mercado interior de electricidad, entre los que destacan el acoplamiento de mercados diarios, el despliegue y acoplamiento del mercado intradiario continuo y los proyectos para la armonización de los servicios de balance, como resultado de la Directriz sobre Balance Eléctrico (Comisión Europea, 2017), en los que se están desarrollando diversas plataformas para el intercambio de productos armonizados de balance:

- Plataforma MARI, para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRR).
- Plataforma PICASSO, para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR).
- Plataforma TERRE, para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR).
- Plataforma IN-IGCC para el proceso de compensación de desequilibrios.

Asimismo, los organismos europeos destacan la importancia de la coordinación TSO-DSO, a fin de alcanzar tres objetivos principales: i) el uso óptimo de recursos, entendiéndolo como un mejor aprovechamiento del potencial ofrecido por los recursos flexibles, ii) la operación segura y eficiente del sistema y iii) la necesidad de facilitar el desarrollo de los mercados. No obstante, el análisis de las condiciones regulatorias y de mercado de los países analizados demuestra que aún existen numerosas barreras para alcanzar estos objetivos, como se muestra en la siguiente tabla (Lind & Chaves, 2019):

Objetivo	Impulsores principales	Barreras principales
Uso óptimo de recursos	Muchos TSOs ya emplean la flexibilidad de los DER	Los DSOs aún no usan la flexibilidad de los DER. La venta de servicios de flexibilidad al TSO aún está limitada a ciertos tipos de servicios y tamaños de DER. Los DSOs pueden no tener los incentivos económicos necesarios para usar la flexibilidad de los DER.
Operación segura y eficiente	El intercambio de información ya está presente en los países donde se desarrollan los demostradores.	Será necesario desplegar procedimientos de coordinación a medida que los DSOs empiecen a usar la flexibilidad de los DER y deban considerar el impacto en el TSO. Además, la activación de los DER por parte del TSO puede provocar violaciones de las restricciones de operación del DSO.
Facilitar el desarrollo de los mercados	Ha comenzado la implantación de los Códigos de Red europeos y se prevé la armonización de productos y servicios, algunos de los cuales tendrán en cuenta las características específicas de los DER para la provisión de flexibilidad.	El Mercado de agregación es incipiente y las reglas para ello no son claras aún. Se han de desarrollar las definiciones de los productos y los mecanismos de mercado.

Tabla I. Principales impulsores y barreras para la coordinación TSO-DSO.

Como se observa en la Tabla I, es necesario avanzar en la definición de servicios y productos estándar que permitan aprovechar al máximo el potencial de flexibilidad disponible en los DER, en el establecimiento de las condiciones para una adecuada coordinación entre el TSO y el DSO, y en el desarrollo de las plataformas que permitan la adquisición de los servicios de flexibilidad por parte de los TSOs y DSOs. Así, el proyecto CoordiNet pretende facilitar la enunciación de los roles, responsabilidades y las condiciones para una adecuada retribución a todos los agentes de la cadena de valor, así como formular recomendaciones, tanto a nivel de los tres países en los que se están desarrollando los proyectos de demostración, como para el despliegue del mercado interior de la energía europeo.

## PRODUCTOS, SERVICIOS Y ESQUEMAS DE COORDINACIÓN

Dentro del proyecto CoordiNet, se han definido los servicios de red, es decir, aquéllos que garantizan el desarrollo y la operación estable de las redes de transporte y distribución, como los “servicios proporcionados a los DSOs y los TSOs para mantener la operación de la red dentro de los límites aceptables para la seguridad del suministro y que son entregados, principalmente por terceras partes”. Los servicios de red considerados en CoordiNet son el balance, la gestión de congestiones, el control de tensión, la respuesta inercial, el arranque autógeno (black start) y el “islanding” controlado (Kessels et al., 2019).

Para poder adquirir estos servicios en un entorno de mercado, es necesario definir los productos específicos para los mismos. En CoordiNet, se han definido los productos estándar como los “productos armonizados para el intercambio de servicio(s) de red, con características comunes para toda Europa (es decir, compartidas por todos los TSOs, por todos los DSOs o por todos los TSOs y DSOs)”. Esta definición no implica que todos los atributos del producto se definan de antemano, sino que se puede dejar alguno de ellos a discreción de los TSOs y/o DSOs que los adquieran. Del mismo



modo, un único producto estándar puede utilizarse para proporcionar varios servicios, por ejemplo, en el caso de que el mismo producto se utilice para balance y gestión de congestiones.

En esta etapa inicial de CoordiNet, se han definido una serie de productos estándar con varios atributos comunes (como duración, tiempo de activación, etc.) y con otros atributos en los que se han propuesto rangos de valores. Es posible que, una vez desarrollados los proyectos de demostración, sea necesario revisar alguno de estos atributos o sus valores. La Figura 1 muestra un resumen de los servicios y productos considerados en CoordiNet.

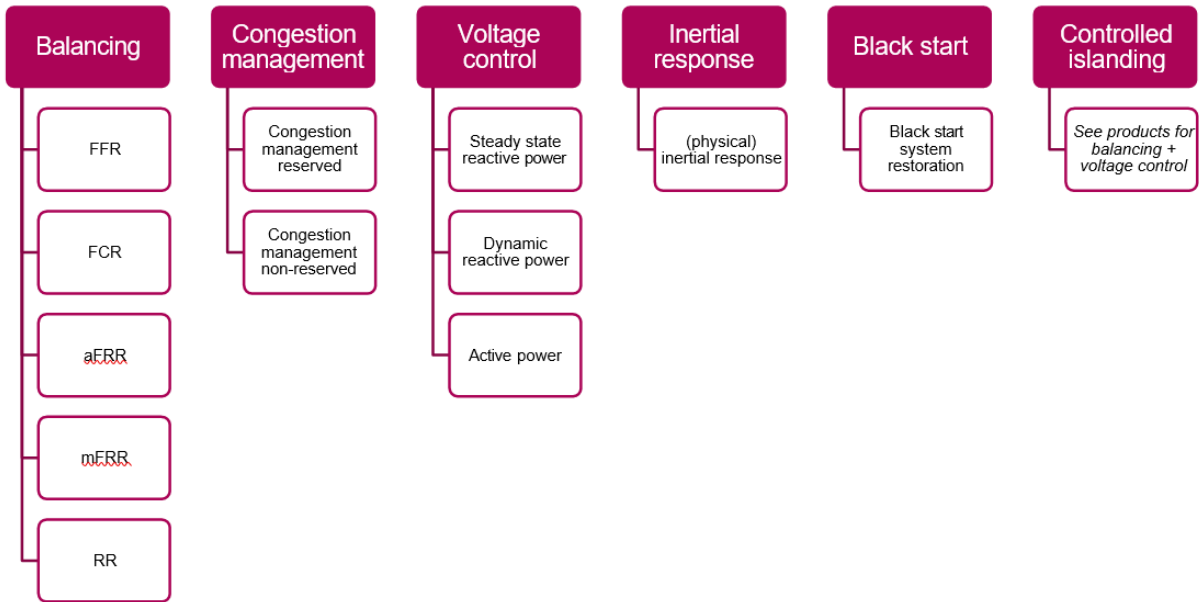


Figura 1. Productos y servicios de red definidos en el proyecto CoordiNet (Kessels et al., 2019).

Una vez definidos los servicios y productos, también se han definido varias alternativas para la coordinación entre TSOs y DSOs, entendiendo el esquema de coordinación como “la relación entre el TSO y el DSO, así como los roles y responsabilidades de cada operador del sistema, a la hora de adquirir y emplear servicios de red proporcionados por elementos ubicados en la red de distribución (Gerard et al., 2018). La coordinación entre TSO y DSO es necesaria para garantizar un empleo óptimo de la flexibilidad inherente a los DER y, para ello, es fundamental que el diseño de mercado permita una estrecha colaboración entre los operadores ambos sistemas.

Dado que no existe una única solución que se ajuste a las necesidades de todos los sistemas eléctricos, ya sea por circunstancias locales, por la madurez del mercado, o por las condiciones regulatorias, existen multitud de posibles esquemas de coordinación entre TSO y DSO. Además, es posible que haya que madurar ciertos aspectos de los esquemas de coordinación, por lo que es conveniente presentar varias alternativas, con una estructura de categorización flexible. Así, se han definido cuatro capas de clasificación principales:

- **Necesidad:** ¿Qué operador del sistema tiene un problema a resolver?
- **Comprador:** ¿Qué agente(s) adquiere(n) la flexibilidad para resolver a esa determinada necesidad?
- **Mercados:** ¿Cuántos mercados se consideran?
- **Recursos:** ¿Tiene acceso el TSO a los DER?

Analizando estas cuatro capas, se han definido siete esquemas de coordinación posibles, detallados a continuación. Estos esquemas de coordinación se pueden aplicar a diferentes servicios o, incluso, a una combinación de ellos, por lo que no dependen del servicio a considerar. Asimismo, es necesario resaltar, que los esquemas de coordinación se centran en la coordinación para la adquisición de los servicios, pero no detallan el tipo de información que TSO y DSO deben intercambiar, ya que ese detalle se realiza en tareas posteriores del proyecto.

1. Modelo de Mercado Local: no se considera ninguna interacción con las necesidades centrales de flexibilidad.
2. Modelo de Mercado Central: la flexibilidad se adquiere únicamente para satisfacer una necesidad central.

3. Modelo de Mercado Común: se satisfacen necesidades tanto locales como centrales para el DSO y el TSO, en un único mercado y permitiendo al TSO acceder a los DER.
4. Modelo de Mercado Multi-nivel: es una variación del Modelo de Mercado Común, en el que cada operador del sistema gestiona su propio mercado, en lugar de mediante un mercado único para ambos.
5. Modelo de Mercado Fragmentado: también es una variación del Modelo de Mercado Común, pero, además de dividir el mercado como en el Modelo de Mercado Multi-nivel, se impide el acceso de los DER al mercado gestionado por el TSO, de manera que éste sólo puede acceder a los recursos conectados en transporte y aquéllos sólo pueden ofertar su flexibilidad en el mercado gestionado por el DSO.
6. Modelo de Mercado Integrado: este esquema de coordinación también soluciona necesidades locales y centrales, pero, además de al TSO y al DSO, también permite a otros agentes de mercado participar para adquirir flexibilidad, tanto de transporte como de distribución, en un único mercado.
7. Modelo de Mercado Distribuido(s): una combinación de mercados locales y centrales satisface necesidades locales y centrales. En este modelo de mercado, los pares son los únicos vendedores y compradores en el mercado, si bien con ellos pueden dar respuesta a una necesidad del TSO o del DSO.

## CASOS DE INTERÉS

Partiendo de los servicios, productos y esquemas de coordinación definidos, se han detallado diversos casos de interés (Business Use Cases, BUC) a emplear en los distintos demostradores. Para cada demostrador, se ha definido un BUC para cada servicio y/o esquema de coordinación a ensayar en el proyecto, tal y como se muestra en la Figura 2.



Figura 2. Business Use Cases considerados en CoordiNet (Gürses-Tran et al., 2019).

En el caso concreto del demostrador español, se han definido los BUCs presentados a continuación:

1. BUC ES-1 (Gestión de congestiones): el objetivo es adquirir coordinadamente flexibilidad de recursos conectados tanto en la red del TSO como del DSO para resolver congestiones temporales que pueden ocurrir en ambas redes.
2. BUC ES-2 (Servicios de balance para el TSO): se pretende evaluar cómo mejorar la coordinación entre TSO y DSO cuando la aportación de los DER a la energía de balance (tanto mFRR como RR) aumente y pueda ocasionar congestiones en la red de distribución.
3. BUC ES-3 (Control de tensión): se analizará si el uso de consignas de tensión en los puntos de conexión, junto con las actuales consignas de factor de potencia enviadas a las plantas de generación, puede reducir las variaciones de tensión indeseadas creadas por el aumento de la generación intermitente conectada a la red de distribución.
4. BUC ES-4 (Islanding controlado): el objetivo es operar parte de la red de distribución en modo aislado ante cortes inesperados del suministro o durante operaciones planeadas de mantenimiento, a fin de mantener el suministro de los consumidores ubicados en dicha parte de la red.

## DEMOSTRADOR ESPAÑOL

Los objetivos generales del demostrador son los siguientes:

1. Definir plataformas para que el operador del sistema y a las distribuidoras que participan en el proyecto puedan adquirir flexibilidad de los DER.

2. Desarrollar esquemas para el intercambio de datos y coordinar las acciones de los distintos agentes para así permitir la compra de servicios de flexibilidad entre el operador del sistema y las distribuidoras.
3. Mejorar las herramientas que emplean actualmente el operador del sistema y las empresas distribuidoras, especialmente en aquéllas para la predicción de congestiones en las redes.
4. Incrementar la penetración de renovables y la participación de recursos de demanda en la red.

Los demostradores se desarrollarán en 4 regiones distintas: dos de ellas (Málaga y Cádiz) con equipos conectados a la red gestionada por e-distribución, y otras dos (Albacete y Murcia-Alicante) con recursos conectados en la red de i-DE o en la red gestionada por REE, pero los intercambios de energía de estos últimos tienen influencia en la red de distribución gestionada por i-DE. Hasta septiembre de 2019, se han especificado los recursos considerados y las flexibilidades que poseen, si bien queda pendiente que se hagan las pruebas respectivas para determinar con exactitud la flexibilidad más exacta con la que cuentan dichos recursos. Los recursos contemplados se detallan a continuación:

- **Cádiz.** Se consideran 4 parques eólicos conectados a 66 kV y 20 kV, dos de los cuales cuentan con un generador de inducción y otros dos con generadores de inducción con doble alimentador. La capacidad instalada total de los parques es de 90MW. Además, se considera una planta fotovoltaica de 12 MW.
- **Málaga.** Se consideran 5 emplazamientos:
  - La Tabacalera: incluye edificios públicos donde los recursos de flexibilidad se componen de cargadores de vehículos eléctricos, paneles fotovoltaicos y gestión de la climatización de edificios.
  - Palacio de Ferias y Congresos de Málaga: cuenta con una planta fotovoltaica de 10 kW y la flexibilidad de aires acondicionados, que potencialmente pueden ser gestionados por termostatos inteligentes.
  - El vertedero de la ciudad de Málaga (LIMASA): cuenta con 4 generadores de aproximadamente 1 MW cada uno y que utilizan el biogás que genera el propio vertedero. Además, el vertedero cuenta con plantas de separación de residuos que consumen parte de electricidad autogenerada. Por limitaciones en la red de evacuación, solo se permite exportar a la red 3,1 MW, por lo que, en determinadas ocasiones, hay que quemar el biogás en antorchas debido a la limitación de la red de evacuación.
  - La planta de tratamiento de aguas residuales de la ciudad (EMASA): cuenta con una planta de cogeneración que utiliza biogás procedente de los residuos que se tratan en la propia planta. La cogeneración tiene flexibilidad para generar más, si es necesario. A pesar de que la depuradora consume electricidad, no se aprovecha la generación que se obtiene in situ, ya que no se cuenta con una red interna, sino que la autogeneración se exporta en su totalidad a la red, en una zona con alta demanda.
  - Paseo Marítimo: cuenta con las instalaciones de la Smart City de Endesa, entre las que se incluyen paneles solares, varias turbinas mini-eólicas y cargadores de vehículos eléctricos.
- **Albacete.** Se contemplan tres tecnologías principales:
  - Eólica: Se consideran alrededor de 26 parques eólicos, con una potencia instalada en torno a 830 MW y conectados a distintos niveles de tensión (400-132-66-20 kV). Casi en su totalidad, los parques tienen la capacidad de control de potencia activa y reactiva.
  - Cogeneración: se cuenta con una planta de cogeneración de 24 MW, conectada a 132 kV. La planta tiene la capacidad de reducir la generación de energía activa y controlar tensiones.
  - Hidráulica de pequeño tamaño: se consideran 7 pequeñas plantas hidráulicas, con una capacidad de generación total de 54 MW. Todas las plantas tienen capacidad de control de reactiva. Tres de las plantas no disponen de almacenamiento, por lo que no podrían incrementar su generación en determinado momento y solo podrían verter agua para reducir su generación. Una cuarta planta no tiene flexibilidad de regular potencia activa por restricciones de la Cuenca Hidrográfica del Segura. Las tres plantas restantes sí pueden gestionar la potencia activa en ambos sentidos, al disponer de almacenamiento.
- **Murcia y Alicante.** Se consideran tanto recursos de generación como de demanda:
  - Eólica: participarán 7 parques eólicos ubicados en Murcia, con un total de 161 MW, todos conectados en la red de 132 kV y con flexibilidad tanto de control de activa como de reactiva.
  - Cogeneración: una planta de 90 MW ubicada en Murcia, conectada a 132 kV y con flexibilidad de control de potencia reactiva, así como con posibilidad de reducción de generación de potencia activa.
  - Edificios públicos: el ayuntamiento de Murcia participará en el proyecto, aportando flexibilidad a través de cargas de edificios e instalaciones públicas. En total, se contempla una potencia contratada cercana a 5 MW, con instalaciones conectadas en 20 kV y algunas instalaciones conectadas en baja tensión.
  - Baterías: Una batería de una potencia de 1,25 MW y energía de 2,772 MWh y conectada a 20 kV se utilizará para el demostrador de control en isla en Murcia.

- Demanda industrial: una planta de cogeneración de 22 MW perteneciente a una cementera de Alicante, conectada en 132 kV, con flexibilidad tanto de control de activa como de reactiva.

Como se ha mencionado anteriormente, se han definido 4 casos de interés para el demostrador español. La Figura muestra los servicios, productos, modelos de mercado y horizontes temporales que se demostrarán en cada BUC y en cada zona del demostrador. Para todas las zonas, se considerará el servicio de balance utilizando la plataforma actualmente en funcionamiento y operada por REE. Para congestiones y control de tensiones en la red de transporte y distribución, se utilizará un modelo de mercado común donde se identifican los recursos que potencialmente pueden contribuir a solucionar las restricciones por potencia activa o reactiva. Ambos servicios se consideran en todas las áreas excepto en Málaga, donde inicialmente no se considera el control de tensiones. Finalmente, el control en isla se considera para una red de media tensión en la zona de Caravaca, Murcia, en caso de fallos en la red o mantenimientos para mantener el suministro. Al ser un producto local, solo recursos en la zona específica participan, siendo así un modelo de mercado local, además es un producto principalmente de capacidad, ya que la energía entregada sería muy ocasional. Para todos los servicios, la necesidad se determina y se compra en el horizonte temporal que comprende desde el día antes hasta el tiempo real, a excepción del control en isla donde es un producto de tiempo real en caso de fallo o se podría comunicar con antelación en caso de mantenimientos programados.

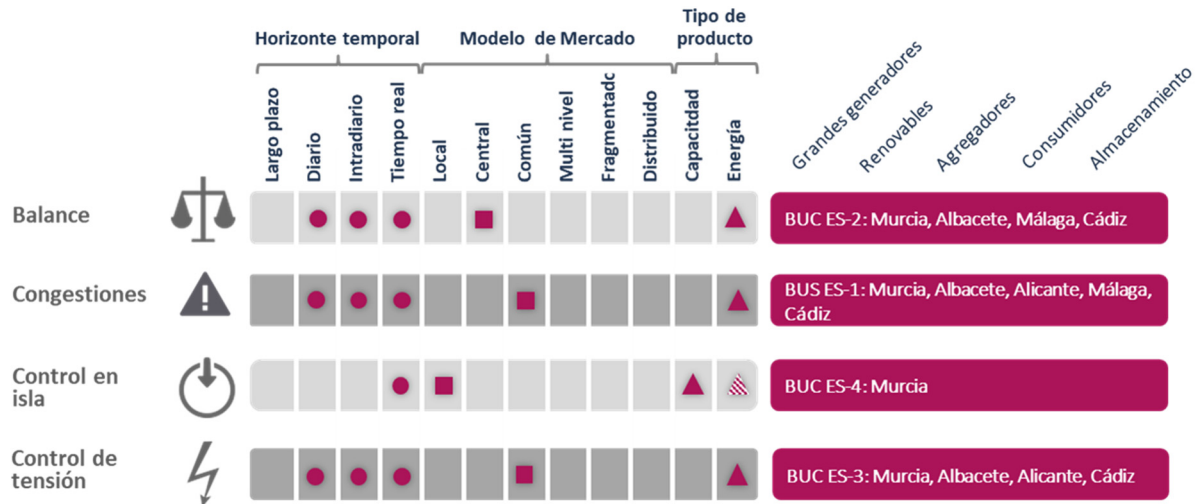


Figura 3. Alcance de la demo española.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizon 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención N° 824414.

## REFERENCIAS

- Comisión Europea, 2017. Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico. Diario Oficial de la Unión Europea, L312, pp.6-53, 28.11.2017.
- Kessels, K., Delnooz, V., Vanschoenwinkel, J., Rivero E., Madina, C., 2019. CoordiNet Deliverable 1.3: Definition of scenarios and products for the demonstration campaigns.
- Gerard, H., Rivero Puente, E.I., Six, D., 2018. Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework.
- Gürses-Tran, G., Lipari, G., Trakas, D., Santos, M., Chaves, J. P., Kessels, K., Ruwaida, Y., Uslar, M., 2019. CoordiNet Deliverable 1.5: Business use cases definition.
- Lind, L., Chaves, J.P., 2019. CoordiNet Deliverable 1.1: Market and regulatory analysis: Analysis of current market and regulatory framework in the involved areas.
- <https://coordinet-project.eu/> (30 septiembre 2019).

# TURBAN: NOVEDOSO SISTEMA MINIEÓLICO PARA NÚCLEOS URBANOS Y EDIFICACIONES EN GENERAL

Julián Guerrero Díez, Ingeniero Técnico Industrial

**Resumen:** A la búsqueda de nuevas aplicaciones de las turbinas tipo minieólicas y analizando los diferentes modelos existentes en el mercado, muy limitados en altura y solo para poder instalar en espacios abiertos, se plantea la posibilidad de un nuevo enfoque con la finalidad de ampliar su campo de aplicaciones, se estudia la posibilidad de dotar a aquellas de un revestimiento mediante el cual poder controlar, dirigir y concentrar el caudal de aire que la accionará, para ello se diseña una carcasa articulada, con una parte fija y otras móviles a modo de compuertas, que regulen flujo de entrada y salida, con un sistema de control elemental todo-nada, o bien con una actuación proporcionada de acción modulante, en función de la intensidad de aquel, de modo tal que se autorregule mecánica, eléctrica o electrónicamente, disponiendo máxima apertura con brisas y mínima, o cierre, con fuertes vientos, se construirán de modo que sean adosable a cualquier elemento resistente y pudiendo igualar, sin límites, la altura de su soporte, de este modo se podrá aprovechar los flujos de vientos conducidos, tal como ocurre de forma natural en calles y avenidas, el diseño de construcción del conjunto, permite el aprovechamiento de la energía del viento en un sentido y en el contrario, es decir bidireccionalmente, con este nuevo fabricado se podrá irrumpir en el mercado fácilmente, puesto que su campo de aplicación es totalmente virgen y competitivo con todos los métodos existentes, podrá instalarse tanto en la rehabilitación de viviendas antiguas, como en las de nueva construcción, con diferentes diámetros, calidades y acabados.

**Palabras clave:** Patente, Transformadoras, Ciudades, Campos Eólicos

## EL PROYECTO: LA NUEVA MINIEÓLICA URBANA

### Introducción / Antecedentes

Hasta la fecha, en los centros urbanos no se podían instalar sistemas minieólicos, con el diseño creado es posible hacerlo de forma generalizada, partiendo de cierto tipo de turbinas de eje vertical, equipadas de una envolvente articulada, formando un conjunto adosable a cualquier elemento resistente, como pueden ser edificaciones en general, se consigue con unos elementos simples, un nuevo concepto de aero generación.

Con anterioridad a esta solución el concepto de minieólica se encontraba muy limitado, tanto por su emplazamiento, como por su altura, necesitaban espacios abiertos y de unos arriostamientos, debido a su débil fuste. La originalidad de esta solución la avala el hecho de haber podido ser registrada como Patente de Invención, representando una novedad internacional.

Estas instalaciones ocuparan parte del nicho existente para nuevas soluciones, entre los sistemas minieólicos convencionales y los gigantescos parques eólicos, denominados Gran Eólica. De esta forma es factible que una comunidad de propietarios de cualquier edificación puede disponer de esta innovación, instalándola bien por fases o en su totalidad, con diferente potencial, según el número de turbinas, altura y diámetro seleccionado, así como la capacidad de acumulación, también se puede contemplar que la instalación puede ser en alquiler o en propiedad, es decir una versatilidad que con anterioridad era imposible, representando una fórmula más del autoconsumo.

Además del deseado autoconsumo es posible realizar la formación de mini redes, conectando varias edificaciones o bien conjuntos mayores, aunando producción, acumulación y consumo, lo que representa un alto grado de seguridad ante posibles emergencias, por cortes de suministro de la Red General. Con un proyecto bien definido, el sistema representará una mejora económica, si se prevé una estudiada amortización. Es de destacar la contribución que puede representar para poder combatir la pobreza energética.

### Descripción

La solución que se presenta es solo un "proyecto", que ya fue registrado como patente de invención hace unos años, esperando el momento en el que una mayoría de la sociedad estuviese más sensibilizada con el medio ambiente, para exigir soluciones a los Organismos correspondientes, esta solución espera y desea contribuir con ella en algún grado a colaborar a ese fin, pero no ha llegado a realizar un solo prototipo.

Con el desafío técnico-creativo de encontrar una solución, que pudiese ampliar el campo de aplicación de las turbinas tipo minieólica, se estudian diferentes formas, además de las ya existentes, de concebir una generación más amplia.

En primer lugar, se proyecta envolver a la turbina con una carcasa, con unas compuertas laterales abatibles con el fin de poder captar más caudal de aire abriéndolas o cerrándolas para proteger a la turbina, en el supuesto de fuertes vientos. Analizando que el giro de una turbina es debido a las diferencias de presiones, que ejerce el viento entre las superficies cóncavas y convexas, se estudia la posibilidad de concentrar todo el caudal de aire en su parte cóncava, mediante unas piezas móviles, que reconducirán el caudal de aire, las cuales se destinan además para que el sentido de giro, sea siempre el mismo, quedando eliminado al mismo tiempo, el freno que representaba la superficie convexa. De esta forma con un mayor caudal aumentará la presión en álabes. Ahora la turbina empieza a ser gobernable, pero falta solucionar el problema del límite de altura por la necesidad de los arriostramientos, para esta solución se analiza la posibilidad de adosar al conjunto turbina-carcasa a un elemento resistente ya construido, la deducción de acoplarlo a la fachada de una edificación era fácil.

Para poder medir, comprobar, diseñar, dimensionar, elegir materiales, etc., es imprescindible disponer de un Túnel de Viento, sin el cual se acumularían errores indefinidamente. Se deduce que por la simpleza del conjunto, éste es fácilmente operativo y que debe funcionar, pero es necesario pulir el funcionamiento evitando vibraciones no deseadas, ruidos innecesarios, dimensionado de cada componente, materiales a emplear, rendimientos que se esperan, etc., será definitivo disponer de esos datos, para poder trabajar sobre un prototipo, el hecho de conocer el comportamiento aerodinámico de cada uno de los componentes, así como el de todo el conjunto, en cualquiera de las circunstancias más desfavorables posibles es básicamente necesario. La carencia de medios impide seguir avanzando en el perfeccionamiento del sistema, es por este motivo se busca licenciar los derechos.

Conseguir llegar a una fabricación en serie de varios modelos, con diferentes diámetros y acabados estéticos, de unas longitudes predeterminadas, similares a las distancias entre forjados de una construcción convencional, facilitaría su manejo, transporte, montaje y enlace entre cada tramo hasta alcanzar la altura prevista.

El diseño industrial es fundamental, ha de resultar un conjunto integrado en el elemento soporte, con formas y acabados fácilmente coloreable, puede imitar piedra, ladrillo, etc. Es básico el estudio de los anclajes y el resto de sujeciones, que han de absorber todo tipo de vibraciones, los bordes de ataque de los álabes se dotaran de materiales y formas que eviten silbidos, es necesario considerar que las turbinas estarán impulsadas por un viento racheado, difícilmente uniforme, aunque el sistema se dote de volantes de inercia, siempre se obtendrá una velocidad angular oscilante. Las compuertas pueden ser accionadas por cualquier sistema conocido, pero hay que considerar que, ante fuertes vientos, han de ser lo suficientemente resistentes y el mecanismo de considerable potencia, para poder realizar, por ejemplo, un cierre total ante el fuerte temporal, para la salvaguarda y seguridad del sistema.

Los conjuntos podrán instalarse bajo tres formas diferentes, en superficie, con cierto grado de embutición o bien en las esquinas o aristas de la edificación.

Para poder realizar un estudio de costes del sistema, hay que considerarlos con un comparativo puntual con cada uno de los otros sistemas de producción y captación existentes. Los alternadores a emplear serán los indicados por los correspondientes fabricantes en función de las dimensiones de las turbinas y el oportuno estudio del comportamiento de los vientos en la zona de la instalación.

Este sistema se instalaría preferentemente en los entornos urbanos, pero nada impide que pueda ser instalado en cualquier otro emplazamiento. Es de destacar la utilidad que puede representar en núcleos aislados siendo un ejemplo sensible el entorno insular de Baleares y Canarias, debido al aislamiento del resto de Redes.

Considerando que una edificación urbana, de una altura considerable y por consiguiente numerosas viviendas, no suele disponer de suficiente superficie en su cubierta o terraza, para su autoabastecimiento energético con células fotovoltaicas, necesita de una energía complementaria y como quiera que a la solución que se presenta, le favorece la altura por disponer de gran superficie disponible, en su cerramiento envolvente perimetral, pueden complementarse compartiendo almacenamiento en las baterías comunes. Si se considera que en una fachada son aprovechables todas las superficies libres, formadas por las distancias entre ventanas o balcones y por la altura de la edificación, más otras probables instaladas en las esquinas, el potencial de todas las instalaciones conjuntas es bien considerable.

Estéticamente una edificación con este sistema instalado en fachadas y en pleno funcionamiento en un día con un viento circulando a una velocidad media y compuertas realizando su función reguladora, el edificio se asemejará a un elemento con vida propia, ya aquellas simularan las "branquias" de un pez. No es necesario decir que, con este sistema, que apenas ocupa espacio alguno, el impacto ambiental así otros muchos requisitos que ahora se citan en todos los medios, se cumplen en cada uno de los supuestos definidos como positivos.

Otro punto que habrá que considerar en un futuro muy próximo, es el capítulo de gasto que representa la calefacción, tanto en una vivienda unifamiliar, como en una comunidad de propietarios, hay que destacar que ya se encuentran en el mercado del ámbito de los instaladores, empresas especializadas en utilizar como elemento combustible el hidrógeno, partiendo de la electrólisis, en el supuesto de que la energía eléctrica necesaria para ello, es de origen alternativo y puede ser de un costo despreciable, todo el conjunto representará un ejemplo que encaja con la más exigente definición de Generación Distribuida próxima al 100%.

Esta asociación de sistemas de captación de energías alternativas, fotovoltaica y minieólica, para una edificación, se aproxima a la definición de Edificios de Consumo Casi Nulo, en los que la Red General figuraría como reserva y no como ocurre actualmente.

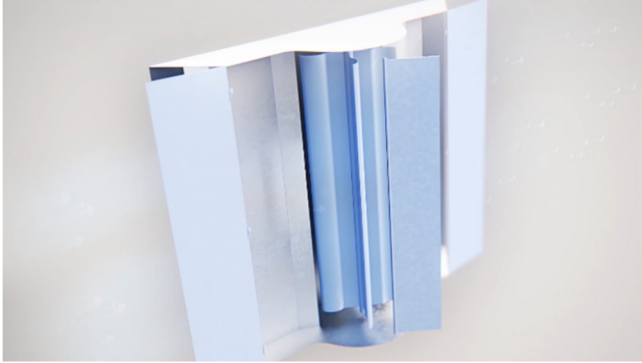


Figura 1. Turbina con envoltorio.



Figura 2. Turbina adosada en fachada.

Las edificaciones usadas por los numerosos Organismos Oficiales, que gozasen de estas instalaciones, podrían ceder parte de su energía sobrante, para uso público en la recarga de vehículos eléctricos, así como en las estaciones de servicios o gasolineras, ofrecer las recargas a un coste reducido.

También es de destacar que la necesidad de disponer de fuentes de energías alternativas propias, es cada vez mayor, todo hace pensar que la movilidad que se avecina será mediante energía eléctrica y en una comunidad por pequeña que sea, necesitará disponer de unos vehículos cargados y dispuestos cada mañana, para sus desplazamientos cotidianos. ¿Qué pasará ante un apagón de la Red General? No pueden quedar un número de ciudadanos bloqueados por un motivo que ya es solucionable. A decir de algunos técnicos, las redes existentes son insuficientes para soportar una recarga nocturna generalizada, por estos motivos estas instalaciones de energías alternativas serán cada vez más necesarias.

Es sabido que a lo largo del año hay muchos días de calma, sin viento, pero también es de considerar que son más los que sopla al menos una brisa y para compensar, los más ventosos los cuales producirán un exceso en la producción de energía disponible para ser acumulada.

No será extraño que, en un futuro inmediato, estos sistemas sean gobernados por un control generalizado, por zonas o individualmente, con un sistema en el que se emplee la inteligencia artificial IA, donde uno de los datos los suministre la Estación Meteorológica del entorno.

Para la puesta en el mercado, además de la empresa fabricante, es necesario contar con una red de ámbito nacional de instaladores, conocedores de todos los modelos que se ofrezcan y capacitados para realizar trabajos en alturas.

## Materiales y métodos

Los materiales a emplear pueden ser tan amplios como sea el destino de la instalación, para una vivienda unifamiliar, por ejemplo, por el pequeño tamaño de las turbinas a instalar, se puede realizar en gran parte con materiales procedentes de reciclados o bien de bajo costo, ya que no deberán soportar grandes esfuerzos, al estar protegidas por la carcasa envolvente ante los fuertes vientos. Muy diferente serán las prestaciones a exigible a unos conjuntos carcasa-turbina, cuando han de ser instalados en un gran edificio y las medidas de protección serán más rigurosas, tanto la propia instalación como para posibles accidentes en el entorno, por desprendimiento de algún elemento.

Pueden emplearse en la fabricación y en la instalación, todos los materiales convencionales que se vienen usando en la actualidad, quizás algo más ligeros que los que tienen que soportar la intemperie sin protección alguna, algunos de los elementos componentes del conjunto, estarán tratados como mecánica de precisión.

El único requisito para todos los materiales, que intervengan en el movimiento giratorio del sistema debe ser su perfecto equilibrado, han de evitarse excentricidades que darán lugar vibraciones, ruidos y deformaciones, siguiendo las directrices de los resultados obtenidos de los prototipos de ensayos en el Túnel de Viento.



Figura 3. Proyección sobre fachada.



Figura 4. Sumas de captadores de energía.

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos han sorprendido a la propia investigación, un estudio que comenzó para rentabilizar una pequeña turbina, puede llegar a ser una solución generalizada para viviendas de cualquier emplazamiento, de cualquier ciudad. En este punto se lamenta no disponer de dato alguno, sin unos prototipos con los que ensayar en el deseado Túnel de Viento, sería un planteamiento engañoso. Es posible que la carencia de medios sea suficiente motivo para desestimar haber llegado a las conclusiones expuesta sin base técnicamente probatoria.

## REFERENCIAS

- Versión en Español: <https://youtu.be/Gw9U3yNaTSU>
- Versión en Ingles: [https://www.youtube.com/Njs2\\_iTStFY](https://www.youtube.com/Njs2_iTStFY)



# SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD PARA EL DSO Y BRP: EL PILOTO ESPAÑOL DEL PROYECTO INVADE

**Vera Palma Costa**, Innovation Assitant, Estabanell y Pahisa Energía  
**Ramón Gallart Fernández**, Innovation Chief Officer, Estabanell y Pahisa Energía  
**Pau Lloret Gallego**, CITCEA-UPC, Universitat Politècnica de Catalunya  
**Pol Olivella Rosell**, CITCEA-UPC, Universitat Politècnica de Catalunya  
**Sara Barja Martínez**, CITCEA-UPC, Universitat Politècnica de Catalunya  
**Íngrid Munné Collado**, CITCEA-UPC, Universitat Politècnica de Catalunya  
**Roberto Villafáfila Robles**, CITCEA-UPC, Universitat Politècnica de Catalunya

**Resumen:** Dado al creciente número de generación distribuida de fuentes renovables (DER) instalada, se está transformando el lado de la generación mostrándose como una fuente de energía más variable e intermitente, la cual necesita ser gestionada adecuadamente. Además, el lado de la demanda se está volviendo más activo, lo que enfatiza el empoderamiento y el compromiso de los consumidores, al mismo tiempo que están apareciendo nuevos perfiles de consumo, en gran parte provocados por los vehículos eléctricos. Todos estos cambios están obligando al sistema eléctrico a evolucionar y transformarse para hacer frente a estos nuevos retos. Por todas estas razones, el manejo adecuado de la flexibilidad disponible, tanto en el lado de la generación como en el de la demanda, debe compensar la incerteza de las fuentes renovables y el aumento del consumo con nuevos tipos de cargas sin comprometer el estado de la red. Precisamente, el objetivo del proyecto INVADE se centra en ofrecer servicios de flexibilidad para reducir la factura eléctrica, evitar congestiones en la red de distribución y reducir los desequilibrios del portfolio del *Balance Responsible Party* (BRP) o comercializador, haciendo especial incapié en el uso de vehículos eléctricos y baterías para la obtención de flexibilidad. Uno de los casos de uso analizado es el de una batería instalada en la red de distribución que ofrece servicios de forma simultánea al Operador del Sistema de Distribución (DSO) y al BRP o comercializador.

**Palabras clave:** Smart Grids, Flexibility, Innovation, Congestión, Balance Responsibility Parties, DSO

## INTRODUCCIÓN DEL CONCEPTO

La presencia de una generación distribuida más intermitente, el empoderamiento de los consumidores y las nuevas cargas eléctricas, como los vehículos eléctricos, están forzando la evolución del sistema eléctrico. La generación centralizada, despachable y predecible proporcionó flexibilidad a nivel de transporte al sistema eléctrico para equilibrar la generación y la demanda. Ahora, el creciente número de generación renovable distribuida instalada está transformando el lado de la generación en una fuente de energía más variable e intermitente que necesita ser gestionada adecuadamente. Además, el lado de la demanda se está volviendo más activo, lo que enfatiza el empoderamiento y la participación de los consumidores. La gestión adecuada de la flexibilidad disponible, tanto en la generación como en la demanda, puede ayudar a compensar la falta de certeza de las fuentes renovables. Varios estudios e instituciones han tratado de abordar este problema y han propuesto su propia metodología y mecanismos para implementar la gestión de flexibilidad.

La Comisión Europea publicó tres mandatos para promover el proceso de estandarización de las *Smart Grid*. Uno de estos mandatos, el M/490, tiene como objetivo apoyar el despliegue de la red inteligente europea, y bajo su paraguas, se están abordando los problemas de flexibilidad a nivel europeo para tratar de estandarizar su desarrollo.

Según CENELEC, CEN y ETSI [1], los usuarios de la red pueden proporcionar flexibilidad con su producción, almacenamiento y consumo, que luego pueden usarse para diferentes servicios directamente o a través de un mercado de flexibilidad. La Figura muestra el modelo conceptual de este flujo de flexibilidad. También define el rol de operador de flexibilidad (FO) como una función integrada que agrupa las pequeñas flexibilidades de los clientes o usuarios de la red para utilizarlas en la red o en los mercados de energía. Aunque su nombre y tareas específicas pueden variar según la referencia, su responsabilidad principal es actuar como intermediario entre un proveedor y un usuario de flexibilidad.

Bajo el mismo marco, el Grupo de Expertos 3 (EG3) - Recomendaciones regulatorias para el despliegue de redes inteligentes del Grupo de Trabajo de Redes Inteligentes que fue creado por la Comisión Europea identificó los roles para proporcionar y usar flexibilidad en [2]. Aquí el operador de flexibilidad se denomina agregador, ya que su función principal es agregar la carga o generación de varias unidades de demanda y/o generación/producción. De hecho, en

otras referencias como en IEC 62913-1, también se conoce como agregador de flexibilidad. Bajo esta visión, la función del agregador está estrechamente relacionada con la función del proveedor, que ofrece ofertas de suministro de energía y flexibilidad. En ese sentido, el rol de proveedor de servicios de agregación puede ser asumido por un agregador externo o por un proveedor de energía.

La Figura muestra las relaciones entre los roles del mercado para proporcionar flexibilidad. Los prosumidores, mediante su propia flexibilidad de consumo o diferentes formas de generación y almacenamiento distribuidos, pueden proporcionar flexibilidad a través de contratos de compra flexibles. El BRP está a cargo de los desequilibrios del mercado de intercambio de energía. Cualquier uso de flexibilidad iniciado por un agregador externo podría dar lugar a una situación desajustada para el BRP y el proveedor, si no se tiene en cuenta adecuadamente en el proceso de liquidación. Por esa razón, el BRP desea establecer mecanismos de ajuste financiero para evitar que se incurra en costos injustos por el cumplimiento de sus requisitos de equilibrio, especialmente si una solicitud de flexibilidad de un tercero no beneficia la posición de equilibrio del BRP. Además, los DSOs deberían tener la oportunidad de usar servicios de flexibilidad para mitigar posibles conflictos con la operación de la red de distribución.

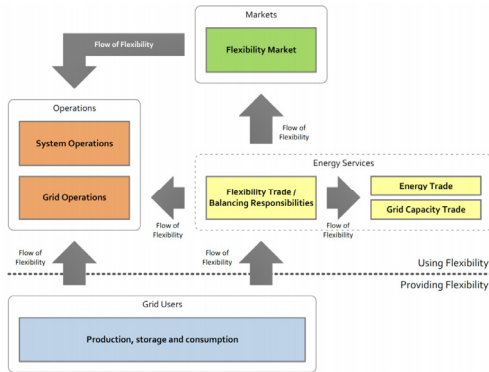


Figura 1. Modelo general de flujo de flexibilidad según [1].

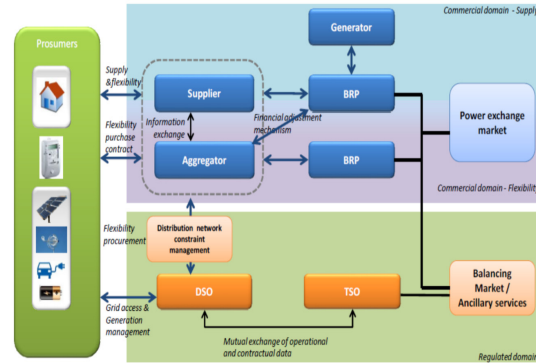


Figura 2. Posibles relaciones entre los roles del mercado para proporcionar flexibilidad [2].

De manera similar, la Fundación Universal Smart Energy Framework (USEF) creó un marco detallado para proporcionar un diseño de mercado integral para el comercio de uso flexible de energía [3][4]. USEF presenta un nuevo mecanismo de coordinación basado en el mercado, que está alineado con los procesos actuales y se adapta a los mercados existentes. Bajo este marco, el operador de flexibilidad nuevamente se denomina agregador.

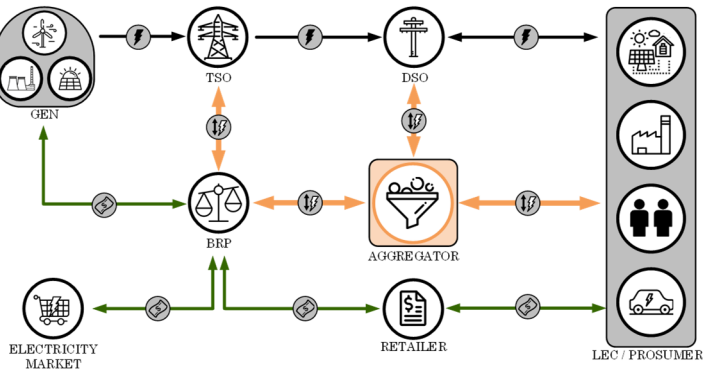


Figura 3. Interacciones y modelo completo con las cadenas de valor de oferta y flexibilidad [5].

De forma similar, en [5] se define el funcionamiento del mercado de flexibilidad. El modelo de interacción completo se puede ver en la Figura 3. El modelo combina la cadena de valor de suministro actual con la cadena de valor de flexibilidad. Los roles en la cadena de valor de suministro son responsables de proporcionar energía, y los roles en la cadena de valor de flexibilidad son los únicos responsables de proporcionar flexibilidad. El agregador tiene un papel central dentro de la cadena de valor de la flexibilidad, ya que es responsable de adquirir la flexibilidad de los

prosumidores, agregándolos en una cartera, creando servicios que aprovechan la flexibilidad acumulada y ofreciendo estos servicios de flexibilidad a diferentes mercados, sirviendo a diferentes actores del mercado. A cambio, el agregador recibe el valor que crea con la flexibilidad en estos mercados y lo comparte con el prosumidor como un incentivo para cambiar su carga. A través del agregador, los prosumidores ganan acceso a los mercados energéticos.

Como se puede ver en estos ejemplos, la gestión de la flexibilidad es un tema candente y hay algunas iniciativas en curso que intentan estandarizar y proporcionar una comprensión común del uso de la flexibilidad en la red de distribución. A pesar de esto, todavía hay temas abiertos o bajo investigación y desarrollo sobre este tema. Los más relevantes son:

- **Estrategias de optimización:** La estrategia de optimización no se puede estandarizar y será diferente para cada operador de flexibilidad en función de sus propios requisitos y características.
- **Mercado específico y modelos de negocio:** Existen varias posibilidades con respecto a futuros diseños de mercado y productos relacionados con la energía que afectarán la gestión de la flexibilidad. Por esa razón, es necesario desarrollar modelos de negocio apropiados que permitan un uso flexible y aporten valor a todos los participantes involucrados.
- **Marco reglamentario adecuado:** Hay algunas iniciativas legislativas en curso para facilitar la introducción de redes inteligentes que aborden los códigos y regulaciones de redes nacionales y europeas. Esto afectará el desarrollo de modelos de negocio y casos de uso relacionados con la gestión de la flexibilidad.

Se debe crear un nuevo marco regulatorio adecuado para impulsar el uso de la flexibilidad. Especialmente, faltan definiciones estándar de medidas de flexibilidad y casos de referencia. Estos puntos se han abordado a lo largo del proyecto INVADE.

## CONCEPTO DEL OPERADOR DE FLEXIBILIDAD

Según CEN-CENELEC-ETSI [1], el operador de flexibilidad (FO) es un rol que combina las pequeñas flexibilidades de los clientes o usuarios de la red para utilizarlos en la red o en los mercados de energía. Por su aplicabilidad al contexto europeo, se han identificado dos fuentes como referencias clave para definir los servicios ofrecidos dentro del proyecto INVADE: el modelo USEF [3][4] y las conclusiones y consejos sobre implementación de flexibilidad del Grupo de Expertos 3 (EG3) [2]. La Tabla muestra los servicios de flexibilidad ofrecidos por INVADE, clasificados según el cliente de estos servicios.

Cliente	Servicios de flexibilidad
DSO	Gestión de congestiones en la red
	Control de tensión y potencia reactiva
	Modo isla
BRP	Optimización de cartera pasa el mercado diario
	Optimización de cartera para el mercado intradiario
	Optimización de cartera sin mercado
Prosumidor	Optimización por tarifa ToU
	Control de potencia máxima
	Optimización del autoconsumo

Tabla I. Servicios de flexibilidad ofrecidos dentro del proyecto INVADE.

El FO es un rol independiente que puede ofrecer sus servicios de flexibilidad al BRP, DSO, TSO o clientes finales. Además, el papel de FO puede ser desempeñado por diferentes agentes actuales como el BRP o permanecer como un nuevo agente independiente. La cartera del FO puede estar compuesta por diferentes recursos energéticos distribuidos y pueden organizarse en comunidades locales de energía. Los servicios ofrecidos a cada uno de ellos pueden ser diferentes y pueden estar sujetos a algunas restricciones. Aunque bajo este enfoque, varios FO pueden ofrecer sus servicios al mismo BRP y un FO puede ofrecer sus servicios a varios BRP, en la implementación del proyecto se puede suponer que solo hay un FO que ofrece sus servicios a un solo BRP y todos los proveedores de flexibilidad pertenece a la misma cartera de BRP. Lo mismo sucede en el caso de proporcionar servicios de flexibilidad al DSO, ya que todos los proveedores de flexibilidad estarán conectados al mismo DSO y deben agruparse por zonas de red o

comunidades locales de energía. El enfoque del sistema propuesto es de igual a plataforma, lo que significa que el FO actúa como un intermediario centralizado entre un proveedor de flexibilidad y un usuario de flexibilidad.

Según el modelo comercial [6], es necesario interactuar con otras plataformas intermedias entre el FO y las fuentes de flexibilidad. La Figura 44 expone todas las posibles interacciones consideradas en el proyecto INVADE agrupadas en dos categorías: aguas arriba para usar la flexibilidad e interacciones aguas abajo para proporcionar flexibilidad. Las interacciones anteriores son entre el BRP/DSO y el FO, y se centran en definir la necesidad de utilizar la flexibilidad. Por el contrario, las interacciones posteriores incluyen interacciones del FO con el proveedor de flexibilidad, y su objetivo es proporcionar flexibilidad. Los proveedores de flexibilidad pueden ser recursos energéticos (DER) directamente o mediante una plataforma de terceros que agregue varios DER. De acuerdo con este enfoque, el FO actúa como un proveedor de servicios cuya plataforma puede verse como una plataforma de alto nivel que tiene interfaces para interactuar con otras plataformas actuales que tiene acceso directo a fuentes de flexibilidad. Además, las decisiones de control se toman de forma centralizada en base a contratos e información previamente compartida

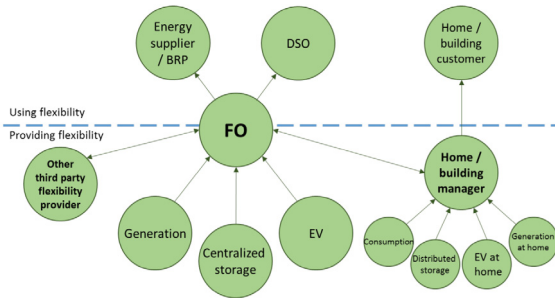


Figura 4. Flujo de flexibilidad utilizando un operador centralizado con proveedores externos de flexibilidad.

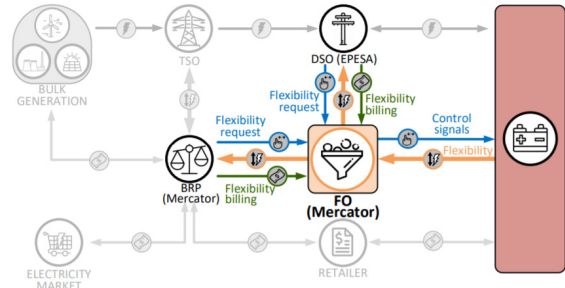


Figura 5. Diagrama genérico de interacción del piloto español.

## EL PILOTO ESPAÑOL

El proyecto INVADE dispone de 5 pilotos distintos que pretenden demostrar el potencial de los diferentes casos de uso desarrollados dentro del proyecto. En concreto, el piloto ubicado en Granollers y coordinado por EPESA se basa en el uso de una batería centralizada de 200 kWh instalada en el lado de baja tensión de un centro de transformación (CT) para proporcionar servicios al DSO local (EPESA) y al BRP/Comercializador (Mercator). La comercializadora, que también es propietaria de la batería instalada, desempeña el papel de FO en este piloto. La Figura 5. muestra su diagrama genérico de interacción. De esta manera, de los servicios que aparecen en la Tabla , solamente se utilizan los servicios ofrecidos al DSO y al BRP.

Para el DSO, la flexibilidad se utiliza para mejorar la capacidad del sistema de distribución de integrar energía renovable y distribuida. La batería se utilizará para reducir las congestiones de la red de media tensión incluyendo los transformadores de distribución. Además, la batería mejora la calidad de suministro eléctrica en el área de validación, permitiendo crear una isla eléctrica para seguir suministrando cargas críticas, que en el caso del piloto corresponde al centro de control de EPESA. Para el BRP, la flexibilidad tiene como objetivo reducir los desequilibrios del BRP dentro de su cartera para evitar cargos por desequilibrio.

La programación derivada para planificar, ejecutar y resolver el uso de la flexibilidad se representa en la Figura 6. En este caso, la batería es el único recurso flexible utilizado, pero el funcionamiento sería el mismo para un número superior de fuentes de flexibilidad. Las tareas de programación se ejecutan cada 15 minutos. La secuencia de las acciones es la siguiente:

- En primer lugar, la batería envía su estado de carga y se calcula el uso por defecto de la batería. En este caso, la línea base es cero ya que la batería solo se usa para servicios agregados al DSO y BRP.
- A continuación, el DSO recibe valores medidos de la red de su propio sistema SCADA. Estos valores se utilizan para realizar un flujo de cargas para identificar si habrá congestiones en la red en los próximos períodos. Si se detectan futuras congestiones, se realiza un flujo de cargas óptimo (Optimal Flexibility Power Flow, OFPF) para

identificar la flexibilidad necesaria en los próximos períodos. Luego, el DSO envía una solicitud de flexibilidad al FO si es necesario.

- Del mismo modo, el BRP recibe las previsiones de cartera y estima los desequilibrios futuros. Si es necesario, envía una solicitud de flexibilidad al FO.
- El FO recibe todas las solicitudes de flexibilidad y establece una priorización de acuerdo con el estado de la red. Dada su criticidad, las peticiones del DSO siempre tienen más prioridad que las peticiones del BRP.
- Antes de programar la flexibilidad, el FO verifica la cantidad de flexibilidad disponible de la batería.
- Finalmente, se produce el plan de flexibilidad que contiene todas las señales de gestión que se enviarán más adelante a la batería. Con este plan se confeccionan las ofertas de flexibilidad para dar respuesta a las peticiones recibidas.
- Las ofertas deben ser aceptadas antes de ser aplicadas. Si es necesario, el plan de flexibilidad puede volver a calcularse si se envían nuevas solicitudes o las ofertas enviadas son denegadas.

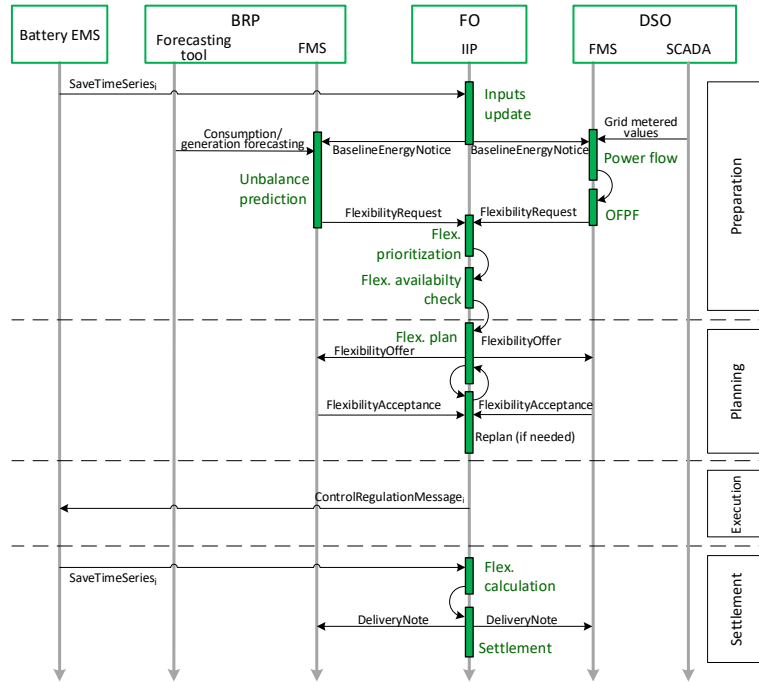


Figura 6. Diagrama detallado de la secuencia de intercambio de mensajes.

Una vez que se ha aplicado el plan de flexibilidad, el proceso de liquidación audita lo que sucedió durante cada período y entrega la facturación del servicio de flexibilidad activado. En la actualidad, el comercializador Mercator solo participa en el mercado diario para administrar su cartera. Dentro del piloto INVADE, la batería y la interacción con el FO se utilizan para simular la optimización de la cartera buscando el equilibrio sin participar en el mercado y, por lo tanto, analizar la posibilidad de obtener beneficios económicos al activar la flexibilidad para reducir los desequilibrios de la cartera del BRP. La metodología utilizada para crear valor en este caso se basa en la adaptación de las herramientas informáticas existentes del BRP y la interacción posterior con la plataforma INVADE a través del FO. Aún así, la herramienta de pronóstico del BRP calcula predicciones por cada hora de la demanda de energía de sus clientes. Durante este tiempo, la predicción más reciente está en comparación con el anterior, y se identifica la cantidad de energía por la cual el BRP podría desviarse del consumo real. Posteriormente, el BRP hace una predicción del sentido del desvío del sistema eléctrico para el período correspondiente, a fin de identificar si la solicitud de flexibilidad debe enviarse o no. Este escenario tiene la intención de evaluar si hay un beneficio económico para que el BRP aumente la frecuencia de sus predicciones y cubra la brecha entre el cierre del mercado intradiario continuo y la entrega física de electricidad a la red.

## CONCLUSIONES

Para introducir un FO en el escenario actual, EPESA necesita un nuevo rol dentro de su organización que actúe como FO. En este sentido, hay tres clientes clave de Mercator como FO: el BRP, el DSO y el propietario de la infraestructura crítica. Del total de la capacidad de la batería, la mitad se reserva para proporcionar respaldo a la infraestructura crítica, mientras que la otra mitad se utiliza para proporcionar servicios al DSO y BRP.

Los BRPs participan en un mercado altamente competitivo y es probable que se beneficien en su negocio de los servicios del FO. Mercator, operando como FO puede proporcionar servicios al BRP para evitar penalizaciones y así, ofertar de manera óptima. Sin embargo, los DSOs son actores pasivos que están altamente regulados por el gobierno y que, por ejemplo, por ley no se les permite poseer almacenamiento. Al mismo tiempo, están obligados a proporcionar suministro seguro y de calidad a la electricidad. Por lo tanto, un FO puede ser un perfecto nuevo rol que actúe de intermediador para proporcionar servicios al DSO a través del almacenamiento.

Con la puesta en práctica de un piloto real, el proyecto INVADE pretende acelerar la actualización de los recursos de gestión de la red eléctrica y demostrar así que las tecnologías y soluciones actuales ya están disponibles. No obstante, existen algunas barreras como las regulatorias que deben solucionarse para dar respuesta a los nuevos retos que exige la transición energética.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido posible gracias a la financiación del programa H2020 de la Unión Europea con el Grant Agreement No 731148, así como el esfuerzo realizado por todos los socios de este consorcio que han trabajado para hacer realidad un proyecto lleno de retos.

## REFERENCIAS

- [1] CENELEC-CEN-ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids, SG-CG / M490 / L Flexibility Management - Flexibility Management Overview of the main concepts of flexibility management. Smart Grid Coordination Group, 2014 [Online]. Available: [ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG\\_Methodology\\_FlexibilityManagement.pdf](ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Methodology_FlexibilityManagement.pdf)
- [2] M. Sánchez-Jiménez, K. Stamatis, M. Kollau, M. Stantcheva, E. Busechian, P. Hermans, D. Guzeleva, G. E. Abrandt, W. Friedl, P. Mandatova, and J. Stromback, Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility. Smart Grid Task Force - Expert Group 3: Regulatory Recommendations for Smart Grids Deployment, 2015 [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3\\_Final\\_January\\_2015.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3_Final_January_2015.pdf)
- [3] Universal Smart Energy Framework (USEF), "USEF: The framework explained," 2015 [Online]. Available: [www.usef.energy/download-the-framework/](http://www.usef.energy/download-the-framework/)
- [4] Universal Smart Energy Framework (USEF), "USEF: The framework specifications," 2015 [Online]. Available: [www.usef.energy/download-theframework](http://www.usef.energy/download-theframework)
- [5] A. Sumper, Micro and Local Power Markets. Wiley, 2019. ISBN 2019 9781119434504.
- [6] B. A. Bremdal, "D3.1 Stakeholders Engagement Plan," no. 731148. INVADE project, 2017.

# SABINA: EL PROYECTO QUE ENTIENDE LA AGREGACIÓN DE LA DEMANDA COMO EL CAMINO HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA REDUCIENDO LAS EMISIONES

Lluc Canals Casals, Investigador Post-doctoral, IREC

Cristina Corchero, Investigadora y jefe del grupo Energy System Analytics, IREC

**Resumen:** Persiguiendo los objetivos de incrementar el uso de energías renovables, reducción de las emisiones y del consumo, el proyecto H2020 SABINA maximiza las posibilidades de la flexibilidad de los edificios en base a dos algoritmos de optimización a diferente nivel. En un primer nivel, un algoritmo basado en un modelo de control predictivo que corre sobre redes neuronales maximiza el autoconsumo del edificio. En un segundo nivel otro algoritmo minimiza las emisiones de un conjunto de edificios mediante la agregación de la demanda y la interacción con los mercados de regulación de la red eléctrica. Este segundo algoritmo elige el mejor momento para intercambios con la red según el mix energético basándose en las informaciones del algoritmo de primer nivel.

**Palabras clave:** Modelos de Flexibilidad y Mercado, Agregación de la Demanda, Respuesta de la Demanda, Eficiencia, Proyecto Europeo, H2020, SABINA

## INTRODUCCIÓN

La transición energética se entiende como el paso de un sistema lineal de generación y distribución de energía eléctrica basado en combustibles fósiles o recursos no renovables hacia un sistema de generación distribuida con una amplia participación de fuentes de energía renovables

En el camino hacia dicha transición energética hay cuatro líneas de actuación en las que se debe trabajar imperativamente: Incremento de la participación de las fuentes de energía renovables, incremento de los recursos distribuidos, mejora de la eficiencia de todos los sistemas de la red (tanto generadores como consumidores) y reducción del consumo (Tagliapietra et al., 2019).

Aunque parezca que alguna de ellas está relacionada con otra, por ejemplo, la eficiencia con la reducción del consumo, esto no tiene por qué ser así. La paradoja de Jeevons, en la que una mejora de la eficiencia viene acompañada de un incremento del consumo de recursos está ocurriendo desde hace un par de siglos y sigue ocurriendo hoy en día en los edificios (Macarulla & Canals). Esto se debe a que, en vez de utilizar la eficiencia para reducir el consumo, la ganancia se utiliza para aumentar el confort o las funcionalidades de los elementos. Asimismo, el incremento de energías renovables no tiene por qué entenderse, de facto, como un cambio en el paradigma del sistema eléctrico, pues la creación de grandes centrales localizadas seguiría dentro del concepto de un sistema lineal de generación y distribución. El cambio de paradigma sólo ocurre cuando las fuentes de generación renovables son, además, distribuidas.

De todos modos, hoy en día, no solamente son recursos distribuidos las fuentes de generación renovables. El avance en las tecnologías de información y comunicación juntamente con los sistemas de gestión de la energía ofrece la oportunidad a que los edificios (eminentemente consumidores de energía) puedan convertirse también en fuentes de generación y en recursos distribuidos si consiguen una óptima gestión de la energía eléctrica de los elementos que hay en ellos y la capacidad de almacenaje de energía térmica de la envolvente.

El proyecto SABINA (H2020 n°731211) persigue, justamente, todos estos objetivos a través de la monitorización del consumo de los edificios y el control de los elementos con capacidad de modificarlo y mediante la implementación de dos algoritmos a diferente nivel: el primero persigue la maximización del autoconsumo con un horizonte de 24h y el segundo que minimiza las emisiones debidas al consumo de energía proveniente de la red ofreciendo servicios puntuales de balance energético.

## EL PROYECTO SABINA

El proyecto Europeo del programa H2020, *SmArt Bi-Directional Multi ENergy Gateway* (SABINA) cuenta con la participación de cuatro empresas que abarcan desde la fabricación de elementos de control hasta el desarrollo de plataformas de comunicación pasando por consultorías y gestores energéticos. En el proyecto también participan dos centros de investigación, quienes se encargan del desarrollo de los algoritmos a dos niveles, y dos universidades, encargadas del desarrollado los modelos de edificios con los que se basarán los algoritmos de gestión.

El proyecto pretende sacar el máximo provecho de las dos definiciones de flexibilidad energética de los edificios, esto es, la flexibilidad intrínseca y la extrínseca (Clausen et al., 2017). La primera utiliza la flexibilidad en el consumo de energía de los edificios para mejorar las prestaciones del edificio según criterios propios (que en el caso de SABINA significa maximizar el autoconsumo, pero que podrían ser la minimización de costes u otros objetivos según cada caso). La segunda, utiliza la flexibilidad de los edificios para ofrecer servicios energéticos a terceras partes (que en el caso de SABINA son los servicios de regulación de banda a subir y bajar para mantener el balance de la red).

Una de las particularidades del proyecto es que cuenta con dos tipos de demostradores para evaluar las posibilidades que ofrece la solución: En los laboratorios de IREC, SABINA es evaluado a nivel experimental, es decir, bajo unas condiciones de contorno conocidas para determinar el grado de perfección de los resultados. Posteriormente, la misma solución se implementa en tres demostradores reales para certificar que, efectivamente, su implementación es realista y satisfactoria. Estos demostradores, las imágenes de los mismos se ven en la Figura, son: Dos edificios del Parque Tecnológico de Lavrion (de la NTUA de Grecia), el Green Tech House (un clúster tecnológico) y un conjunto de pequeños edificios que conforman la Gedved School (controlados por INSERO). Estos dos últimos están localizados en Dinamarca.



Figura 1. Fotografías de los demostradores reales en Grecia (Izquierda) y Dinamarca (centro y derecha).

La otra particularidad del proyecto es que todos los edificios, algoritmos y demás sistemas del proyecto comparten una misma plataforma de información donde publican las medidas, las predicciones, los *setpoints* de control y los resultados, siendo este el único punto de unión entre elementos. De este modo, los algoritmos de gestión de los edificios no hace falta que estén instalados en potentes máquinas de computación dentro de cada edificio, sino que son compartidas en un mismo centro de computación (en CSEM, Suiza) que publica los *setpoints* en la plataforma y los edificios correspondientes recogen dichos valores y los implementan.

En este artículo se presentan, en detalle, algunos resultados de los experimentos en los laboratorios del demostrador de IREC.

## METODOLOGÍA

El proyecto cuenta con distintas fases de desarrollo en dónde se va añadiendo complejidad y, a cada paso, se acerca a la realidad.

La primera parte del proyecto desarrolló los modelos de los edificios de los demostradores, por parte de la universidad de navarra (UNAV). Estos modelos incluyen tanto características de las envolventes (paredes, aislamientos, materiales, etc.) cómo de los componentes que generan y/o consumen energía tanto para calentar el agua (sanitaria y de calefacción) a través de bombas de calor y ventiladores, como del consumo eléctrico para usos finales, tales como los electrodomésticos, la cocina y, en particular, una batería comunitaria, paneles solares y algún vehículo eléctrico.

Al ser, el demostrador de IREC, un laboratorio, se consideró un edificio virtual simulado. El modelo del edificio, representado en la Figura Figura, corresponde a un edificio de 4 plantas con un piso por planta de 102 m<sup>2</sup>.



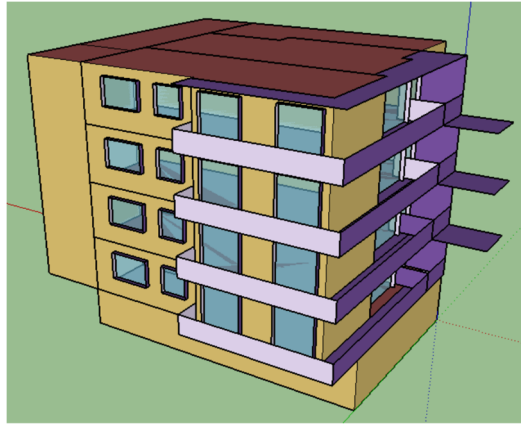


Figura 2. Representación 3D del edificio.

El edificio cuenta con un conjunto de paneles solares de 10.4 kWp. Para evaluar las distintas prestaciones que la flexibilidad puede ofrecer, se simularon distintos escenarios (ver Tabla) que permiten el análisis de la capacidad de almacenaje de energía térmica de los envolventes y como ésta puede aprovecharse para la gestión energética y en dónde aparecen elementos comunitarios como una batería y algunos coches eléctricos.

Escenario	Almacenamiento térmico	Almacenamiento eléctrico
1	Construcción con alta inercia térmica sin aislamiento	
2	Construcción con alta inercia térmica con aislamiento	Batería comunitaria
3	Construcción con alta inercia térmica sin aislamiento	Batería comunitaria
4	Construcción con alta inercia térmica sin aislamiento	Batería comunitaria, vehículo eléctrico

Tabla I. Escenarios a testear.

En particular, la batería comunitaria tiene una capacidad de 10 kWh y una potencia de carga/descarga de 4 kW mientras que el vehículo eléctrico, de 24 kWh de capacidad, es de carga lenta (3,7 kW max) y el cargador está preparado para soportar la carga inteligente que permite modificar la potencia de la carga.

Para una correcta evaluación del sistema, los escenarios correrán con la misma base de ocupación y uso de electrodomésticos y se lanzará, para cada uno de los escenarios, un caso de referencia en dónde no habrá participación alguna de los algoritmos de control.

Los modelos de edificio se incorporan entonces al algoritmo de gestión energética del edificio, llamado Building Algorithm (BA) en el proyecto. Este algoritmo, desarrollado por CSEM, basado en un MPC (de *Model Predictive Control*) y que corre sobre redes neuronales previamente entrenadas, trata de maximizar el factor de autoconsumo del edificio para las siguientes 24h a partir de los datos de las últimas 6 horas y de la información de las previsiones climáticas. Los resultados del BA son los *setpoints* que deben seguir los elementos controlables de cada edificio. Cada 15 minutos el BA repite el cálculo para actualizar los *setpoints* e ir adaptándose a las posibles desviaciones debidas a la estocasticidad inherente en edificios residenciales y que dependen, en gran parte, de la ocupación de los mismos.

El BA es, también, el responsable de calcular la flexibilidad extrínseca, es decir, aquella que podría ser utilizada por una tercera parte. Este cálculo de la flexibilidad, que se llama *Flexibility Map*, contiene la previsión del consumo del edificio para las 24h del día siguiente, su capacidad máxima de subir y de bajar dicho consumo para cada hora, el cambio en la previsión de consumo de las subsiguientes horas en el caso de activar la flexibilidad a subir o bajar y la eficiencia de la activación (en el supuesto caso que se produjera).

Quien utiliza la flexibilidad en SABINA es el agregador centralizado de la demanda, llamado MIDA de *Market Integrated District Algorithm*). MIDA se encarga de recoger los *Flexibility Map* de todos los edificios involucrados y elegir el mejor momento del día para activar dicha flexibilidad siempre con el objetivo de minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente a través de la activación. Cabe notar que el punto clave para entender la singularidad de este agregador de la demanda

es que sigue la señal del Mix energético de la red eléctrica sin pretender maximizar el rendimiento económico de dicha activación. Aunque no sea su prioridad, está claro que MIDA debe tener en cuenta los costes de la activación e intentar evitar que, además de mejorar el impacto ambiental del consumo energético del edificio, el cliente no sufra pérdida económica alguna. Aún estamos en un sistema económico en el que poco puede esperarse que triunfe si no reporta beneficios económicos y por este motivo el algoritmo incluye una restricción que indica que las activaciones seleccionadas deben tener coste 0 o aportar beneficios.

## La plataforma de comunicaciones y su estructura

Como se ha mencionado anteriormente, una de las particularidades que hace interesante SABINA es que todo puede estar deslocalizado o en la nube, al estar toda la información necesaria para que cada elemento funciones concentrada en el Bróker o plataforma de comunicaciones. Con esta configuración es de vital importancia que la información esté disponible en la plataforma cada vez que algún sistema precisa de dicha información.

En efecto, como se muestra en la Figura , tanto la información del mercado eléctrico (ESIOS) como de las previsiones meteorológicas (Meteoblue) se publican en el bróker. Es preciso notar que esta información tiene una dirección solamente, pues ni el mercado ni las predicciones necesitan información de la plataforma. Por el contrario, el BA, necesita información de las predicciones meteorológicas y de las medidas de los consumos energéticos, temperaturas, etc. de los distintos elementos de los edificios para realizar los cálculos pertinentes y, posteriormente, publicar los *setpoints* que precisan los edificios para actuar. Por ello su flecha con la plataforma tiene dos direcciones.

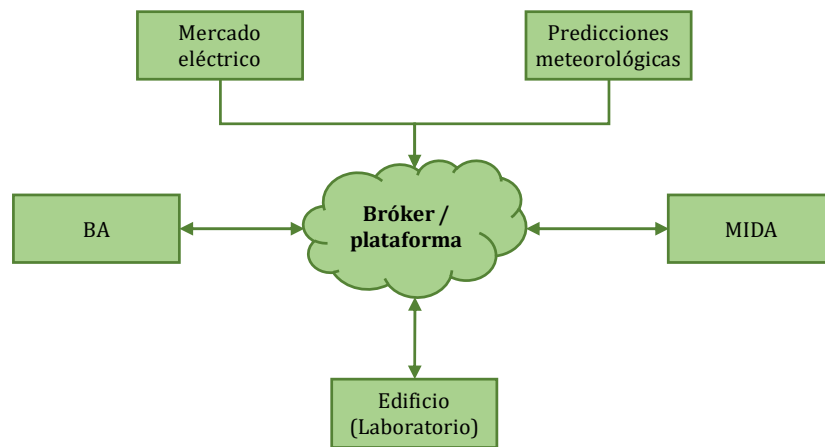


Figura 3. Esquema de la configuración del sistema de comunicaciones.

Asimismo, MIDA precisa del Flexibility Map del BA para optimizar las posibles activaciones de flexibilidad. Es interesante notar que el BA no utiliza información alguna del MIDA para su normal funcionamiento. Solamente cuando el MIDA publica una petición expresa de activación (30 minutos antes de la misma), el BA considera la cantidad de energía requerida, procesa el cálculo y responde lo que es capaz de ofrecer. Entonces MIDA reubica la cantidad de energía que cada edificio debe ofrecer y vuelve a publicarla 15 minutos antes de la misma. Si el BA responde afirmativamente, el MIDA considerará el edificio, en caso contrario sabe que no debe contar con él. Un esquema del proceso de activación de la flexibilidad se describe en la Figura .

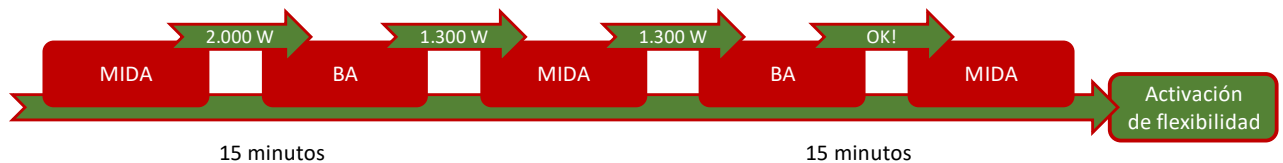


Figura 4. Esquema del proceso de activación de la flexibilidad.

Es importante entender que, aunque el algoritmo del BA no esté implementado en cada edificio, sí es preciso que los edificios tengan un gestor de energía capaz de recibir los *setpoints* y aplicarlos. Esto o que cada elemento del edificio sea capaz de interactuar con la plataforma.

## RESULTADOS

Los primeros resultados del funcionamiento de SABINA en el laboratorio son muy alentadores. El BA reacciona correctamente a las peticiones del agregador de demanda MIDA y las transmite con eficiencia hacia el edificio que, a su vez, responde a los *setpoints* enviados por el BA ofreciendo valores razonablemente cercanos a los de la petición por parte del MIDA.

Los primeros resultados del escenario nº 4 con la solución de SABINA se pueden observar en la Figura 5, que muestra el consumo del edificio durante uno de los días del experimento. En ella se puede observar claramente el pico de consumo debido a una activación a las 7h de la mañana.

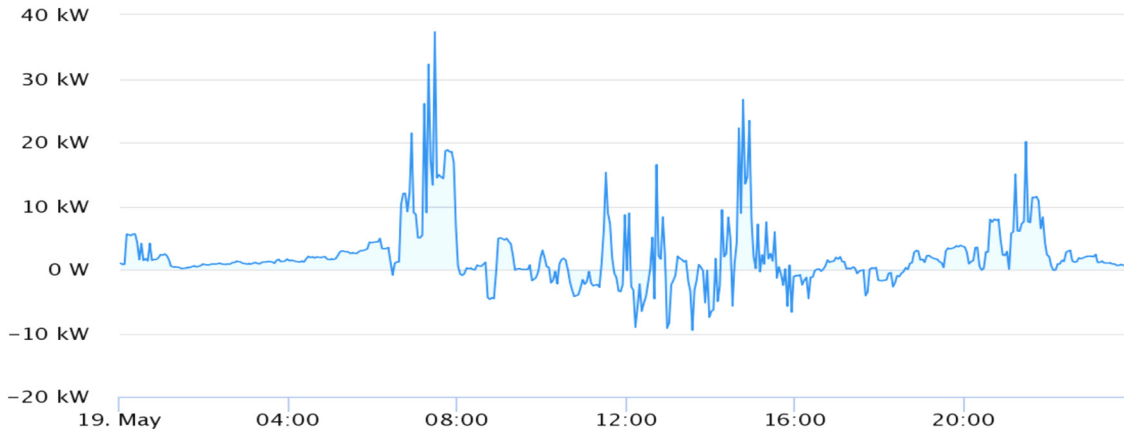


Figura 5. Screenshot del consumo del edificio simulado de SMARTLAB. (Canals et al. 2019).

Cabe notar que la mayoría de las activaciones realizadas tienden a subir el consumo del edificio. Esto se debe, principalmente, a que el BA tiene más disponibilidad a subir que a bajar debido a la posibilidad de encender el sistema de calefacción del edificio tal y como muestra un ejemplo de Flexibility Map en la Figura 6.. Es preciso destacar que la nomenclatura de subir y bajar está justo al revés de lo que establece la red eléctrica, precisamente por tener el punto de vista en el edificio y no en la red eléctrica.

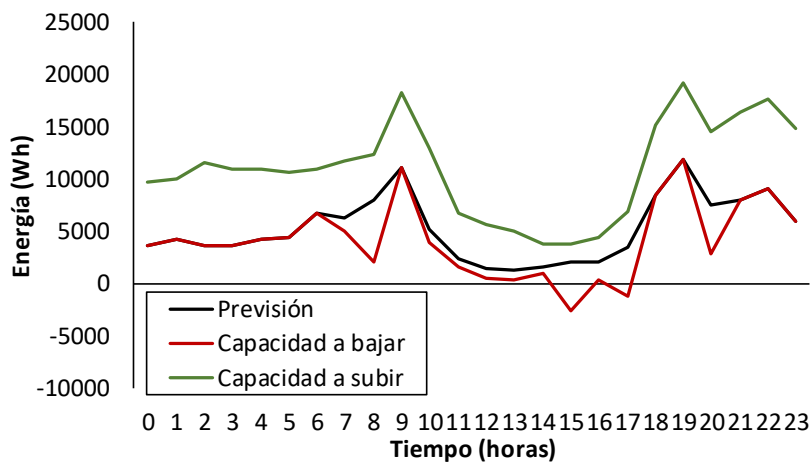


Figura 6. Ejemplo de Flexibility Map.

## CONCLUSIONES

SABINA consigue implementar un agregador de la demanda para todo tipo de edificios en los que la información está centralizada en un punto, lo que permite un trabajo coordinado y la posibilidad de concentrar la mayor parte de las necesidades de computación en un solo punto sin tener que distribuir un costoso sistema de actuación.

SABINA muestra como la agregación de la demanda es una opción interesante y necesaria para caminar hacia la transición energética, pues consigue dar respuesta a todos los aspectos que se precisan para “reverdecir” la red eléctrica, tener recursos distribuidos democratizando el sistema y reducir el consumo eléctrico.

## AGRADECIMIENTOS

Esta investigación ha sido financiada por el programa Horizon 2020 de la Unión Europea en el acuerdo nº731211 (SABINA). El trabajo de C. Corchero está parcialmente financiado por IJCI-2015-26650 (MICINN). Asimismo, la investigación de ambos autores C. Corchero, Ll. Canals cuenta con el soporte de la Generalitat de Catalunya (2017 SGR 1219).

Los autores quieren agradecer al resto de socios del proyecto sus ganas de participar y la buena predisposición para con el buen desarrollo del proyecto.

## REFERENCIAS

- [1] H2020 n°731211. “SABINA - SmArt BI-Directional Multi ENergy GAteway.” <https://sabina-project.eu> (Mayo, 2019).
- [2] Canals Casals, L., Corchero, C., Ortiz, J., Salom, J., Cardoner D., Igualada, L., Carrillo, R.E., Stauffer, Y., 2019, IEEE proceedings 16th European Energy Markets, Ljubljana.
- [3] Clausen, A., Umair, A., Demazeau, Y., Jørgensen, B.N., 2017, Advances in Practical Applications of Cyber-Physical Multi-Agent Systems 1th International Conference, PAAMS Collection, Porto.
- [4] Macarulla, M., Canals Casals, L., 2017, XXI Congreso Internacional de Dirección e Ingeniería de Proyectos, Cadiz.
- [5] agliapietra, S., Zachmann, G., Edenhofer, O., Glachant, J.M., Linares, P., Loeschel, A., 2019, Energy Policy

# NUEVO CONCEPTO DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO PARA REDES DE TRANSMISIÓN - CASO DE ÉXITO, REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA: PROYECTO HYREK

**Andreas Becker**, Product Management & Business Development Head of Grid & Storage, AEG Power Solutions GmbH  
**Eduardo de Amentia**, Account Manager, AEG Power Solutions Ibérica  
**Ewald Roeben**, SWB Erzeugung AG

**Resumen:** Se ha instalado con éxito en la red de la compañía eléctrica "swb" en Bremen, un innovador sistema Híbrido de Almacenamiento para el control primario de frecuencia. Los convertidores de potencia reversibles SC -Flex de AEG PS suministran 15 MW a un sistema híbrido de almacenamiento de baterías de Li-ion y un sistema de calentamiento eléctrico. Este sistema está controlado como un único sistema bidireccional (de ó hacia la red de transmisión) para regular la frecuencia para estabilizar la red. Este sistema de almacenamiento híbrido reduce significativamente el coste de esta funcionalidad de control de frecuencia ya que se reduce en un 50% la capacidad en Mwh de la batería a instalar, por lo que el retorno de la inversión se produce en un tiempo significativamente menor.

**Palabras clave:** Control Primario de Frecuencia, ESS Híbrido 15 Mw, Power to Heat, 50% Ahorro de Capacidad de Batería

## INTRODUCCIÓN / MOTIVACIÓN

Ya desde finales de 2007, los operadores de sistemas de transmisión alemanes (TSO- Transmission System Operator) han cumplido sus requisitos de reserva de control de frecuencias, a saber, la reserva de control de frecuencia primaria (PFCR), utilizando licitaciones públicas en plataforma de licitación "regelleistung.net". A diferencia de lo que ocurría anteriormente, este mercado ya no está dominado exclusivamente por las centrales eléctricas de generación convencionales, la cuota de nuevos participantes en el mercado como las energías renovables y los sistemas de almacenamiento ha aumentado significativamente.

Para permitir unas condiciones de competencia equitativas, una competencia leal y asegurar al mismo tiempo un rendimiento técnico suficiente de todos los participantes en el mercado, los TSO's han desarrollado y publicado requisitos generales que todos los participantes deben cumplir. El cumplimiento debe demostrarse durante el proceso de precalificación. Además, se han publicado reglas específicas para los sistemas de almacenamiento a mediados de 2015, especialmente en la que se describen los requisitos para la capacidad de almacenamiento. El requisito más importante es que un sistema de almacenamiento debe ser capaz de proporcionar PFCR (Regulación de Frecuencia Primaria) positivo y negativo durante al menos 30 minutos cada dirección durante el funcionamiento normal. El funcionamiento normal se define por desviaciones de frecuencia típicas, por ejemplo, se permite la desviación de frecuencia de hasta  $\pm 50$  mHz en cualquier momento, lo que resulta en solicitudes de carga y descarga para el sistema de baterías. La carga y descarga está, en el caso de PFCR, directamente relacionada con las desviaciones de frecuencia y está siguiendo una funcionalidad lineal. Por estas razones siempre es necesario instalar una capacidad de batería que sigue la siguiente ecuación:

$$\frac{E_{usable} [MWh]}{P_{qualified} [MW]} > 1$$

Como ejemplo podemos imaginar un sistema de baterías que está calificado para proporcionar 1MW de PFCR (PPQ). En caso de que la relación de capacidad utilizable y la potencia calificada de salida sea de 1,5, 500kWh (30 minutos por 1 MW, 0-33% del estado de carga utilizable (SOC) debe reservarse para eventos de baja frecuencia, otros 500kWh (67-100% SOC) deben reservarse para eventos de alta frecuencia y el 500kWh restantes (34-66% SOC) se pueden utilizar para el funcionamiento normal y las desviaciones de frecuencia. Las relaciones de capacidad y potencia utilizadas en Alemania están entre 1,3 y 1,5.

Este requisito también se puede ver en la figura 1:

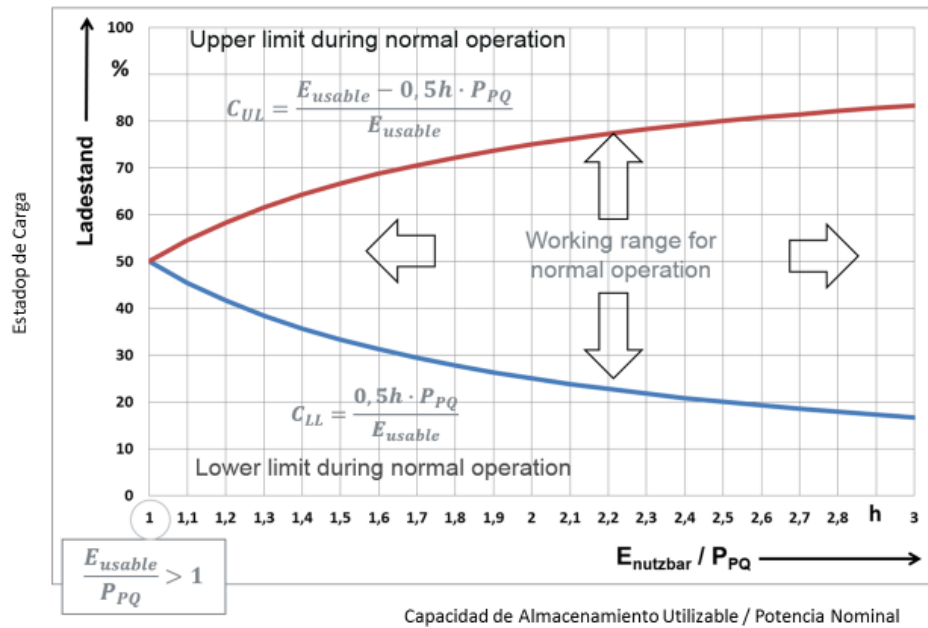


Figura 1. Visualización del criterio de 30 minutos (base: Alemán TSO, "Requisitos para la Capacidad de Almacenamiento en Baterías para alimentación de control primario", [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)).

Como ejemplo podemos imaginar un sistema de baterías que está calificado para proporcionar 1MW de PFCR (PPQ). En caso de que la relación de capacidad utilizable y la potencia calificada de salida sea de 1,5, 500kWh (30 minutos por 1 MW, 0-33% del estado de carga utilizable (SOC) debe reservarse para eventos de baja frecuencia, otros 500kWh (67-100% SOC) deben reservarse para eventos de alta frecuencia y el 500kWh restantes (34-66% SOC) se pueden utilizar para el funcionamiento normal y las desviaciones de frecuencia. Las relaciones de capacidad y potencia utilizadas en Alemania están entre 1,3 y 1,5.

El nuevo requisito mencionado anteriormente que data de 2015 era una gran amenaza para la eficiencia económica de las nuevas instalaciones debido al hecho de que las capacidades de batería necesarias aumentaron en comparación con los proyectos anteriores y al mismo tiempo la capacidad de la batería es aproximadamente el 70% del total de inversión necesaria para instalar un sistema de almacenamiento de energía con baterías. Debido a estas circunstancias, varios proyectos se pararon y al mismo tiempo fue el punto de partida para desarrollar el enfoque que se describe en el capítulo siguiente.

Mientras tanto, los requisitos han cambiado con el objetivo de alinear los diferentes requisitos nacionales con una norma común europea.

## EL ENFOQUE

La motivación detrás del enfoque de la creación de un sistema de almacenamiento de energía híbrido es el hecho de que en el caso de una instalación sólo la capacidad necesaria de batería es responsable del 70% de la inversión. Como esta es la parte de la inversión más elevada, es razonable examinar las posibilidades de reducir la capacidad de batería necesaria, y respectivamente, sustituir la costosa inversión de la batería por una fuente de energía diferente y más barata para proporcionar PFCR. Se identificó un gran potencial en los sistemas de energía térmica, ya que son más rentables y debido a su inercia térmica, estos sistemas son tolerantes a fluctuaciones de potencia rápidas (que son típicas de PFCR). El enfoque general se puede ver en la siguiente figura.

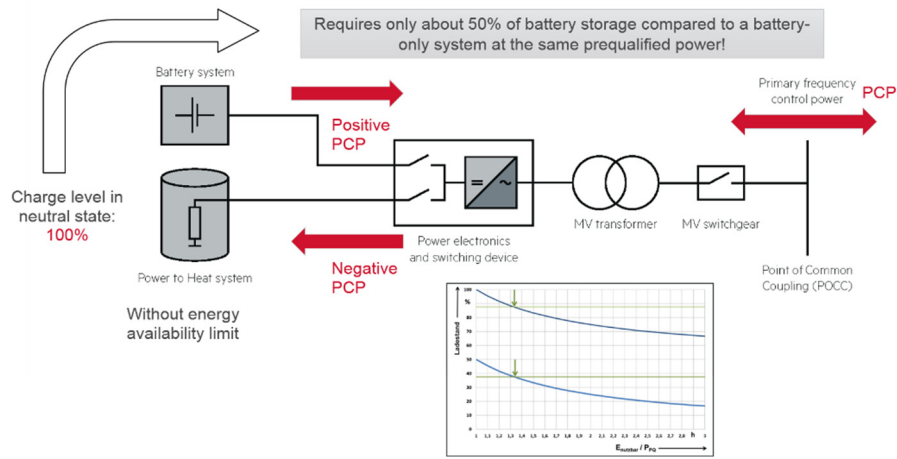


Figura 2 . Concepto general de diagrama de bloques de un sistema de almacenamiento de energía híbrida mediante el acoplamiento de una batería y un sistema “ Power to Heat”.

La idea general es combinar un sistema de almacenamiento de energía de la batería con un sistema de “Energía a Calor” (P2H: Power to Heat) que está conectado a un almacenamiento térmico en combinación con una red de calefacción urbana. Al hacerlo, la disposición simétrica requerida (potencia de control positiva y negativa) se puede dividir en el lado de DC de la siguiente manera: La provisión de PFCR positivo (en caso de baja frecuencia) se realiza mediante el uso de la batería y el suministro de PFCR negativo (en caso de alta frecuencia) se realiza utilizando principalmente el sistema P2H. Por supuesto, antes de utilizar el sistema P2H y así transferir energía eléctrica al sistema de energía térmica, en primer lugar, se recargará la batería. Las mayores ventajas de este enfoque es el hecho de que en tal configuración la batería se puede cargar completamente y, por lo tanto, la capacidad de la batería que se necesita de otro modo se puede reducir en casi un 50%. En caso de utilizar sólo un sistema de baterías, el SOC neutro es de aproximadamente 50% para permitir el suministro y extracción de energía eléctrica, que a menudo no es un punto de operación óptimo con respecto al estado de salud de la batería (SOH) .

Además, la figura 2 muestra otras características únicas del enfoque realizado. Como se puede ver, el acoplamiento de ambos subsistemas se realiza en el lado de DC por un elemento de conmutación de DC especial. AEG Power Solutions como experto en sistemas de alimentación de AC y DC ha desarrollado este dispositivo de conmutación que permite utilizar todos los demás elementos necesarios para conectar ambos subsistemas a la red de AC. Estos son típicamente los interruptores de conmutación MV y LV, transformadores y el propio sistema de conversión de energía SC -FLEX de AEG Power Solutions. En este caso, el dispositivo de conmutación es una opción para el convertidor de almacenamiento estándar y está totalmente controlado por esta unidad. Además de la necesidad de capacidad reducida de la batería, esta es otra manera de aumentar la eficiencia económica de una instalación de este tipo.

Para un diseño técnico adecuado de este dispositivo de conmutación de DC se han realizado análisis y simulaciones. Se han analizado en detalle las desviaciones de frecuencia en el año 2015 y 2016 y en función de ciertas estrategias de control se simuló el comportamiento del sistema, en particular la frecuencia de conmutación.

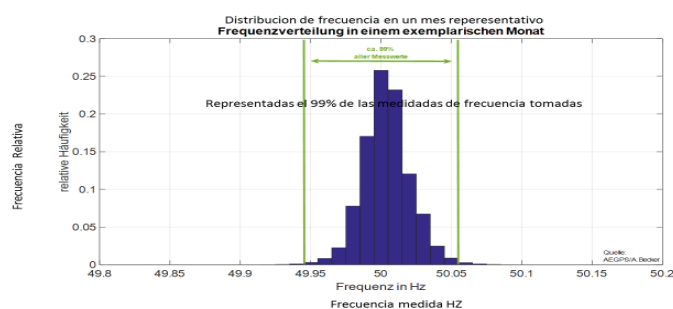


Figura 3. Distribución de frecuencias de un mes representativo.

La Figura 3 muestra la distribución de frecuencia dentro de un mes representativo. Aproximadamente el 99% de todas las mediciones están en el rango de 49,95 - 50,05 Hz. Sobre la base de esta información, la estrategia de control sugerida se muestra en la siguiente figura:

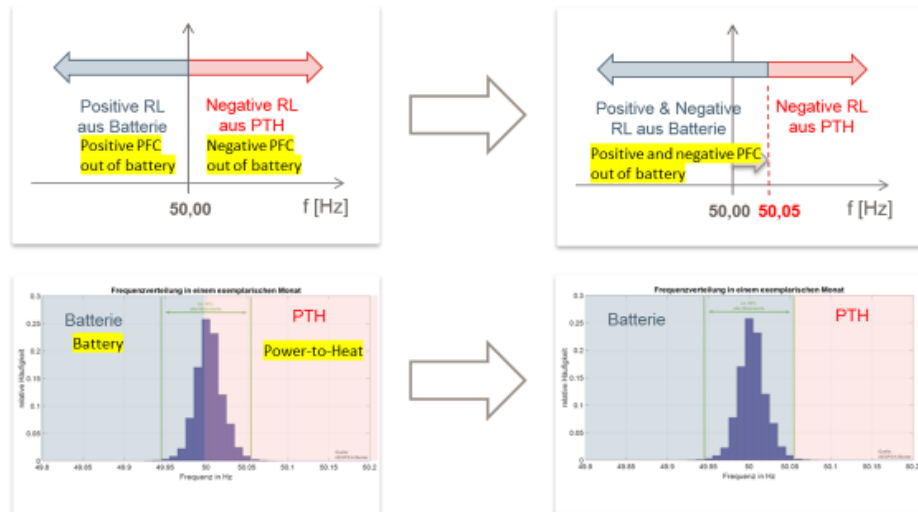


Figura 4 .Estrategia de control para minimizar la frecuencia de conmutación.

Al cambiar ligeramente el punto de cambio de 50Hz a 50.05Hz y además añadiendo una función de histéresis, la frecuencia de conmutación se puede reducir significativamente. Sobre la base de esta estrategia, se instala un dispositivo de conmutación semi-electrónico que consiste en contactores mecánicos e interruptores basados en tiristores. Con este enfoque se aumenta la eficiencia y se reducen los costos. AEG PS y SWB Erzeugung están en proceso de patentado. El comportamiento final del sistema se muestra en la figura siguiente.

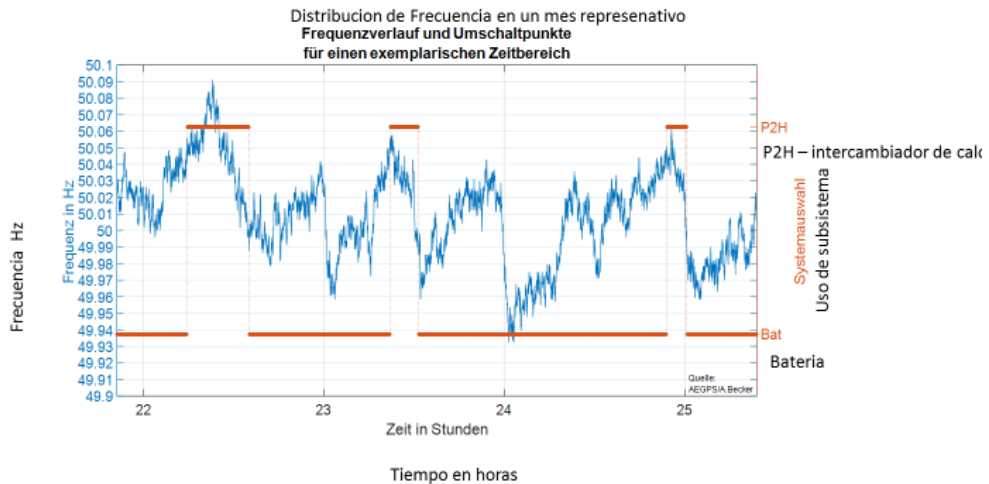


Figura 5. Comportamiento del sistema durante un cierto período de tiempo.



## Realización de Proyecto

A finales de 2017 SWB Erzeugung finalmente tomó la decisión de invertir en el enfoque descrito anteriormente e instalar un sistema híbrido de 18 MW cerca de la ciudad de Bremen en la parte norte de Alemania. Después de la ingeniería detalle se ejecutó en 2017, la producción y construcción se llevó a cabo en 2018. Desde principios de 2019, el sistema está plenamente operativo. En la figura 6 se muestra una imagen de la instalación



*Figura 6. Foto realizada durante la instalación - contenedores de baterías, contenedores de conversión de energía con los SC-FLEX de AEG PS, transformadores ya en su lugar, obra civil todavía en proceso. En la parte trasera se puede ver el búnker de carbón para la central eléctrica convencional.*

El proceso de precalificación ya se ha aprobado, y el sistema total proporciona 15 MW de PFCR. Con un sistema de “solo batería” una capacidad de la batería de aproximadamente 20-22MWh hubiera sido necesaria. En el caso de la instalación de SWB se había instalado una capacidad utilizable de aproximadamente de 12MWh, con un enorme ahorro de costes.

Además del diseño híbrido único del sistema de almacenamiento, el proyecto cuenta con otras especialidades:

1. En primer lugar, la situación es que la instalación está directamente al lado de una central eléctrica convencional que también es operada por SWB. Debido a este hecho SWB decidió integrar la planta de energía en la estrategia de funcionamiento del sistema de baterías, a saber, establecer la estrategia de recarga solicitada en caso de que la batería este en una situación de un SOC (Estado de Carga) bajo. La energía será proporcionada directamente a la batería por la central eléctrica convencional.
2. En segundo lugar, la plena integración del sistema de almacenamiento híbrido en el sistema SCADA existente que controla a día de hoy la central eléctrica convencional y el sistema de almacenamiento híbrido. La interfaz de usuario se muestra en la figura 7. Una vez más, se puede ver el acoplamiento del sector eléctrico y de la energía térmica. En el lado izquierdo la central eléctrica convencional se ilustra con caldera, turbina y generador, en el centro el sistema híbrido está ilustrado por transformadores, convertidores, batería y sistema P2H, en el lado derecho el sistema térmico está representado por el sistema térmico y la red de calefacción urbana de distrito
3. En tercer lugar, se encuentran la red de calefacción urbana existente y el almacenamiento térmico con una capacidad de 250MWh. Este es el caso de uso para el calor generado dentro del sistema de almacenamiento híbrido debe cumplir con los requisitos de TSO. El sistema ayudará en el futuro a estabilizar la red de energía eléctrica y, al mismo tiempo, a proporcionar calor a la ciudad de Bremen.

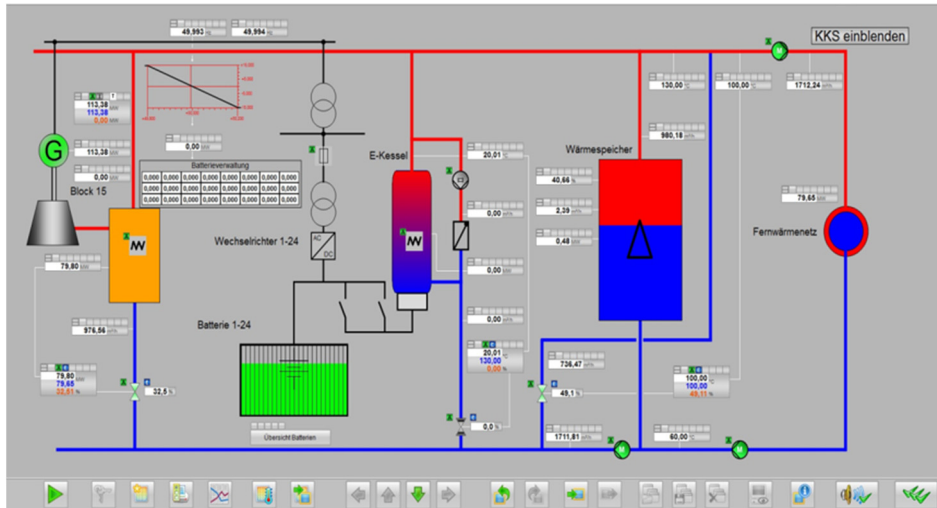


Figura 7. Interfaz de usuario del sistema SCADA realizado.

## Investigaciones / siguientes pasos

Debido a la singularidad y el potencial económico de este enfoque, el proyecto en Bremen está integrado en un proyecto de investigación financiado junto con el "Instituto DLR de Sistemas de Energía en Red" alemán ubicado en Oldenburg. El instituto llevará a cabo nuevas investigaciones sobre el potencial económico, así como sobre estrategias de control optimizadas en cooperación con SWB y AEG PS. AEG PS invertirá aún más en mejoras técnicas para los sistemas de conversión de energía incluido el dispositivo de conmutación. Durante el proyecto de investigación se debatirán aspectos complementarios, jurídicos y reglamentarios y su impacto en la eficiencia económica.

## CONCLUSIÓN

Con el enfoque de formar un sistema de almacenamiento de energía híbrido utilizando un almacenamiento de energía de la batería y un sistema P2H, la capacidad necesaria de la batería para cumplir con los requisitos de TSO puede reducirse en casi un 50% y la eficiencia económica se incrementa significativamente. Con el diseño del sistema desarrollado y la decisión de acoplar ambos sistemas en el lado de DC, el ahorro adicional de costos puede lograrse utilizando todos los elementos necesarios para conectar ambos subsistemas a una red de AC. Todos los interruptores de conmutación, transformadores y el propio sistema de conversión de energía no necesitan duplicarse. Esta instalación a "Escala de Utility" finalizada en Bremen está recibiendo continuamente una gran atención de las empresas del sector e inversores europeos.

Además de la provisión de PFCR, la instalación también se puede utilizar en el mercado de control secundario de reserva. Otro enfoque interesante que actualmente se discute con clientes potenciales en Alemania y otros países, es utilizar la misma configuración del sistema, pero en una escala más pequeña, en el entorno de las medianas y grandes empresas. Actualmente muchas plantas industriales tienen una alta demanda de energía eléctrica y térmica y tienen su propia red local de electricidad y calor. En tales casos, el enfoque presentado se puede aplicar con el objetivo de reducir los costos anuales generales de la energía eléctrica y térmica, especialmente porque el diseño del sistema es altamente flexible. Estas instalaciones eficientes se pueden llevar a cabo a partir de una potencia nominal de 750kW, las conexiones de red de AC pueden ser en baja o media tensión (LV y MV), la tecnología de la batería y la capacidad se pueden definir individualmente, así como el parámetro del sistema P2H (presión y niveles de temperatura).

# ANÁLISIS DE ESCALABILIDAD Y REPLICABILIDAD EN EL PROYECTO EUROPEO INTEGRID

**Sergio Potenciano Menci**, Investigador, Austrian Institute of Technology (AIT)

**Julien Le Baut**, Investigador, Austrian Institute of Technology (AIT)

**Javier Matanza**, Profesor Colaborador Asistente, Instituto Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

**Gregorio López**, Profesor Colaborador Asistente, Instituto Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

**Rafael Cossent**, Investigador, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

**Manuel Pio**, Investigador, EDP CNET

**Resumen:** Esta comunicación presenta una metodología, desarrollada en el proyecto H2020 InteGrid, que permite el análisis de escalabilidad de las infraestructuras TIC para *Smart Grids*. Dicha metodología se basa en SGAM, permitiendo un análisis estandarizado y su replicabilidad. La primera fase consta de un análisis cualitativo que identifica posibles limitaciones en una infraestructura TIC; en la segunda se hace un análisis cuantitativo de los elementos críticos identificados en la primera. El artículo muestra los resultados en el piloto esloveno desarrollado en el proyecto InteGrid, que combina un sistema de semáforos para la validación de productos de flexibilidad y una VPP comercial que ofrece productos terciarios a través de agregación local.

**Palabras clave:** Escalabilidad, Flexibilidad, Modelado, Replicabilidad, Simulación, Smart Grid Architectural Model (SGAM), Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC)

## INTRODUCCIÓN

Esta comunicación presenta resumidamente parte del trabajo desarrollado en el proyecto europeo InteGrid [1], financiado dentro del programa H2020, sobre escalabilidad y replicabilidad de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) para *Smart Grids*. Los principales objetivos del proyecto InteGrid son:

- Investigar el papel de la distribuidora eléctrica como optimizador del sistema y facilitador de mercado.
- Integrar diferentes actividades de demostración desplegadas en tres regiones europeas diferentes, concretamente Portugal, Eslovenia y Suecia.

En el proyecto InteGrid se utiliza un enfoque basado en *clusters* que permite tener un marco común para analizar aspectos relativos a la escalabilidad de la infraestructura TIC. Estos *clusters* recopilan parte de la información y características de los pilotos del proyecto.

Este artículo presenta la metodología propuesta en el proyecto InteGrid para análisis de escalabilidad. Esta metodología se basa en el *Smart Grid Architectural Model* (SGAM), que, al tratarse de un modelo estándar, facilita también la realización de análisis de replicabilidad. Además, este artículo ilustra el funcionamiento de la metodología propuesta aplicándolo al piloto esloveno, que combina un sistema de semáforos para la validación de productos de flexibilidad y una *Virtual Power Plant* (VPP) comercial que ofrece productos terciarios a través de agregación local.

El resto del artículo está estructurado de la siguiente manera. La sección 2 presenta una visión general de la metodología propuesta que, a grandes rasgos, consta de dos fases: una cualitativa y una cuantitativa. La sección 3 resume cómo se aplica la fase cualitativa al piloto esloveno. La sección 4 presenta resumidamente parte del análisis cuantitativo llevado a cabo para dicho piloto. Por último, la sección 5 presenta las principales conclusiones del artículo, así como trabajos futuros.

## METODOLOGÍA PROPUESTA

La Figura 1 muestra una visión general de la metodología propuesta. Como ya se ha comentado, se compone de una fase cualitativa y una cuantitativa. La fase cualitativa se compone a su vez de 2 etapas. En la primera se particulariza el modelo SGAM para el *cluster* en cuestión (la Figura 2 muestra el modelo SGAM para el *cluster* 3 del proyecto InteGrid). Una vez hecho esto, se realiza una clasificación de atributos agrupados por categorías mediante la realización de encuestas a los actores involucrados. En estas encuestas, los actores expresan su interés en los diferentes atributos y dichos intereses se ponderan de manera independiente para acabar decidiendo aquellos que se van a estudiar más en detalle. A continuación, se identifican y caracterizan los nodos y los enlaces del modelo SGAM relacionados con

dichos parámetros. Los actores involucrados puntúan de nuevo estos elementos y estas puntuaciones vuelven a ponderarse de manera independiente para decidir los elementos críticos, que se analizarán cuantitativamente.

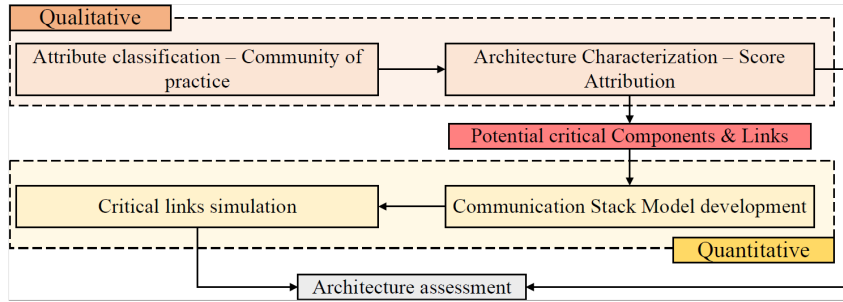


Figura 1. Visión general de la metodología propuesta.

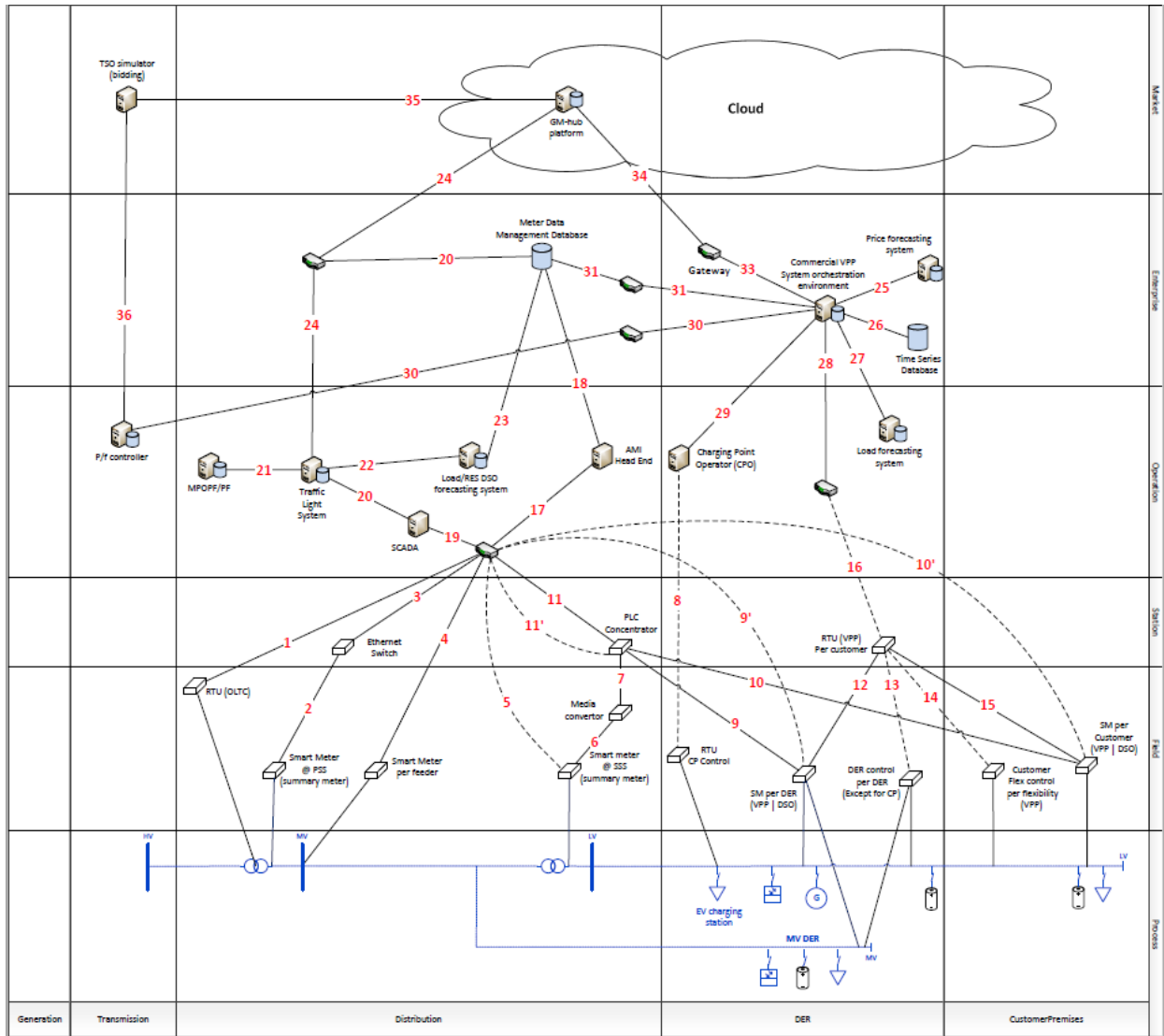


Figura 2. SGAM del cluster 3 – Piloto esloveno.

En la fase cuantitativa, en primer lugar, se caracteriza la torre de protocolos involucrada y se modela el escenario en cuestión para, a continuación, llevar a cabo simulaciones de estrés. Los resultados de dichas simulaciones permitirán saber si la infraestructura bajo estudio efectivamente escala o si, por el contrario, haría falta actualizarla para garantizar su correcto funcionamiento en escenarios futuros, con la correspondiente inversión asociada.

## ANÁLISIS CUALITATIVO

Los actores involucrados en el *cluster 3* son: la distribuidora eléctrica (Elektro Ljubljana), el agregador (Cybergrid), el proveedor de *Cloud* (SAP) y proveedores de distintos servicios (INESC-Tec y AIT). Las categorías en las que se agrupan los atributos son: fiabilidad (5 atributos), recursos computacionales (4 atributos) y manejabilidad (4 atributos). Las puntuaciones de estos actores sobre los atributos agrupados por categoría con respecto a los enlaces resultan en la gráfica mostrada en la Figura 3. Para ver a qué enlace corresponden los diferentes identificadores mostrados en la Figura 3 puede consultar la Figura 2. La Figura 3 permite identificar visualmente los cuellos de botella de la infraestructura TIC (aquellos enlaces con puntuaciones bajas).

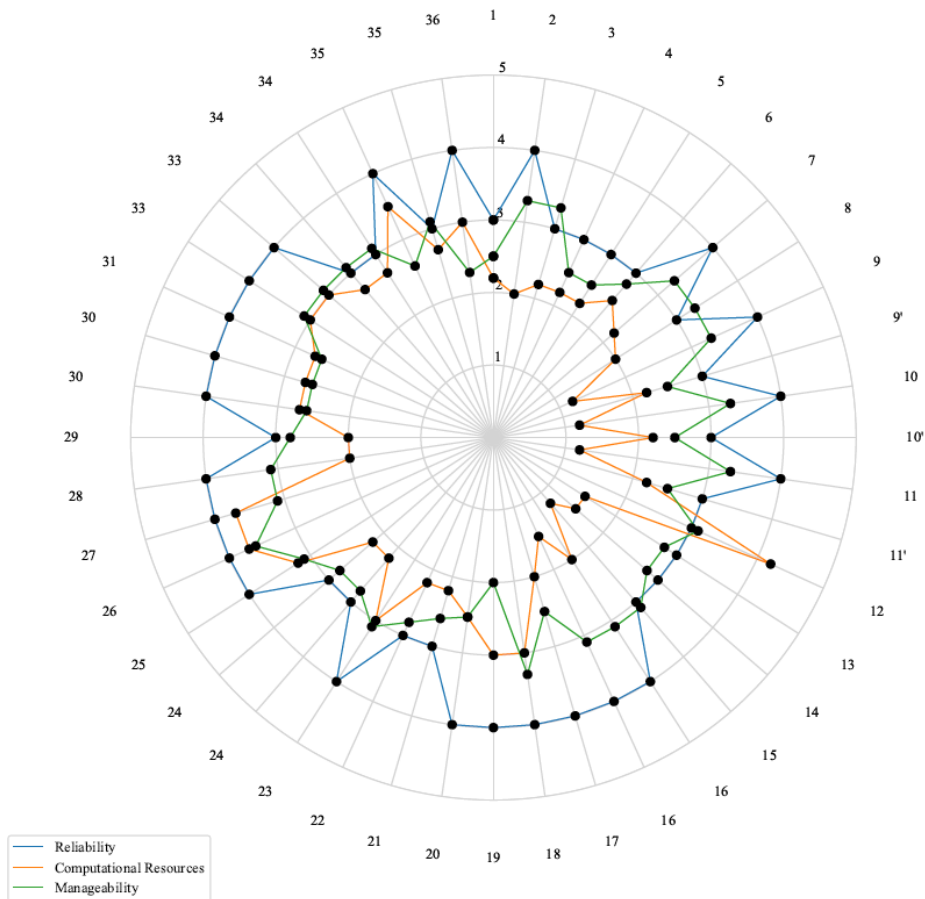


Figura 3. Resultados del análisis cualitativo para todos los componentes del cluster 3 (ver Figura 2) y para las 3 categorías consideradas: fiabilidad, recursos computacionales, gestiónabilidad.

Concretamente, en este caso los enlaces críticos serían:

- 3: *Smart meter* de la subestación primaria a través de *Ethernet switch* hacia el *backbone* de la distribuidora. Tecnología: fibra óptica
- 4: *Smart meter* del *feeder* hacia el *backbone* de la distribuidora. Tecnología: fibra óptica
- 7: *Smart meter* de la subestación secundaria a través del concentrador de datos hacia el *backbone* de la distribuidora. Tecnología: fibra óptica

- 11: concentrador de datos a *backbone* de la distribuidora. Tecnología: PLC-G3
- 11': concentrador de datos a *backbone* de la distribuidora. Tecnología: GPRS
- 9-10: *Smart meters* a concentrador de datos. Tecnología: PLC-G3
- 9'-10': *Smart meters* a *backbone* de la distribuidora. Tecnología: GPRS

## ANÁLISIS CUANTITATIVO

Para el análisis cuantitativo es muy útil el uso de simulaciones, ya que suponen una herramienta flexible y de bajo coste para evaluar la escalabilidad de una infraestructura. En el caso de las *Smart Grids*, la infraestructura eléctrica y la TIC están relacionadas, habiendo diferentes enfoques en la literatura para modelar dicha relación [2]. Estos diferentes enfoques pueden dividirse en 3 grandes grupos:

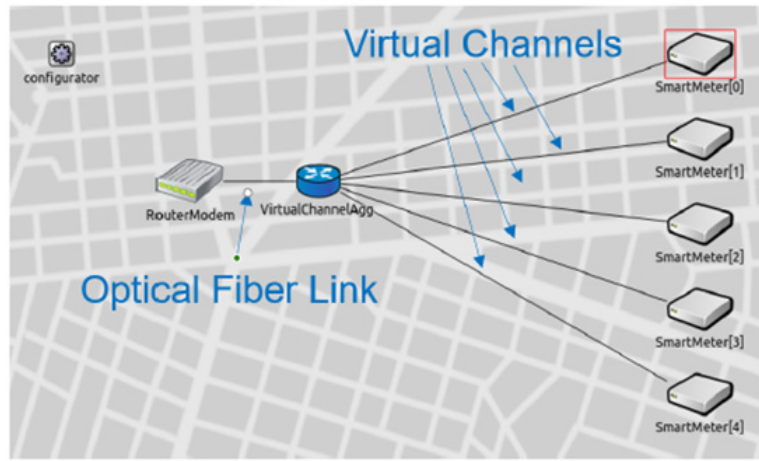
- Simulaciones desacopladas, que se centran sólo en la parte eléctrica o en la TIC, pero considerando aspectos de la parte complementaria.
- Simulaciones monolíticas, en las que se abordan tanto la parte eléctrica como la TIC en un único simulador.
- Co-simulaciones, en las que se ejecutan simulaciones para cada parte en paralelo, habiendo un mecanismo de coordinación entre ellas. Este mecanismo puede ser no estándar (p.ej., memoria compartida, *pipes*, *sockets*) o estándar, destacando en esta categoría *Funcional Mockup Interface* (FMI) y *High Level Architecture* (HLA).

El análisis cuantitativo llevado a cabo en el proyecto InteGrid se basa en simulaciones desacopladas, ya que se pretende evaluar el rendimiento de determinados elementos de la infraestructura TIC identificados como críticos en la fase cualitativa de la metodología, que considera aspectos relacionados con la infraestructura eléctrica. Concretamente, estas simulaciones se realizarán con el conocido simulador de redes OMNeT++.

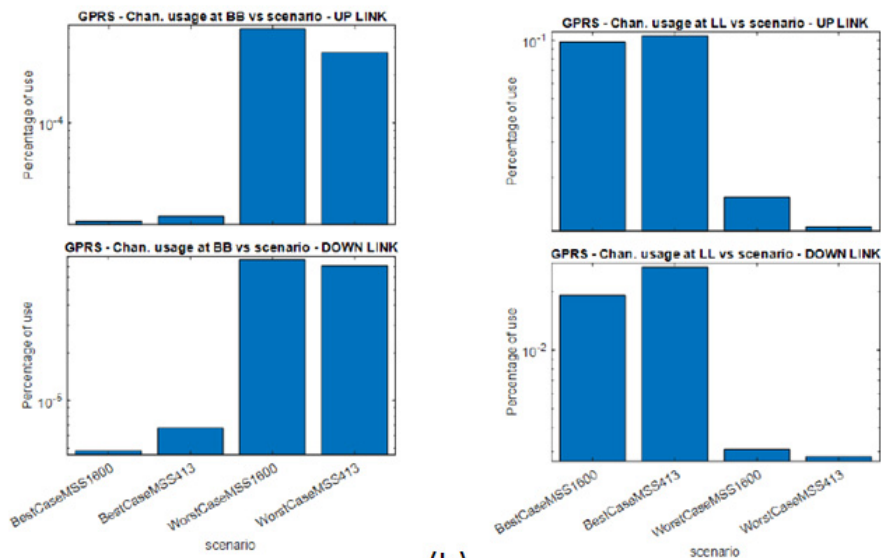
Debido a la limitación de extensión, en este artículo sólo se van a comentar los resultados obtenidos para el enlace 11', que conecta el concentrador de datos con el *backbone* de la distribuidora mediante GPRS. La Figura 4 (a) muestra la topología de red simulada en OMNeT++, donde cada uno de los canales de GPRS se ha modelado como un canal virtual dedicado. La Figura 4 (b) muestra los resultados obtenidos. Esta figura muestra el porcentaje de uso del canal en diferentes situaciones (peor y mejor caso). Puede apreciarse que en el *backbone* la fibra óptica puede gestionar sin problema el tráfico agregado de los *smart meters*, por lo que no es necesario una ampliación de la infraestructura. Se observa que es así incluso en el peor caso (mayor cantidad de nodos – 1000 – y mayor frecuencia de interrogación – 1 vez/segundo). Conviene destacar que se asume que la infraestructura celular es dedicada. En el caso de que no lo fuera, los resultados obtenidos serían interesantes para estimar el uso de recursos que le supondría al operador de telecomunicaciones ofrecer este servicio a la distribuidora eléctrica.

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El análisis de escalabilidad y replicabilidad representa un tema que está ganando interés para los diferentes actores europeos involucrados en la Smart Grid. Este artículo presenta la metodología propuesta en el proyecto H2020 InteGrid para evaluar la escalabilidad de infraestructuras TIC. Dado que la metodología propuesta se basa en el modelo estándar SGAM, también favorece la realización de estudios de replicabilidad. La metodología se basa en una fase cualitativa y otra cuantitativa. El principal resultado de la cualitativa son gráficas que permiten identificar visualmente los elementos críticos de la infraestructura bajo estudio, pudiendo hacerse incluso automáticamente, lo que se plantea como trabajo futuro. En la fase cuantitativa se llevan a cabo simulaciones de estrés para estimar si la infraestructura en cuestión está preparada para escenarios futuros o si, por el contrario, será necesario actualizarla, con la consecuente inversión asociada. El funcionamiento de la metodología propuesta se ilustra para el demostrador esloveno del proyecto InteGrid, que combina un sistema de semáforos para la validación de productos de flexibilidad y una *Virtual Power Plant* (VPP) comercial que ofrece productos terciarios a través de agregación local. En la fase cualitativa se identifican los elementos críticos para este caso. Debido a la limitación de extensión del artículo, se muestran sólo los resultados de la fase cuantitativa para uno de los enlaces identificados como críticos, no observándose problemas de escalabilidad.



(a)



(b)

Figura 4. (a) Escenario considerado; (b) Resumen de los resultados obtenidos.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Comisión Europea a través del proyecto H2020 InteGrid. Los autores quieren agradecer al resto de socios del consorcio el apoyo prestado.

## REFERENCIAS

- [1] Página web del Proyecto InteGrid: <https://integrid-h2020.eu/>
- [2] K. Mets, J. A. Ojea and C. Develder, "Combining Power and Communication Network Simulation for Cost-Effective Smart Grid Analysis," in IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 16, no. 3, pp. 1771-1796, Third Quarter 2014.
- [3] Francis, P. & Petit, C., 1976, Volcanoes, Penguin Books Ltd, Harmondsworth.
- [3] Página web de OMNeT++: <https://omnetpp.org/>

# INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS EN CENTRALES TÉRMICAS; CONCEPTUALIZACIÓN, MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN PARA UNA OPERACIÓN INTELIGENTE CON ENERGÍAS RENOVABLES

Leonidas Sayas, Gerente de Supervisión de Electricidad, OSINERGMIN

**Resumen:** La generación con recursos energéticos renovables no convencionales (RERNC), trae consigo el aumento de intermitencia en el sistema eléctrico. El sistema requiere centrales más flexibles capaces de reaccionar ante las intermitencias. Los límites de flexibilidad son importantes en sistemas con alta penetración de renovables. Este artículo conceptualiza, modela y simula las inflexibilidades operativas (IO) utilizando software de programación Python. La simulación considera diferentes tecnologías de generación térmica tomando como referencia los parámetros de IO propuesto por la Federal Energy Regulatory Commission. El programa se aplica a centrales térmicas del mercado eléctrico peruano que tienen una participación del más de 5% de RERNC.

**Palabras clave:** Energías Renovables, Inflexibilidades Operativas, Generadores Térmicos

## INTRODUCCIÓN

Muchos países persiguen objetivos ambiciosos en aumentar la generación a base de recursos energéticos renovables (RER), haciendo que incremente la participación de centrales de generación con RERNC en los sistemas de energía, trayendo consigo intermitencias en el despacho de energía eléctrica, estas intermitencias deben ser balanceadas por las centrales eléctricas convencionales, por lo tanto, las centrales de generación térmica tendrán que operar de manera más flexible.

Muchas instituciones internacionales evalúan problemas relacionados a la integración de RER no convencionales con el sistema eléctrico. Una de ellas es la IAE (Internacional Energy Agency) quien introdujo la necesidad evaluar la flexibilidad del sistema Eléctrico (Chandler, 2011), por su parte, la German Association for Electrical, Electronic & Information Technologies (VDE), evaluó el impacto de las energías renovables en la carga residual y concluyó que es necesario la instalación de centrales de generación flexible (Brauner et. al., 2012). La European Plant Suppliers Association (epps), destacó los crecientes desafíos debido al nuevo papel de las centrales térmicas en un sistema de generación con RERNC. (Clerens et. al., 2015). La International Renewable Energy Agency (IRENA) declara la necesidad de rediseñar los mercados de electricidad para integrar todos los recursos disponibles, recompensar la flexibilidad y promover la inversión a largo plazo, además existen estudios técnicos y estrategias para aumentar la flexibilidad de centrales de generación térmicas (Richter et al, 2019)

El Perú promueve la inversión de generación eléctrica RER mediante un mecanismo de mercado basado en subastas para su adjudicación, en la actualidad tiene una participación del más de 5% y se espera que para el 2040 cuente con una matriz energética diversificada, con una participación de al menos 20% de RERNC. La inmersión de este tipo de generación en el mercado peruano trajo consigo retos para hacer frente a la intermitencia e incertidumbre propias de las RERNC, además se busca integrar la generación convencional con las RERNC.

Esta comunicación describe la necesidad general de conceptualizar, modelar y simular las IO de las centrales térmicas para una operación más dinámica de las mismas y de esta forma afrontar con éxito el futuro mercado energético peruano con altas tasas de RERNC siguiendo las prácticas y políticas internacionales en beneficio de mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente.

## REVISIÓN DE LITERATURA ESPECIALIZADA

Los parámetros técnicos de una central dependen mucho del lugar donde se encuentre, por lo tanto, el primer paso siempre debe incluir un estudio de ingeniería para una central eléctrica en particular. Con base en el análisis de los datos de las entrevistas realizadas en (Ruppert, 2015), las barreras más relevantes para cada parámetro de inflexibilidad se han identificado y resumido en la tabla 1.

La rampa de carga requiere de mantenimientos programados, incrementar su operación conlleva a la reducción de vida útil de la unidad generadora por lo tanto sus restricciones son económicas. La operación a potencia mínima es



requerida para el control secundario de potencia, aunque dicha operación no tiene límites técnicos ni económicos esta condicionado por el control secundario de potencia.

La potencia mínima de un generador está limitada por el diseño de la maquina prima del generador por lo tanto la primera limitante para la potencia mínima son limitaciones técnicas. Además, la segunda barrera son los costos de operación y mantenimiento.

parámetro de flexibilidad	Barreras para incrementar la flexibilidad				
	Razón técnica	Costos (desgaste de vida útil)	Costos (servicio de O&M)	Costos de combustible	Usos secundarios
Rampa de carga		(X)	X		
Potencia Mínima (Pm)					X
Tiempo de Arranque	X	(X)	(X)		
Tiempo mínimo de operación				X	(X)
tiempo mínimo de apagado	X				
numero de arranques		(X)	X		

X = barrera primaria, (X) = Barrera secundaria

Tabla I. Barreras relevantes para una mayor flexibilidad (Ruppert, 2015).

El estrés térmico se produce debido a la dinámica del cambio de carga. Las altas tasas de rampa conducen a mayor estrés térmico, especialmente en componentes de plantas que tienen paredes gruesas, las plantas de carbón son las que más sufren de este fenómeno. Las plantas de ciclo combinado se ven menos afectados debido a una mayor calidad de control de la entrada de calor. Debemos destacar que en las centrales de ciclo combinado es el sobrecalentador quien sufre de mayor estrés térmico. El estrés térmico del rotor de la turbina se genera por la diferencia de temperatura que puede existir entre la superficie del rotor y el centro del rotor. Este fenómeno es la principal limitante en el tiempo de arranque, no controlar el estrés térmico conlleva a la reducción de la vida útil del generador.

Desde una perspectiva técnica el tiempo mínimo de operación podría ser tan corto como unos pocos minutos, pero el esfuerzo térmico y el esfuerzo mecánico sufrido al momento de arrancar la unidad conllevan a la reducción de la vida útil del generador sumándole a esto los costos de arranque y probablemente las obligaciones de entrega (usos secundarios) son consideraciones razonables que limitan este parámetro (Ruppert, 2015). Por lo tanto las limitaciones del mínimo de operación son principalmente económicas.

## Parámetros típicos de flexibilidad en el estado de arte.

La flexibilidad de las unidades de generación se describe mediante diferentes parámetros. A nivel del sistema eléctrico, se describe por la capacidad de responder rápidamente a grandes fluctuaciones de energía en la demanda u oferta (Chandler, 2011). Con respecto a la flexibilidad de la generación de electricidad en centrales térmicas, estas son:

- Tasa de rampa [%Pn / min], describe la capacidad de aumentar o disminuir la producción de electricidad.
- Potencia Mínima [%Pn], describe la potencia mínima de operación.
- Tiempo de Arranque [h], describe la rapidez con que una planta puede arrancar hasta la conexión de la red.
- El tiempo mínimo de operación [h], describe el periodo de tiempo que una planta tiene que operar después del arranque.
- Tiempo mínimo entre arranque [h], describe el periodo de tiempo requerido entre el pagado y el arranque.
- Número de arranques, describe el número máximo de inicios permitidos en un período de tiempo

En Estados Unidos la PJM ha determinado, los parámetros de IO específicos por cada tecnología de generación (PJM, 2016).

Clasificación por tecnología	Tiempo Mínimo entre Arranques (Hrs)	Tiempo Mínimo de Operación (Hrs)	Tiempo de arranque		
			Caliente Hrs.	Tibio Hrs.	Frio Hrs.
Diesel	0.6	1	0.1	0.1	0.1
Ciclo abierto	1.25	2	0.25	0.25	0.25
Central Ciclo Combinado	3.5	4	0.5	0.5	0.5
Biomasa	8	4	4	6	10
Central a Vapor	8	8	4	6	10

Tabla II. Parámetros de IO aceptados por unidad específica (PJM, 2016).

## METODOLOGÍA

Los parámetros de inflexibilidades operativas tienen dos enfoques: aquellas donde las barreras principales para aumentar la flexibilidad son restricciones técnicas (tiempo de arranque, potencia mínima) y aquellas donde las barreras principales para aumentar la flexibilidad son restricciones económicas (rampa de carga, rampa de descarga, tiempo mínimo de operación y tiempo mínimo de apagado). Los parámetros limitados por restricciones técnicas son verificables durante la operación en tiempo real, mientras que los parámetros limitados por restricciones económicas no son verificables en tiempo real, sino que se tienen que realizar estudios de costo/beneficio al momento de ajustar estos parámetros. (Ruppert, 2015). Como parte de la metodología usada se ha visto conveniente reestructurar los parámetros de inflexibilidades en:

- Tiempo de arranque (TA): intervalo de tiempo, medido en hora, desde el inicio efectivo de la secuencia de arranque de la unidad de generación hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema.
- Tiempo mínimo de operación (TMO): intervalo de tiempo medido en horas, referido al tiempo que una unidad de generación debe operar de forma continua, desde el momento que la unidad entra en sincronismo con el sistema hasta el momento que sale de servicio.
- Tiempo mínimo entre arranque (TMA): intervalo de tiempo medido en horas, referido al tiempo medido desde que la unidad de generación sale de servicio y la próxima vez que la unidad de generación se pone en sincronismo con el sistema.
- Potencia mínima (PM): potencia mínima que puede generar una Unidad de Generación en condiciones de operación Normal

En la Ilustración 1 se muestra un esquema grafico que representa las inflexibilidades operativas de una central de generación.

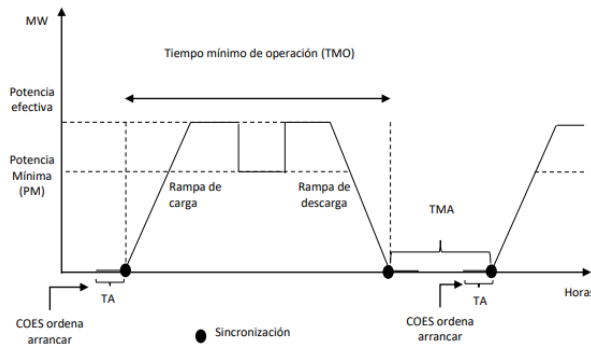


Figura 1. Inflexibilidades operativas de una central de generación. (Fuente: Osinergmin).

## MODELADO

### Modelado del tiempo de arranque (TA)

Para el modelado del tiempo de arranque de las centrales térmicas se ha considerado las instrucciones de operación y la secuencia de ejecución de las acciones de arranque. Las centrales de generación térmica cuentan con gobernadores que controlan la operación de la turbina (temperatura, presión, velocidad, etc.), ajustando los parámetros de operación para no producir daños por estrés térmico y vibraciones (BANASZKIEWICZ, 2014).

#### **Tiempo de arranque en centrales térmicas de Vapor y Biomasa**

El modelado del arranque de las centrales térmicas de vapor y biomasa se considera desde el momento de encendido de la caldera. luego se alcanzan los parámetros de presión y temperatura del vapor sobre calentado. Para aproximar a la función de saturación de temperatura se ha visto conveniente linealizar en 5 segmentos. Una vez alcanzada los valores nominales de presión y temperatura, se inicia con el proceso del rodaje de la turbina. considerando dos paradas (en 500 rpm y 1000 rpm) de aproximadamente 10 minutos para el barrido de gases. Una vez llegada a los 3600 rpm se procede con el sincronismo de la maquina con el sistema de potencia.

$$TA_{frio} = \frac{T_n - 500}{\Delta T_5} + \frac{500 - 400}{\Delta T_4} + \frac{400 - 300}{\Delta T_3} + \frac{300 - 200}{\Delta T_2} + \frac{200}{\Delta T_1} + \frac{N}{a} + 2 * t_{bg}$$

Cabe destacar que en la práctica los arranques se clasifican de la siguiente manera:

- Arranque en frío:  $T_0 < 320 \text{ }^\circ\text{C}$  o cuando la caldera estaba inactiva más de 48 h
- Arranque en tibio:  $320 < T_0 < 430 \text{ }^\circ\text{C}$  o cuando a caldera estaba inactiva entre 8 y 48 horas
- Arranque en Caliente:  $T_0 > 430 \text{ }^\circ\text{C}$  o cuando la caldera estaba inactiva amenos de 48 horas.

A continuación, se brinda los cálculos más detallados para cada uno de los arranques faltantes:

$$TA_{tibio} = \frac{T_n - 500}{\Delta T_5} + \frac{500 - 400}{\Delta T_4} + \frac{400 - 320}{\Delta T_3} + \frac{N}{a} + 2 * t_{bg}$$

$$TA_{caliente} = \frac{T_n - 500}{\Delta T_5} + \frac{500 - 430}{\Delta T_4} + \frac{N}{a} + 2 * t_{bg}$$

**TA:** tiempo de arranque [min]  
**T<sub>n</sub>:** Temperatura Nominal [°C]  
**ΔT<sub>i</sub>:** Variación de temperatura [°C/min]  
**N:** Velocidad Nominal de la turbina [rpm]  
**a:** Aceleración de la turbina [rpm<sup>2</sup>]

#### Tiempo de arranque en las centrales de ciclo combinado y ciclo simple:

Para el modelado del tiempo de arranque de las centrales de ciclo combinado, se consideran que todos los sistemas auxiliares se encuentran operativos y se cuenta desde el momento que empieza a girar el compresor de aire. Se calcula la presión en la entrada de la cámara de combustión utilizando la siguiente formula:

$$P_2 = rc * P_1$$

Y teniendo el incremento de presión ( $\Delta P$ ) se calcula el tiempo en llegar a sus valores nominales para proceder con el rodaje de la turbina. teniendo en cuenta el tiempo para el barrido de gases cuando la turbina alcanza los 800 rpm. Entonces el tiempo de arranque (TA) de la turbina cuando funciona en ciclo simple es representada mediante:

$$TA = \frac{P_2}{\Delta P} + \frac{N}{a} + t_{bg}$$

- $P_2$ : presión a la salida del compresor.
- $\Delta P$ : variación incremental de presión en el compresor
- $N$ : velocidad de la turbina de gas
- $a$ : aceleración de la turbina de gas.
- $t_{bg}$ : tiempo de barrido de gases

Para calcular el Tiempo de arranque en centrales de ciclo combinado se tendría que añadir el tiempo que demora la caldera de recuperación de calor en hacer que el vapor llegue a los valores nominales de presión y el tiempo que ruede la turbina de vapor de la central de ciclo combinado, esto se representa de la siguiente forma.

$$TA = \frac{P_2}{\Delta P} + \frac{N}{a} + t_{bg} + \frac{T_n}{\Delta T} + \frac{N_{tv}}{a_v} + t_{bv}$$

#### Tiempo de arranque en centrales de ciclo Diesel

Las centrales de ciclo Diesel tienen como fuente mecánica prima un motor de combustión interna, para modelar este motor se a utilizado se a utilizado la siguiente formula:

$$TA = \frac{N}{a}$$

- $N$ : velocidad de operación nominal.
- $A$ : aceleración

### Modelado del tiempo mínimo de operación (TMO)

El tiempo mínimo de operación es considerada cuando se empieza a incrementar la potencia en las centrales de generación, una vez alcanzada la potencia efectiva se debe considerar un tiempo de operación antes de reducir la carga. Dicho tiempo de operación resulta de un análisis económico (Ruppert, 2015). Debido a que el presente trabajo de investigación no realiza dicho análisis, se toma como referencia los valores propuestos por la FERC (PJM, 2016):

$$TMO = \frac{2P_e}{tc + rc} + t_f$$

- **TMO:** tiempo mínimo de operación.
- **tc:** toma de carga
- **rc:** reducción de carga
- **t<sub>f</sub>:** tiempo de propuesta de la FERC.

La fórmula planteada es aplicable para las cinco tecnologías que se están planteando en el presente trabajo.

## Modelado del tiempo mínimo entre arranque

Una vez que la reducción de carga llega a cero comienza el modelado del tiempo mínimo entre arranque. Cuando el generador deja de producir energía eléctrica, aun existen componentes en funcionamiento como la turbina que un se encuentra girando, entonces es necesario detener la turbina, además el tiempo mínimo de operación, el tiempo mínimo entre arranques esta directamente relacionado con restricciones económicas.

$$TMA = \frac{N}{d} + t_j$$

- **TMA:** Tiempo mínimo entre arranque.
- **d:** desaceleración de la turbina.
- **t<sub>j</sub>:** tiempo de propuesta de la FERC

## RESULTADOS

Los principales resultados del trabajo son la obtención de IO de los diferentes tipos de generación térmica a partir de parámetros típicos de cada central en particular utilizando el lenguaje de programación python, además estos parámetros son comparados con los valores propuestos por la FERC, además advierte si los parámetros obtenidos excedieron a los propuestos

En la figura 2 (izquierda) se observa los datos de operación y los resultados en una central de vapor, a si mismo en la figura 2 (derecha), se observa el esquema y la secuencia de operación modelada de acuerdo a los parámetros de operación, para cada uno de los diferentes tipos de arranque.

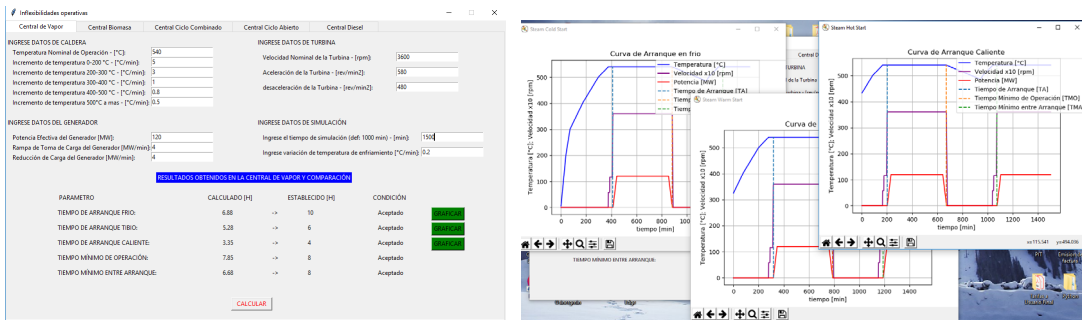


Figura 2. Datos, resultados y esquema de una central de vapor.

En la figura 3 (izquierda) se observan los datos de operación y los resultados en una central de ciclo combinado, mientras que en la figura 3 (derecha) se observa el esquema y la secuencia de operación modelada de acuerdo a los parámetros de operación para una central de ciclo combinado.

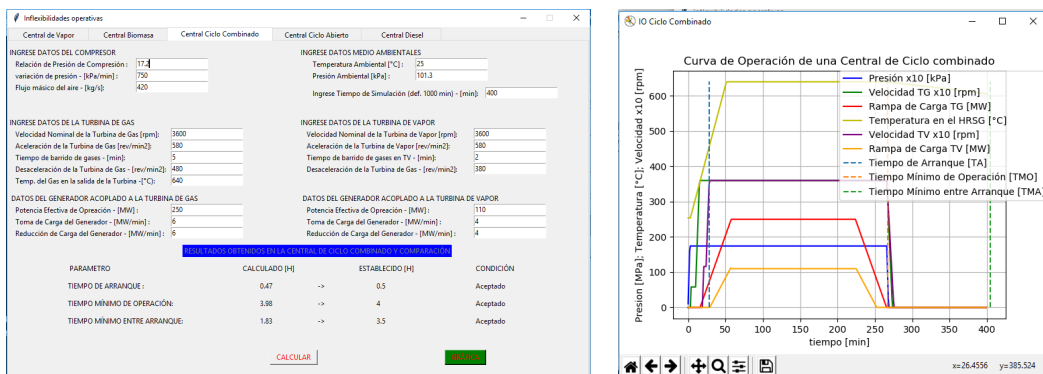


Figura 3. Datos, resultados y esquema de operación de una central de ciclo combinado.

En la figura 4 (izquierda) se observa los datos de operación y los resultados en una central de ciclo abierto, mientras que en la figura 4 (derecha) se observa el esquema y la secuencia de operación modelada de acuerdo a los parámetros de operación para una central de ciclo abierto.

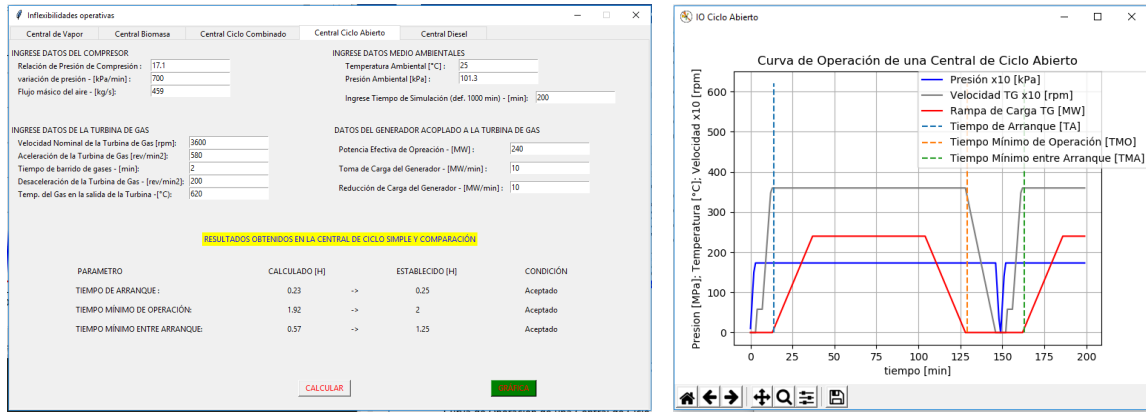


Figura 4. Esquema de operación en una central de ciclo abierto.

## CONCLUSIONES

La presente comunicación resalta aspectos básicos de la necesidad de modelar y simular las inflexibilidades operativas con la finalidad de analizar y entender el comportamiento operacional de cada tecnología de generación térmica. Donde muchos parámetros de IO están limitados a consideraciones técnicas y económicas. En los parámetros de IO con consideraciones económicas se utilizó el modelo propuesto por la FERC. Ciertas tecnologías de generación son inherentemente más inflexibles que otras; sin embargo, las tecnologías más antiguas y menos flexibles se pueden mejorar mediante modernizaciones.

El modelo y la simulación desarrollado en Python nos permite evaluar la integración de la generación con RERCN y la generación térmica de tal manera se tome una decisión ante intermitencias producidas por la generación mediante RERCN optando por aquellas centrales que presenten menores parámetros de IO. El mercado eléctrico peruano cuenta con más del 5% RERCN por lo que se busca integrar de mejor manera posible la generación energética.

## REFERENCIAS

- BANASZKIEWICZ, M. (2014). Steam turbines start-ups. Gdańsk, Poland: Polish Academy of Sciences.
- Chandler, H. (2011). Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge. International Energy Agency (IEA).
- Decai, L., Yukun, H., Dacheng, L., & Jihong, W. (2019). Combined-cycle gas turbine power plant integration with cascaded latent.
- Matsumura, J., Nigawara, S., Urushidani, H., & Matsumoto, H. (1985). STEAM TURBINE START UP METHOD BASED ON PREDICTIVE MONITORING AND CONTROL OF THERMAL STRESSES. Ibaraki - Japon: Hitachi Ltd.
- Meinke, S. (2012). Modellierung thermischer Kraftwerke vor dem Hintergrund steigender Dynamikanforderungen aufgrund zunehmender Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung. Universität Rostock.
- PJM. (2016). Unit-Specific Minimum Operating Parameters for Capacity Performance and Base Capacity Resources. pjm.
- Richter et al. (2019). Improving the load flexibility of coal-fired power plants by the integration of. Germany: University of Duisburg-Essen.
- Ruppert, H. (2015). Barriers to Increased Flexibility of Thermal Power Plants. Loughborough: Loughborough University.
- Woodruff, E., Lammers, H., & Lammers, T. (s.f.). Steam Plant Operation.

# PLATAFORMA DE AGREGACIÓN DE CONSUMIDORES FINALES PARA PARTICIPAR EN MERCADOS ELÉCTRICOS

**Lucía Arcos Usero**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)  
**Dra. Noemi González Cobos**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)  
**Julio César Díaz Cabrera**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)  
**Dra. Marta García Pellicer**, Directora, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)  
**Dr. Alfredo Quijano López**, Profesor Titular, Universitat Politècnica de València (UPV)

**Resumen:** El balance entre generación y demanda para evitar inestabilidades en el sistema eléctrico supone uno de los retos principales de las Smart Grids. ITE ha implementado una herramienta tecnológica que permite la gestión de la respuesta de la demanda con el fin de participar en mercados energéticos a través de la agregación de consumidores domésticos. Esta participación se basa en ofrecer servicios de flexibilidad mediante gestión óptima de ESS a partir de incentivos económicos, aportando beneficio tanto técnico para el sistema basado en fuentes neutras en CO<sub>2</sub>, como económico para los consumidores. La herramienta forma parte de una plataforma para comercializadoras que quieran adquirir el rol de agregador o para agregadores independientes.

**Palabras clave:** Smart Grids, Respuesta de la Demanda, Flexibilidad, Almacenamiento Energético, Agregador

## INTRODUCCIÓN

En el sistema eléctrico, la potencia de los generadores debe ajustarse a la demandada (este término incluye las pérdidas), con el objetivo de evitar desviaciones en las condiciones de funcionamiento y consecuentemente problemas de estabilidad en la red. En sistemas basados en mercados eléctricos, como el español, estos ajustes se realizan mediante la variación de consignas de potencia, esta variación se denomina como “flexibilidad”.

Hasta ahora, los encargados de ofrecer servicios de flexibilidad al sistema eléctrico han sido en su mayoría generadores y grandes industrias, manteniéndose la mediana y pequeña demanda en un segundo plano y desaprovechándose por tanto la flexibilidad que esta puede aportar en determinados momentos como se indica en el “Clean Energy Package” [1]. Para lograr la incorporación de la demanda a los mercados eléctricos se necesitan dos aspectos fundamentales: por un lado, la agregación de un número considerable de consumidores para poder ofrecer suficiente potencia al sistema y en segundo lugar, un sistema consolidado que incentive la respuesta de la demanda permitiendo al usuario obtener un beneficio de su contribución a la flexibilidad.

A la figura encargada de gestionar a un grupo de consumidores, ofreciendo como conjunto dichos servicios de flexibilidad, se le denomina agregador. Para que dicha gestión sea efectiva, el agregador debe disponer de herramientas que le permitan estimar en cada momento la capacidad que puede ofrecer al sistema, de forma que tanto él como sus clientes obtengan un beneficio.

En este escenario, ITE ha desarrollado una herramienta tecnológica que permite realizar la gestión de la respuesta de la demanda para participar en mercados energéticos de flexibilidad. Para ello se ha diseñado una plataforma de agregación de consumidores domésticos mediante la herramienta de optimización YALMIP de MATLAB. Dicha plataforma permite incentivar la respuesta de la demanda mediante la bonificación por flexibilidad, método conocido como “Demand Bidding”, y realizar la gestión de la misma para utilizarla en mercados de ajuste generación-demanda.

## PLATAFORMA DE AGREGACIÓN

La plataforma desarrollada permitirá al agregador obtener información sobre la flexibilidad que los consumidores domésticos pueden aportar en base a una política de bonificaciones optimizada para posteriormente gestionar dicha flexibilidad en base a dos criterios: (i) minimizar el desequilibrio local entre demanda y generación, y (ii) maximizar su beneficio económico a través de ofertar al mercado.

A continuación, se describe en términos generales, el modo de funcionamiento de la plataforma desarrollada. En primer lugar, la plataforma procede a la definición de bonificaciones por provisión de flexibilidad utilizándose para ello la estrategia utilizada en [2] y [3]. Con este objetivo se generan X vectores con valores pertenecientes a unos rangos

determinados respecto de los precios de la energía del mercado diario para las 24 horas del día siguiente, generándose tantos vectores de bonificaciones horarias como se le especifiquen a la plataforma.

Estos vectores junto con los precios horarios del mercado diario son enviados al módulo de optimización del coste energético diario (módulo 1), el cual ejecuta la optimización del coste energético diario de cada usuario tantas veces como rangos de bonificaciones son enviados. Una vez la plataforma recibe información sobre la cantidad de flexibilidad que los usuarios están dispuestos a ofrecer para cada vector generado, esta plataforma registra el rango de bonificaciones que le permite maximizar la cantidad de flexibilidad total diaria para cada usuario.

Con esta información se activa el módulo de optimización de la gestión de flexibilidad de la plataforma (módulo 2). Este módulo basa su funcionamiento en la activación de la flexibilidad de los usuarios en tiempo real enviando para ello las bonificaciones necesarias, método ampliamente utilizado en el ámbito de la respuesta de la demanda [4]. Esta activación se produce siempre y cuando la plataforma obtiene un beneficio económico por la utilización de dicha flexibilidad agregada. Para ello el módulo de optimización de la gestión de flexibilidad de la plataforma necesita, además de la información obtenida a través del módulo de optimización del coste energético, recibir formación del mercado eléctrico [5] y de la energía consumida y generada real por los usuarios agregados.

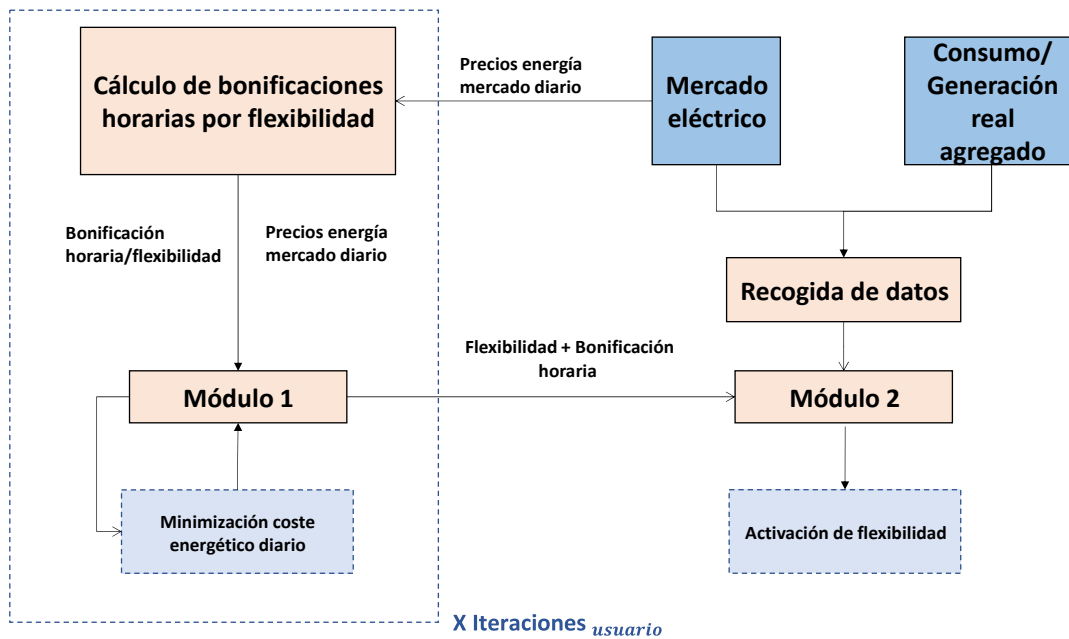


Figura 1. Estructura principal de la plataforma de agregación.

## Módulo 1 de la plataforma: Módulo de optimización del coste energético diario

Para cada usuario participante, el primer módulo optimiza su coste energético diario en base a unas bonificaciones definidas en el módulo del agregador,  $\beta_{t,w}$ , el precio de la energía  $\pi_t$ , información sobre su predicción de consumo y generación para el día siguiente y las características técnicas de los sistemas de almacenamiento. Especial relevancia tienen en este módulo los sistemas de almacenamiento, pues es a través de la gestión óptima de los mismos como el usuario es capaz de ofrecer flexibilidad  $F_{tw}$ , siendo este parámetro la principal salida del módulo y basándose su cálculo en [6]. La Figura 2 describe los datos de entrada y salida del módulo 1.

Este módulo presenta como principal ventaja su adaptabilidad a diferentes escenarios pues a partir de la función objetivo del mismo se pueden considerar diferentes criterios de optimización. Para la implementación del módulo se ha desarrollado un modelo de programación lineal entera-mixta basado en [7] que se ha resuelto empleando la Toolbox de Yalmip usando Gurobi.

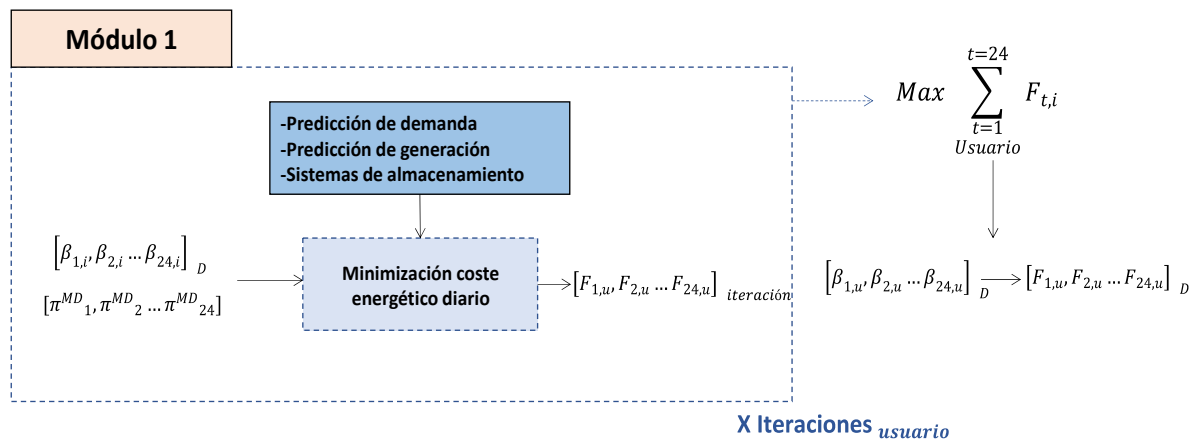


Figura 2. Estructura módulo de optimización del coste energético diario.

## Módulo 2 de la plataforma: Módulo de optimización de la gestión de flexibilidad

Este módulo basa su funcionamiento en la activación, en tiempo real, de la flexibilidad de los usuarios participantes en la plataforma definiendo para ello sus correspondientes bonificaciones o remuneraciones. Esta activación se lleva a cabo siempre y cuando la plataforma obtiene un beneficio económico por la utilización de dicha flexibilidad agregada. En cuanto al criterio de optimización seguido para la toma de decisión se han considerado dos: (i) maximizar la venta de flexibilidad a mercados de flexibilidad, y (ii) minimizar las penalizaciones asociadas a los desvíos.

Para dicha gestión el módulo 2 necesita, además de la información obtenida del módulo 1, recibir información del mercado eléctrico y de la energía consumida y generada real por los usuarios agregados.

### Objetivo I: Minimizar la venta de flexibilidad a mercados de flexibilidad

La plataforma trata de activar la flexibilidad de los consumidores para ofertarla en mercados de flexibilidad siguiendo el procedimiento que se ha planteado en el proyecto IREMEL como primera aproximación, el cual propone un procedimiento de casación similar al que se llevan a cabo en los mercados diarios e intradiarios. Es decir, cada vez que REE considera la existencia de un desequilibrio por el que es necesario el aporte de flexibilidad informa a OMIE sobre la cantidad de energía a subir o a bajar para estabilizar el sistema, el cual convoca el mercado de flexibilidad.

Los agregadores y otros sujetos del mercado capaces de ofrecer flexibilidad al sistema realizan sus ofertas de flexibilidad a aportar y el precio por el que estarían dispuestos a darla. Mediante un procedimiento marginalista OMIE elige aquellos sujetos que deben aportar dicha flexibilidad pagándole por ello al precio de la última oferta casada al igual que ocurre en el mercado diario.

### Objetivo II: Minimizar las penalizaciones asociadas a desvíos

Esta segunda función se caracteriza por tratar de evitar las penalizaciones asociadas a los desequilibrios energéticos que se producen en tiempo real, utilizando para ello la flexibilidad de los usuarios. Ello supone un complemento importante a la anterior función de la plataforma pues en numerosas ocasiones puede ocurrir que agentes como agregadores al depender de las ofertas que realizan otros agentes queden fuera de dicho mercado de flexibilidad, desperdiándose así la flexibilidad de estos cuando esta puede ser usada para otras funciones. Adicionalmente, permite solucionar uno de los principales problemas actualmente existentes entre las comercializadoras y los agregadores por la resolución de los desvíos generados al aportar flexibilidad. Cabe destacar que la plataforma únicamente activa la flexibilidad de los usuarios cuando el desvío agregado de los usuarios adheridos a la plataforma sea en contra del sistema.

La plataforma, por tanto, evalúa en tiempo real la información que recibe del sistema eléctrico así como el desvío agregado de los usuarios, activando la flexibilidad cuando la plataforma recibe un beneficio económico por dicha gestión, es decir, cuando es más rentable pagar por bonificaciones que ser penalizado o bien cuando el valor de bonificaciones es menor que el pago por flexibilidad que recibe del mercado.



## RESULTADOS

A través de las Figuras 3 y 4, se muestra la información principal obtenida de los diferentes modelos que constituyen la plataforma. Esta hace referencia por un lado a la flexibilidad horaria positiva y negativa que los usuarios están dispuestos a ofrecer y por otro lado, a la flexibilidad que finalmente la plataforma aporta, tanto para minimizar desvíos como para vender esta flexibilidad en mercados de flexibilidad en los diferentes horarios dependiendo de las condiciones del mercado en cada hora.

Para ello se ha establecido como política de la plataforma que esta trate como objetivo principal de minimizar las penalizaciones asociadas a desvíos cuando estos son en contra del sistema, utilizando la flexibilidad sobrante para venderla en mercados de flexibilidad con el objetivo de no desaprovechar la flexibilidad disponible en caso de no entrar en la casación del mercado de flexibilidad.

Se contemplan dos casos:

Caso A:  $\beta_{t,u} \in [0, 2 - 1] * \pi^{MD}_t$  mediante 50 iteraciones:

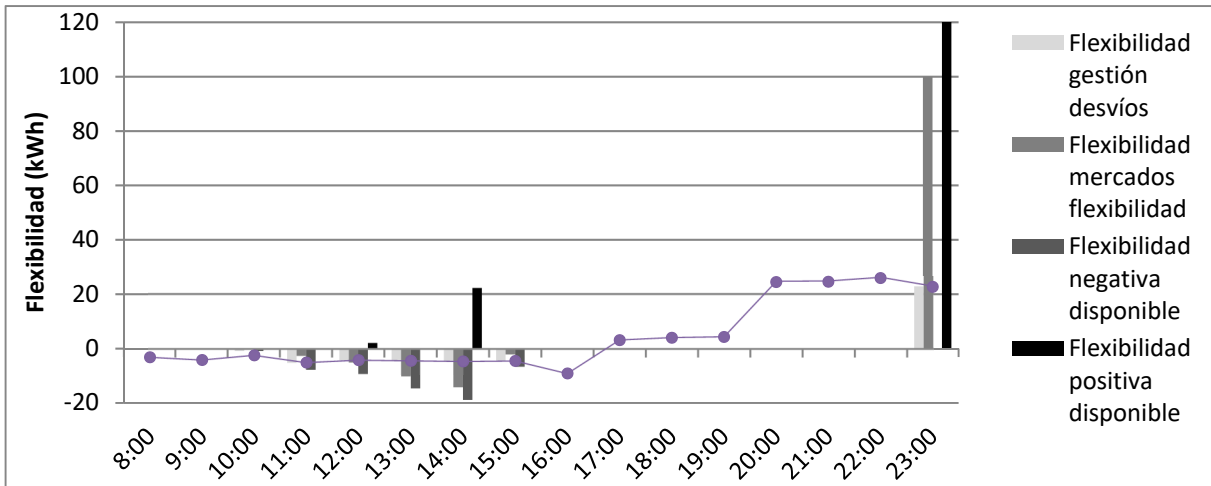


Figura 3. Activación de flexibilidad en escenario A.

La plataforma aporta flexibilidad para minimizar los desvíos cuando el desvío agregado de los usuarios es en contra del sistema utilizando el resto de flexibilidad en mercados de flexibilidad ya que la plataforma obtiene un beneficio económico por ambas gestiones debido al valor bajo de bonificaciones, llegándose a cubrir todo el desvío.

En el segundo caso, al ser elevado el valor de bonificaciones, la plataforma únicamente activa flexibilidad para minimizar desvíos, no llegándose incluso en algunos periodos a cubrir el desvío ya que la plataforma no obtiene beneficio económico por esta gestión.

Caso B:  $\beta_{t,u} \in [0, 2 - 2] * \pi^{MD}_t$  mediante 50 iteraciones:

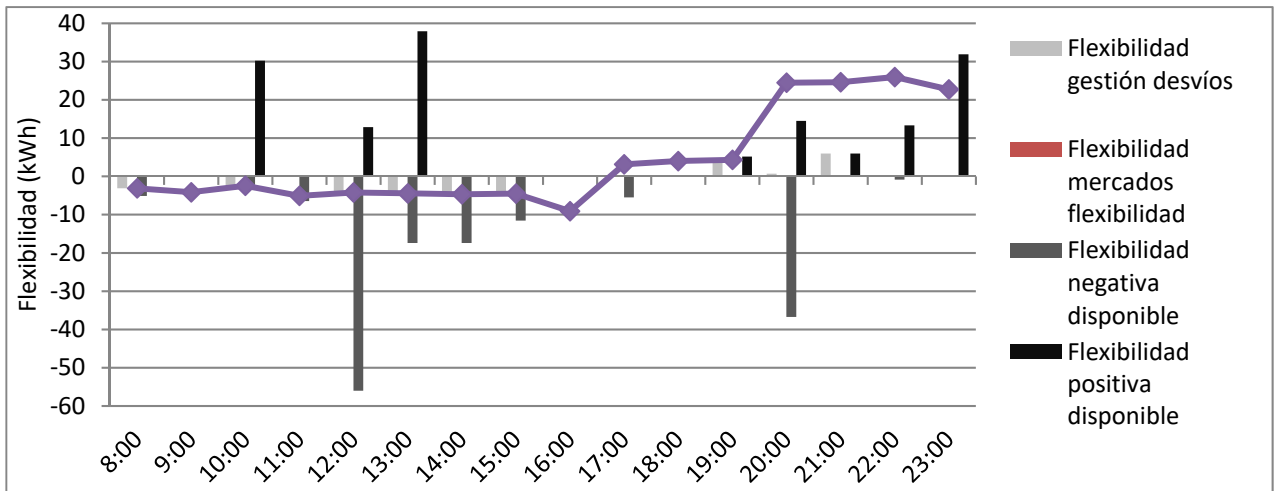


Figura 4. Activación de flexibilidad en escenario B.

## CONCLUSIONES

La plataforma desarrollada supone una herramienta fundamental para aquellos agentes que pretendan adquirir el rol de agregador dentro del mercado eléctrico. Entre estos agentes se encuentran tanto actuales agentes del mercado, como son comercializadoras, o nuevos agentes como agregadores independientes o incluso empresas dedicadas a la comercialización de baterías que pueden ver en esta plataforma una forma directa de incentivar a los usuarios a la instalación de estas.

Adicionalmente, cabe destacar las amplias funcionalidades de esta plataforma, que permite además de la participación en mercados de flexibilidad, realizar una gestión óptima de los recursos agregados para evitar las penalizaciones asociadas a desvíos, suponiendo ello un factor fundamental en el actual conflicto entre comercializadoras y agregadores independientes. Finalmente, se puede concluir que la plataforma diseñada posibilita realizar un análisis profundo de futuros escenarios, así como de diferentes políticas de bonificaciones como se ha mostrado a través de la sección anterior. Ello permite a los usuarios de la plataforma evaluar diferentes escenarios escogiendo el más adecuado según su objetivo.

## AGRADECIMIENTOS

Actividad investigadora encuadrada dentro del convenio de colaboración ITE-IVACE, anualidad 2019, para potenciar la actividad y capacidad del Centro para desarrollar excelencia en materia de I+D independiente, difundir los resultados de las investigaciones realizadas y facilitar e impulsar la transferencia de conocimiento de las empresas de la Comunitat Valenciana.

## REFERENCIAS

- [1] Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>. [1 Junio 2019].
- [2] M. A. O.-V. D. S. K. Mushfiqur R. Sarker, «Optimal Coordination and Scheduling of Demand Response via Monetary Incentives,» IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRIDS, vol. 6, nº 3, 2015.
- [3] D. E. O. M. N.-P. G. W. Rodrigo Henríquez, «Participation of Demand Response Aggregators in Electricity Markets: Optimal Portfolio Management,» IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, vol. 9, nº 5, 2018.
- [4] F. S. M. M. José Iria, «Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets,» Applied Energy, pp. 1361-1372, 2019.
- [5] <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>, [1 agosto 2019].

- [6] A. U. Lucía, Plataforma de agregación de consumidores domésticos para participar en el mercado eléctrico mediante la herramienta de optimización YALMIP de MATLAB, vol. 33, 2018.
- [7] M. F.-F. M. S. Masood Parvania, «Optimal Demand Response Aggregation in Wholesale Electricity Markets,» IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, vol. 4, nº 4, 2013.

# AUTOCONSUMO COMPARTIDO: GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA COMO EL FUTURO DE NUESTRAS CIUDADES ¿ES POSIBLE?

Celia Sánchez Mayoral, Estudiante, Universidad Politécnica de Madrid

Estefanía Caamaño Martín, Investigadora, Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid

**Resumen:** En España predomina la tipología de viviendas multifamiliares. El autoconsumo compartido aparece como una alternativa para posibilitar la generación distribuida de energía eléctrica gracias a instalaciones fotovoltaicas en edificios, cuyo uso prioritario sea cubrir el consumo de las viviendas. Este trabajo presenta las posibilidades técnico-económicas de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo ubicadas en cubiertas de edificios multifamiliares en Madrid. Para ello es necesario tener en cuenta tipologías de edificios representativas; diseñar y dimensionar las instalaciones fotovoltaicas; calcular la generación eléctrica esperable, respetando consideraciones estéticas y estudiar las características de los consumos eléctricos de las viviendas, para obtener los resultados de variables relevantes, como el autoconsumo y la autosuficiencia, con el fin de poder crear una gestión inteligente del uso de ciertas cargas, o incluso el uso de almacenamiento. Además, se analiza la rentabilidad económica de las instalaciones en el contexto regulatorio actual, considerando distintos escenarios de gestión de la electricidad y la posible retribución por la venta de excedentes.

**Palabras clave:** Energía Solar, Energías Renovables, Cambio Climático, Autoconsumo Compartido, Autosuficiencia, Fotovoltaica, Módulo Fotovoltaico, Sistemas Fotovoltaicos, Instalación Fotovoltaica Residencial, Sistema Energético

## INTRODUCCIÓN

El autoconsumo es la capacidad de consumir lo que uno mismo genera, cuando es compartido, implica que pueden ser uno o varios quienes generen y se beneficien. Para este trabajo, significa la capacidad de instalar unos módulos fotovoltaicos en un edificio de viviendas para generar electricidad, y aprovechar entre un grupo de hogares la energía producida. En España el autoconsumo compartido en edificios residenciales ha sido ilegal, solo se podía permitir tener una instalación de autoconsumo una vivienda unifamiliar, hasta la aparición del Real Decreto 244/2019 [1]. Este presenta un marco legal con muchas posibilidades, dado que las ciudades son sumideros de energía que necesitan de grandes centrales para alimentarlas, además, su dependencia eléctrica está aumentando con la creciente electrificación, así como con la incorporación del coche eléctrico. A su vez, muchas zonas urbanas tienen altos potenciales de generación fotovoltaica que se están empezando a estudiar, como los polígonos industriales. Pero también dentro de las ciudades los edificios pueden pasar a tener una función activa, siendo las cubiertas y fachadas las que generen toda o parte de la energía que se consume en su interior. En los últimos años el precio de la tecnología fotovoltaica se ha reducido de manera importante, haciéndola muy competitiva. Es el momento de analizar la viabilidad técnico-económica de esta tecnología teniendo en cuenta las particularidades de su uso en edificios reales.

## EL PROYECTO

Este estudio surgió como análisis de la viabilidad del uso de sistemas de generación distribuida de origen fotovoltaico para suministrar las necesidades eléctricas de los hogares españoles, teniendo en cuenta la realidad de la edificación y sus consumos, las tecnologías fotovoltaicas y precios representativos del mercado fotovoltaico español actual [2].

Para poder estudiar las capacidades de autoconsumo de edificios residenciales es necesario conocer su consumo. En España la demanda energética de las viviendas varía mucho según la zona climática y el tipo de vivienda. Con diferentes consumos reales recogidos y analizando las cubiertas de tipologías de viviendas representativas de la ciudad de Madrid, se han realizado simulaciones de la generación eléctrica esperable de instalaciones en las cubiertas con la herramienta software de referencia PVsyst, hallando el porcentaje de energía autoconsumida de cada instalación y el ahorro energético-económico que posibilita.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Consumos eléctricos

Para realizar este trabajo era fundamental conocer la curva de consumo típica de los hogares en España y con ella estudiar las posibilidades de autoconsumo de las viviendas. Actualmente no existen estos datos públicos. De entre los escasos estudios existentes, se han considerado los del Proyecto SECH-SPAHOUSEC (2011) [3], que ofrece datos según zonas climáticas y tipología edificatoria. En particular, la electricidad representa en el conjunto de energías empleadas en los hogares el 35% en la zona Continental, 55% en la Mediterránea y el 46% en la Atlántica. Para la zona de este estudio, la ciudad de Madrid se ha aproximado el consumo medio eléctrico anual de viviendas en bloque a 3.190 kWh y en unifamiliar a más del doble, 6.583 kWh.

Pero dentro de cada hogar, el consumo no es constante a lo largo del año, sino que varía según las estaciones y los hábitos de cada vivienda. Los datos de consumo empleados para este estudio no han sido fáciles de conseguir al no existir ningún informe oficial del consumo horario medio de una vivienda en España, a pesar de contar todas las viviendas con contadores inteligentes y estar toda la infraestructura digitalizada. La única forma de obtener datos horarios ha sido gracias a voluntarios que se han ofrecido a compartir los suyos personales, recopilando un total de 24 viviendas en Madrid que, en general, presentan consumos importantes fuera del periodo de generación solar. Gracias al software utilizado para este estudio, se han realizado simulaciones horarias de producción eléctrica de todo un año, donde se han incluido los consumos recogidos, previamente normalizados para obtener el perfil típico de consumo a la vez que valores anuales estadísticamente representativos.

### Tecnología fotovoltaica utilizada

Las instalaciones fotovoltaicas se colocarían en las cubiertas de los edificios [4]. Esto implica que el espacio está limitado y es fundamental aprovecharlo. Por ello la mejor opción es que los módulos sean de alta eficiencia, para generar la mayor cantidad de energía por superficie disponible. En concreto, se han escogido dos tipos de módulos de tecnologías de silicio monocristalino, con una relación de aspecto de 2:3 típicas del mercado: uno es del fabricante SunPower y cumple con la más alta eficiencia existente comercialmente; el otro es del fabricante LG y representa el sector de los módulos completamente negros, pensados para integración en edificios ya que reducen el impacto visual del generador fotovoltaico. Así, para cada tipología de vivienda considerada se han hecho dos diseños de instalaciones, los cuales varían en potencia eléctrica instalada dadas las diferencias en eficiencia y dimensiones de los módulos constituyentes. En cada caso se ha determinado un equipo inversor (responsable de la conversión continua/alterna de la potencia eléctrica generada por los módulos) escogido según las características eléctricas del generador fotovoltaico y la disponibilidad de equipos comerciales.

### Edificios

España es el segundo país europeo con mayor porcentaje de población viviendo en edificio plurifamiliar, el 66%. Globalmente este valor va en aumento debido a la continua migración a las ciudades. Esto presenta la oportunidad de tener agrupados a los consumidores de energía en un mismo lugar. Para este trabajo se han elegido cuatro bloques de viviendas representativos en la ciudad de Madrid que tienen gran presencia (Figura 1), al ser tipologías muy usadas en ciertas épocas de crecimiento de la capital, según el proyecto MODIFICA [5] [6] realizado por la Universidad Politécnica de Madrid. Los edificios considerados son en su mayoría de cinco plantas, altura media de los edificios residenciales en las zonas donde fueron construidos. Además, se ha considerado una tipología de vivienda unifamiliar de especial interés, la cual tiene el doble de demanda energética y mayor proporción de superficie en cubierta por vivienda que en los casos en bloque.

Los edificios presentan dos tipologías de cubierta, plana o inclinada. La primera presenta como ventaja una mejor ventilación de los módulos fotovoltaicos (colocados sobre una estructura que los inclina 30°), lo que permite reducir las pérdidas eléctricas por temperatura. La cubierta inclinada necesita de una estructura de soporte de los módulos más ligera que respete la inclinación de la cubierta (los módulos quedan superpuestos a esta) y produzca un menor impacto visual.

Una instalación fotovoltaica presenta una gran oportunidad para estos edificios debido a que supondrían una mejora en su eficiencia energética. Principalmente son construcciones entre los años 1950 y 2000, lo que implica que necesitan ciertas rehabilitaciones energéticas. El Ministerio de Fomento publicó en 2014 estrategias (ERESEE 2014) basadas en la directiva europea sobre Eficiencia Energética de edificios, y en 2017 elaboró su actualización (ERESEE 2017) [7].

Posteriormente (Real Decreto 106/2018 [8]) se ha regulado el "Plan estatal de vivienda 2018-2021" donde se convocaron subvenciones a la rehabilitación de edificios que, en un futuro, podrían incluir inversiones fotovoltaicas.

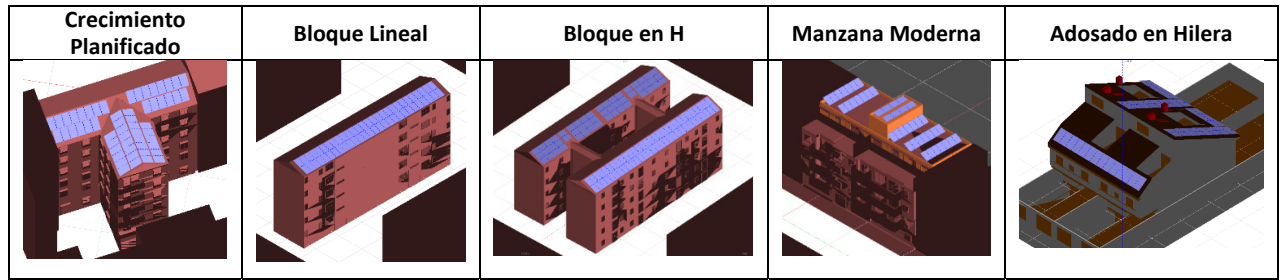


Figura 1. Conjunto de edificios estudiados.

## Presupuesto de las instalaciones fotovoltaicas

El precio de una instalación fotovoltaica en una cubierta de un edificio varía dependiendo de diferentes factores, fundamentalmente la calidad de los componentes (en especial la de los módulos) y la ubicación del generador, ya que puede incrementar el coste del montaje, si el acceso es complicado, o si necesita estructura de sujeción a medida. Actualmente, las instalaciones típicas en el sector residencial son de inferior potencia a las diseñadas en este trabajo, pero cabe esperar que estas, al contar con un tamaño mayor, tendrían precios más competitivos. El informe anual que publica el Programa de Sistemas Fovoltáicos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA PVPS [9]) recopila los precios típicos de instalaciones fotovoltaicas en diferentes países: en 2017 estos fueron en España de 1,4-1,5 €/W en el sector residencial (típicamente inferiores a 10 kW). Por su parte la patronal del sector, UNEF (Unión Española Fovoltáica) realiza estudios anuales de precios en nuestro país, siendo en el año 2018 algo superiores a los anteriores (1,67-2,19 €/W). Se ha realizado una consulta de precios actualizados de instalaciones de las dimensiones consideradas en este estudio, habiéndose obtenido precios entre 1,21-1,62 €/W que son los considerados aquí para la estimación del precio de las instalaciones. Así, dado que este trabajo considera dos tipologías de módulos diferentes, y que, a mayor eficiencia mayor es el coste de los módulos, se ha supuesto el precio más alto para el modelo de SP y el más bajo para LG.

El precio de la instalación varía según las dimensiones y el tipo de módulo elegido. La instalación diseñada más pequeña de LG supondría unos 16.500€ (en la Manzana Moderna), y la más grande, con tecnología SP, llegaría a 60.000€ (en el Bloque en H). Dependiendo del número de viviendas que hay en cada edificio, la inversión por vivienda supone entre 1.000 y 3.000€ para bloque y sobre 15.000€ para unifamiliar.

## RESULTADOS

Las simulaciones se han realizado con el programa PVSyst, teniendo en cuenta las características de cada instalación (módulos, inclinación, orientación, etc) junto con los datos de irradiancia y temperatura proporcionados por la Agencia Estatal de Meteorología para la ciudad de Madrid [10]. Además, el programa permite representar el edificio y calcular las pérdidas por sombras simulando horariamente la producción solar fotovoltaica. Por último, incluye la opción de incluir consumos horarios y así ofrece de resultado la energía producida, la consumida y la vertida a la red (producción excedentaria con respecto al consumo).

Los resultados de las diferentes simulaciones (Tabla) muestran que, en algunos edificios, la energía producida por la instalación es mayor a la demandada anualmente por todo el edificio, ilustrando así las interesantes posibilidades que ofrece la generación distribuida fotovoltaica para el autoconsumo en edificios de viviendas.

Con el objeto de valorar el beneficio de la generación fotovoltaica en el edificio, se han calculado de manera diferenciada dos términos que, aunque relacionados, tienen implicaciones distintas: autoconsumo y de autosuficiencia.

Tipo de Edificio	Número de Hogares	Modelo	Potencia kW	Energía generada MWh	Energía consumida fotovoltaica MWh	Energía excedente MWh	Consumo total de viviendas MWh	<u>Energía gener. FV</u> Consumo viviendas
Crecimiento planificado	9	SP	19,6	28,67	12,05	16,62	28,71	100%
		LG	16,5	25,25	11,84	13,41		88%
Bloque lineal	20	SP	17,5	35,31	23,92	11,39	63,80	55%
		LG	17	30,37	22,77	7,6		48%
Bloque en H	40	SP	36	67,45	47,1	20,35	127,60	53%
		LG	33	62,58	46,1	16,48		49%
Manzana Moderna	10	SP	14,5	26,33	12,75	13,58	31,90	83%
		LG	12,5	22,44	12,37	10,07		70%
Adosado Hilera	2	SP	17,1	28,44	6,15	22,29	13,17	216%
		LG	16,5	25,14	6,12	19,02		191%

Tabla I. Balance anual de la energía eléctrica de cada instalación.

El autoconsumo se define como la relación entre la energía que es consumida *in situ* de la que se genera por la instalación. La autosuficiencia indica la proporción de la demanda de electricidad de la vivienda que es cubierta con la generación local. En la Gráfica 1 se puede observar un ejemplo de la curva de consumo y la de producción fotovoltaica, que sirven para entender la diferencia entre estos dos conceptos: el numerador en ambas ecuaciones es la energía autoconsumida, pero varía el denominador, en el caso del autoconsumo, sería la generación fotovoltaica y en el de la autosuficiencia, el consumo de la vivienda.

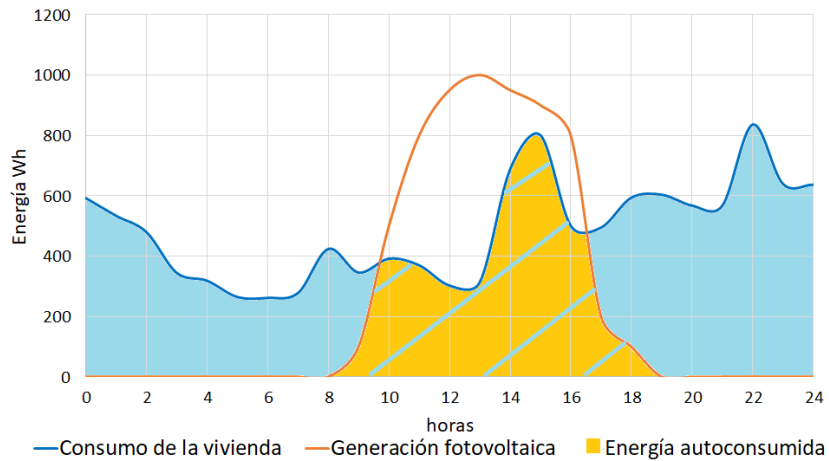
### Perfiles de producción y consumo

**Autoconsumo:**

$$\frac{\text{Energía fv consumida}}{\text{Energía generada}}$$

**Autosuficiencia:**

$$\frac{\text{Energía fv consumida}}{\text{Energía demandada total}}$$



Gráfica 1. Comparación de los perfiles de generación y consumo.

Según se puede observar en la Tabla, todas las instalaciones cubren elevados porcentajes de consumo y consiguen gran cantidad de excedentes. Para viviendas en bloque, se aprecia cómo se obtienen niveles de autosuficiencia del 36-47% y niveles de autoconsumo entre el 22-75%. Por otra parte, la última tipología de vivienda, la unifamiliar, tiene mucha energía excedentaria según los valores de autoconsumo, por eso podría aumentarse la comunidad de beneficiarios de una misma instalación. Este caso es de especial interés, ya que en urbanizaciones puede ocurrir que no todas las viviendas tengan buena orientación o cubierta para una instalación fotovoltaica, por eso, colocarla en la mejor ubicación optimizaría la instalación y esta podría beneficiar a varias viviendas. En este caso particular se ha comprobado hasta diez viviendas aprovechando los excedentes de energía de una única instalación fotovoltaica.

Con tanta energía excedentaria se plantean varias opciones especificadas en el Real Decreto 244/2019: ampliar el grupo de consumidores; verterla a la red ajustándose al mecanismo de compensación simplificada; venderse en el mercado o incorporar almacenamiento. La capacidad de almacenar la energía sobrante de la instalación se está ya empleando en distintos países (Alemania, Reino Unido) como un sistema energético distribuido, ya que cuando la red

necesita inyectar más energía, las baterías pueden cubrir esa demanda con una respuesta rápida, en vez de tener que arrancar una gran central. De verse a la red, el autoconsumo acogido a compensación simplificada consiste en un balance entre los precios de la energía comprada y vertida en cada periodo de facturación, el precio de esta última puede acordarse previamente con la comercializadora o ser el precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada de Precio de Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC).

Tipo de Edificio	Inclinación [acimut]	número Viviendas	Modelo	número Módulos	Potencia kWp	Autoconsumo	Autosuficiencia
Crecimiento planificado	30º [90,0,-90]	9	SP	56	20,16	42%	42%
			LG	56	17,92	47%	41%
Bloque lineal	20º [0]	20	SP	56	20,16	68%	38%
			LG	54	17,28	75%	36%
Bloque en H	22º [0]	40	SP	104	37,4	70%	37%
			LG	110	35,2	74%	36%
Manzana Moderna	30 + 15º [0]	10	SP	43	15,48	48%	40%
			LG	43	13,76	55%	39%
Adosado en Hilera	35[90] + 25[-90]	2	SP	54	19,44	22%	47%
			LG	54	17,28	24%	47%
		10	SP	54	19,44	77%	33%
			LG	54	17,28	82%	31%

Tabla II. Resultados de Autoconsumo y Autosuficiencia.

Se ha realizado una aproximación del ahorro anual en el precio que se pagaría por la electricidad si se contara con las instalaciones diseñadas en cada edificio (Tabla ). En este estudio se ha considerado el precio horario del término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto del año 2018, lo que ha permitido calcular el coste anual de la compra de la electricidad típico, así como el ahorro económico que experimentarían los consumidores con la instalación fotovoltaica. Además, se han valorado los excedentes con el precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) para calcular el coste que tendrían los excedentes si se vendieran, con lo que se compensaría el precio de la energía comprada. En el momento de escribir este artículo no existen datos de un año entero, por lo que se ha extrapolado la relación horaria del precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada con el término de facturación de energía activa del PVPC de los meses existentes.

Tipo de Edificio	Viviendas	Modelo	Total al año			Por vivienda al año				
			Sin fotovoltaica	Con Fotovoltaica	Ahorro	Sin fotovoltaica	Con Fotovoltaica	Ahorro	Ahorro	
Crecimiento planificado	9	SP	3.555 €	1.266 €	2.289 €	395 €	141 €	254 €	64%	
		LG		1.387 €	2.168 €		154 €	241 €	61%	
Bloque lineal	20	SP	4.355 €	3.544 €	218 €		177 €	45%		
		LG	4.697 €	3.202 €	235 €		160 €	41%		
Bloque en H	40	SP	15.798 €	8.926 €	6.872 €		223 €	172 €	43%	
		LG	9.258 €	6.540 €	231 €		163 €	41%		
Manzana Moderna	10	SP	3.949 €	1.665 €	2.284 €		167 €	228 €	58%	
		LG	1.898 €	2.051 €	190 €		205 €	52%		
Adosado Hilera	2	SP	1.631 €	223 €	1.408 €		816 €	112 €	704 €	86%
		LG		262 €	1.369 €			131 €	685 €	84%
	10	SP	8.156 €	5.110 €	3.046 €	511 €		305 €	37%	
		LG	5.373 €	2.783 €	537 €	278 €		34%		

Tabla III. Balance económico de la compra venta de electricidad según cada instalación.

El ahorro medio que se produce anualmente en la vivienda en bloque es 200€. Según este ahorro anual, el tiempo de recuperación de la inversión varía entre 7 y 15 años. Para la vivienda unifamiliar los valores cambian cuando la instalación solo cuenta con dos viviendas que aprovechan la energía, anualmente el ahorro podría suponer sobre 1.100€ si se compensaran todos los excedentes, pero en meses de verano la producción es mucho mayor al consumo



y dividiendo en periodos de facturación, solo se compensaría una parte equivalente al ahorro de 700€ anuales. La inversión tarda más en recuperarse por esa parte de energía no compensada, sobre 20 años. Resulta interesante ampliar la comunidad de autoconsumo, ya que con 10 viviendas dependiendo de esa instalación, la inversión que realizaría cada vivienda supondría 2.000€ y los tiempos de recuperación de la inversión serían más cortos, sobre 8 años.

## CONCLUSIONES

Las ciudades están formadas por numerosos edificios con altos potenciales fotovoltaicos al tener mayoritariamente las cubiertas infrautilizadas, donde podrían ubicarse sistemas de generación distribuida para autoconsumo, reduciendo así la dependencia energética del exterior. Los resultados del estudio aquí presentado realizado sobre tipologías de edificios representativos de la ciudad de Madrid son muy prometedores: como primer acercamiento a las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo compartido se ha demostrado que, aunque el espacio en cubierta sea limitado, permite cubrir más del 35% de la demanda de todos los hogares y tener excedentes de electricidad. Además, se produciría un ahorro anual mínimo en el término variable de la factura de electricidad del 40%, teniendo en cuenta la energía que no ha sido necesaria comprar y el balance de la energía excedentaria vertida a la red. En lo que respecta a los excedentes, en algunos casos podrían cubrir la demanda eléctrica anual de toda la comunidad de propietarios, lo que abre distintos escenarios para su aprovechamiento, bien sea mediante su venta a la red con la compensación en la factura eléctrica o mediante su uso a través de sistemas de almacenamiento locales. Se concluye que, los edificios de viviendas pueden generar gran parte de la energía que consumen y tener un papel activo en la producción eléctrica, participando en la generación distribuida y reduciendo la demanda energética externa de las ciudades. Además, estas instalaciones en las viviendas permitirían hacer partícipes a muchas personas de mitigar el cambio climático siendo ellas las primeras que elijan y fomenten las energías renovables, además de reducir el coste de sus facturas de la electricidad.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo logra su importancia gracias a los 24 voluntarios que cedieron sus datos personales para poder realizar un estudio que muestra unos resultados acordes con la realidad.

## REFERENCIAS

- [1] Gobierno de España, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica» Ministerio para la Transición Ecológica, I. Disposiciones generales, 6 de abril de 2019.
- [2] C. Sanchez Mayoral, «Autoconsumo compartido de electricidad solar fotovoltaica en entornos residenciales» Trabajo Fin de Máster, Máster en Energía Solar Fotovoltaica, Instituto de Energía Solar, UPM, Julio 2019.
- [3] IDAE, Informe Final Proyecto SECH-SPAHOUSEC, 2011.
- [4] G. Masson, J. I. Briano y M. J. Baez, «Review and Analysis of PV Self-Consumption Policies» de IEA-PVPS, T1-28:2016, 2016, p. 8.
- [5] F. J. Gonzalez Neila, «Proyecto Modifica» ABIO Arquitectura Bioclimática en un entorno sostenible. UPM, 2014-2017. [En línea]. Available: <http://abio-upm.org/project/modifica/>. [Último acceso: 28 Junio 2019].
- [6] H. Lopez Moreno, «Hacia una evaluación energética de la influencia de la isla de calor urbana en la morfología urbana de Madrid» de Trabajo Fin de Master, Máster de medio Ambiente y Arquitectura Bioclimática. MAYAB, Escuela Técnica Superior de Arquitectura, UPM, Marzo 2016, p. 30.
- [7] M. d. Fomento, «Actualización de la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España» ERESEE 2017, Gobierno de España, 2017.
- [8] Gobierno de España, «Real Decreto 106/2018, de 9 de marzo, por el que se regula el Plan Estatal de Vivienda 2018-2021» «BOE» núm. 61, p. 28868 a 28916, 10 de marzo de 2018.
- [9] IEA, UNEF y J. Donoso, «Trends 2018 in Photovoltaic Applications. Survey Report of Selected IEA Countries between. National Survey Report» IEA PVPS, 2018.
- [10] AEMET, «Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT,» 1983-2005.

# EXPERIENCIAS EN LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A ALTA POTENCIA

**Mikel G. Zamalloa**, Tecnología, IBIL  
**Iker Marino**, Tecnología, IBIL  
**Aitor Basterretxea**, Tecnología, IBIL  
**Txetxu Arzuaga**, Dir. de Tecnología y Sistemas, IBIL  
**Eduardo García**, Director Operaciones, IBIL  
**Aitor Arzuaga**, Director General, IBIL

**Resumen:** En este documento se presentan los criterios de diseño de una estación de recarga de vehículos eléctricos a alta potencia considerando tanto el dimensionamiento eléctrico como las necesidades espaciales y de ergonomía, y se describen las arquitecturas habituales de los sistemas de recarga. Como ejemplo de este tipo de proyectos se expone la estación de servicio de Repsol en Lopidana (Álava) donde el 1 de abril de 2019 se puso en servicio el primer sistema de recarga HPC de la península. Se presentan algunas curvas de carga reales obtenidas de dicha instalación y se analizan estos resultados desde el punto de vista eléctrico y del usuario final. Se concluye con un análisis de las posibles mejoras que introducir en un futuro cercano para hacer la tecnología HPC más competitiva y sencilla de operar, mejorando al mismo tiempo la experiencia de usuario.

**Palabras clave:** Vehículo Eléctrico, Recarga, Alta Potencia, HPC, Recarga Ultra Rápida, UFC, ISO15118, IEC61851, CCS, ChaDeMo

## INTRODUCCIÓN

El ecosistema del vehículo eléctrico (V.E.) está avanzando a pasos agigantados en todos los frentes: baterías con mejores prestaciones, vehículos más eficientes, mayor oferta de vehículos y una mayor disponibilidad de infraestructura de recarga pública [1]. Hace pocos años la limitada autonomía de los primeros modelos de vehículos con baterías de menor capacidad y la falta de una infraestructura de recarga accesible, confiable y rápida eran causantes de la *range anxiety* (el miedo a quedarse sin carga en las baterías y sin cargador accesible). Hoy, con vehículos con baterías de mayor capacidad y recargas a alta potencia (High Power Charging, HPC) de hasta 350 kW, podemos decir que estos miedos ya no están justificados.

La recarga a alta potencia es una de las claves para hacer que la experiencia de uso de estos vehículos sea similar a la de los vehículos de combustión interna: según un estudio de NACS en EE.UU. [2] el 70% de los conductores tiende a llenar al 100 % el depósito de combustible cuando para a repostar en una estación de servicio. La recarga HPC, cargando las baterías al 80% en un breve intervalo de tiempo, cubre estas expectativas de uso.

## CONCEPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE SERVICIO CON CARGADORES DE ALTA POTENCIA

Para convertir la recarga HPC a potencias de hasta 350 kW en una realidad, se deben acometer inversiones importantes en equipos e instalaciones. Dichas inversiones deben ser evaluadas conforme a criterios técnicos y económicos.

### La importancia de la ubicación

Este tipo de proyectos requiere una cuidadosa elección de la ubicación de los terminales de recarga. Esta elección se hace priorizando ubicaciones que permitan cubrir las principales rutas europeas, preferentemente cerca de nudos de carretera que conecten varias de estas vías y en las cercanías de algún núcleo de población. Siempre que sea posible, se priorizarán ubicaciones capaces de atender al tráfico que discorra en ambos sentidos de la carretera. Los patrones de tráfico y el tipo de trayectos habituales (recorridos largos o cortos) son también relevantes en este tipo de decisiones.

También se deben considerar las distancias entre estaciones de servicio con recarga de V.E. y dimensionar cada instalación considerando la demanda de recargas y el tipo de tecnologías de recarga soportadas para cada V.E. así como el número de vehículos eléctricos susceptibles de utilizar la instalación.

## Diseño de una instalación de recarga de alta potencia

Una vez seleccionada la ubicación, para poder diseñar la instalación de recarga, se consideran diversos factores como la demanda esperada, el tipo de tecnologías de recarga soportadas por los diferentes modelos de V.E., la conexión a la red de distribución eléctrica y la ocupación de espacio.

### **Demanda de energía de los V.E.: Mayores baterías y recargas más rápidas**

Al considerar la demanda esperada, se deben analizar en primer lugar las características de los modelos de V.E. actuales y futuros. Como muestra la siguiente gráfica, son cada vez más los modelos de V.E. que soportan potencias de recarga superiores a los 50 kW que eran habituales hasta hace poco, siendo los V.E. de gama alta los que llegan a mayores potencias (hasta 260 kW actualmente). Se espera que en 2020 lleguen también los primeros vehículos capaces de cargar a 350 kW.

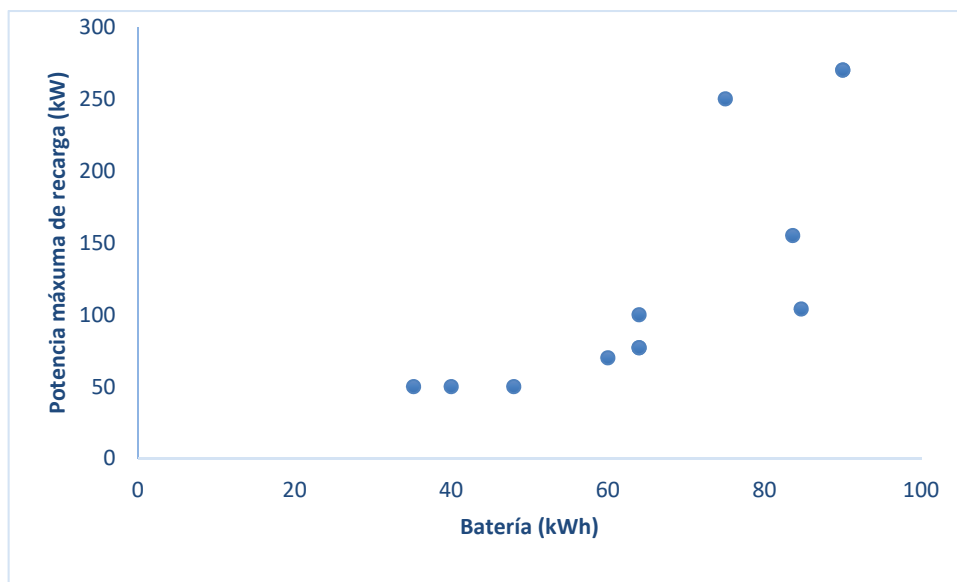


Figura 1. Potencias de recarga vs. baterías de algunos modelos de V.E.

Además de la potencia de recarga, los fabricantes de V.E. también están aumentando paulatinamente la capacidad de las baterías instaladas en sus V.E., con modelos que ya llegan a los 90 kWh. Los analistas señalan [3] que ambas tendencias (aumento de capacidad de baterías embarcadas y reducción del tiempo de recarga) se mantendrán, esperándose mayores potencias de carga y autonomías superiores a los 600 km en los próximos 4 años (con modelos de V.E. con mayores baterías y mejores eficiencias en kWh/km).

### **Dimensionamiento e instalación eléctrica**

La instalación de varios terminales de recarga HPC de hasta 350 kW puede superar fácilmente 1 MW de potencia total, por lo que en la práctica totalidad de casos será necesario conectarse a la red de Media Tensión (MT) a través de un Centro de Transformación (CT) dedicado. El diseñador de la instalación deberá seleccionar cuidadosamente la ubicación de cada elemento dentro de la estación de servicio (CT, unidades de conversión de potencia, terminales de usuario etc.) atendiendo no solo a las restricciones propias de este entorno (zonas ATEX, circulación de vehículos y personas etc.) sino también considerando el coste de la obra civil y del material eléctrico para cada configuración posible.

Si bien con la baja penetración actual del V.E. en nuestro parque móvil es poco probable que se den varias recargas simultáneas a máxima potencia en una misma instalación, dadas las previsiones de crecimiento de este mercado y los planes de lanzamiento de modelos de V.E. con mayores potencias de recarga, es recomendable dimensionar la instalación para factores de utilización cercanos a la unidad y reducir los costes de operación adecuando la potencia contratada a la demanda real de cada instalación.

### Consideraciones espaciales y ergonomía

Toda instalación HPC debería contemplar la facilidad de uso, ergonomía y seguridad de usuarios e instalaciones. Para ello, es recomendable seguir las mejores prácticas de la industria [4] que marcan criterios para el correcto diseño de estas instalaciones especificando, entre otros, la posición y longitud de los cables de recarga, la disposición que los vehículos deben tener etc.

### Arquitecturas de terminales de recarga

Actualmente en el mercado se pueden encontrar soluciones de recarga de potencias superiores a 50 kW en configuraciones diferentes. Si bien a alto nivel se pueden ver como un conjunto de etapas y bloques constructivos similares, el producto final puede variar sustancialmente de un fabricante a otro. La variación más evidente es la espacial, siendo posible encontrar soluciones monolíticas (todo el sistema de recarga está contenido en una única envolvente) y soluciones repartidas en varias envolventes más o menos voluminosas, cada una con sus requisitos espaciales en cuanto a distancias mínimas y máximas entre elementos, alimentación etc.

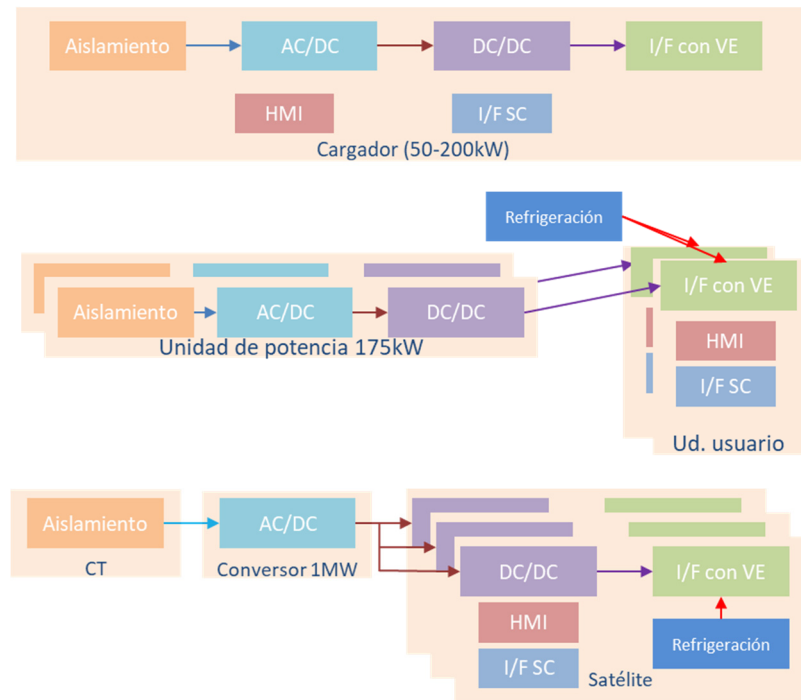


Figura 2. Arquitecturas de cargador DC: monolítico (arriba), con ud. de potencia independiente (centro) y con bus de continua compartido (abajo).

La mayor diferencia desde el punto de vista eléctrico se encuentra en la arquitectura de los sistemas de conversión de potencia. Mientras algunos fabricantes han optado por sistemas donde las etapas de conversión AC/DC y DC/DC operan conjuntamente, otros han disociado estas etapas siendo posible que un mismo convertidor AC/DC sea compartido por varios terminales de recarga conectados a un mismo bus DC. Al poder ser compartido por varios terminales de recarga, el mismo módulo AC/DC, se garantiza que la potencia que puede ofrecer dicho módulo se aproveche de forma óptima.

## RESULTADOS: RECARGA A ALTA POTENCIA EN LA ESTACIÓN DE SERVICIO DE LOPIDANA

Atendiendo a los criterios de diseño mencionados, el 1 abril de 2019 se puso en marcha en la E.S. de Repsol en Lopidana (Álava) la primera instalación de recarga HPC de la península con 4 terminales de recarga de 350 kW alimentados por 4 módulos de potencia de 175 kW siendo por tanto posibles configuraciones de 2 x 350 kW, 1x 350 kW + 2 x 175 kW

o 4-x- 175 kW. Esta instalación se integró en el sistema de control de IBIL, a través del protocolo OCPP, permitiendo la monitorización en tiempo real de los terminales y las recargas.

Se presentan a continuación dos gráficas con las curvas de potencia y energía de obtenidas en esta instalación, correspondientes a dos modelos de V.E. de alta gama. Como se puede apreciar, los vehículos no recargan al 100% de su potencia nominal más que durante una fracción del tiempo total de recarga. Es habitual que la potencia se reduzca a partir de un estado de carga (SoC) del 40-50% y que caiga a valores muy bajos a partir del 70-80% de SoC, aunque cada modelo de V.E. presenta un perfil de recarga diferente.

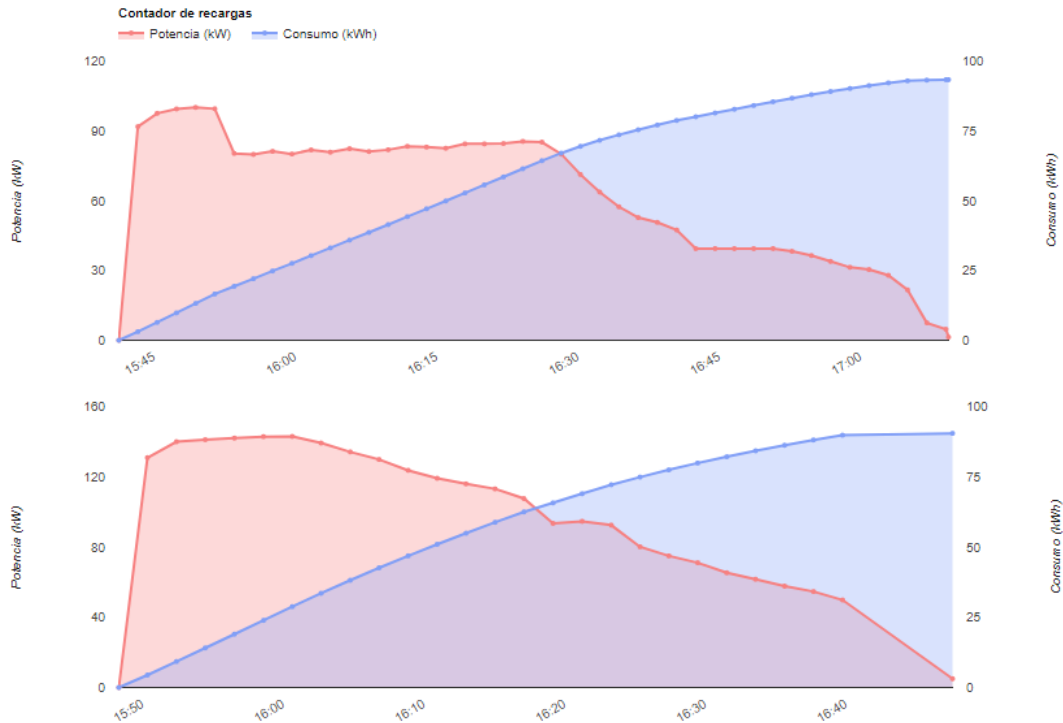


Figura 3. Ejemplo de curvas de carga reales de dos modelos de V.E.

## DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

A continuación, se enumeran algunas potenciales mejoras para tener en cuenta en futuras instalaciones de HPC.

### Recarga automática: Identificación y conexión

Es posible reducir el tiempo total que un V.E. debe estar parado para recargar sus baterías gracias a protocolos como el ISO15118, que empiezan a ser soportados por algunos modelos de V.E. Esta tecnología permite que el vehículo se autentique automáticamente con la infraestructura de recarga haciendo realidad el “Plug and Charge” donde el usuario tan solo debe conectar su coche para poder cargar.

Otra posible línea de mejora es la automatización del proceso de conexión. Los sistemas automáticos de conexión conductiva podrían suponer una pequeña revolución en el mundo de la recarga del V.E. y hacer la experiencia más cómoda, limpia y rápida para los usuarios, si bien estas tecnologías, todavía en estado muy embrionario, aún no están siendo adoptadas por los fabricantes de V.E. en sus turismos.

### Integración de almacenamiento y generación distribuida

Algunos de los retos técnico-económicos a los que se enfrentan las instalaciones de recarga HPC son los costes de la infraestructura eléctrica requerida, los elevados costes de acceso a red y la integración en la red eléctrica de una demanda estocástica de elevada potencia.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) estacionarios y la generación distribuida pueden jugar un papel muy relevante para optimizar los costes de instalación y explotación de estas estaciones de recarga HPC [5]. En particular, los SAE pueden dotar de gran flexibilidad a los sistemas HPC, reduciendo la potencia de conexión a red y optimizando los costes de suministro de energía. De forma simplificada, las baterías operarían cargándose desde la red durante los periodos en los que la demanda de recarga de V.E. es inferior a la potencia contratada y descargándose durante los periodos de mayor demanda.

Además, una instalación de HPC con SAE también podría proveer servicios adicionales a la red eléctrica. En este sentido, es relevante mencionar que las nuevas regulaciones y directivas de la UE (2019/943 y 2019/944) relativas al mercado interior de electricidad abren los mercados de electricidad y flexibilidad a nuevos actores. Así, un agregador podría operar en los mercados de energía y ofrecer servicios de flexibilidad a la red través de la gestión de un conjunto de puntos de recarga.

Así, aunque este tipo de soluciones se han estudiado a nivel teórico desde hace años, la bajada de los precios de las baterías de Li-Ion y la mejora de sus prestaciones, el aumento del parque de V.E. y la posibilidad de recargar a elevadas potencias, junto con la posibilidad de participar en los mercados eléctricos y de flexibilidad, hacen que ahora su viabilidad económica sea más factible.

Este tipo de soluciones técnicas deben analizarse caso a caso ya que el dimensionamiento óptimo de los diferentes elementos, así como su viabilidad económica dependen de numerosos factores que interactúan entre sí, como la experiencia de usuario, la demanda de recarga y las curvas de carga de los vehículos o las características y dimensionamiento de la batería.

## Mantenimiento: Modularidad y flexibilidad

Sería muy interesante que los terminales de recarga tuvieran una concepción modular, de forma que mediante módulos se pudiera añadir potencia adicional de recarga en la instalación cuando el grueso del parque móvil soporte mayores potencias. Esto también tendría sus ventajas desde la perspectiva del mantenimiento al ser posible sustituir módulos dañados in situ sin tener que reparar los terminales en fábrica, reduciendo así los costes de operación del sistema y mejorando la disponibilidad de la infraestructura de recarga.

## CONCLUSIONES

La adopción de la recarga a alta potencia es clave para la irrupción masiva del V.E. [6]. Desde el punto de vista de la red de distribución, la irrupción de equipos de electrónica de potencia con potencias acumuladas que fácilmente pueden exceder el megavatio podría suponer un reto. El uso racional de la potencia contratada es fundamental no solo para reducir los costes de operación, sino también para hacer técnicamente viable la instalación de terminales de 350 kW. La combinación con sistemas de almacenamiento de energía y generación distribuida es una vía interesante que explorar en un futuro cercano. En el caso de las estaciones de servicio, su conversión en estaciones multi-energía también implicará un proceso de integración de dos sistemas de explotación: Por un lado, seguirán estando los surtidores de combustibles, lavacoques, restaurantes etc. y por el otro, se añadirán los sistemas de recarga eléctrica de alta potencia. Los operadores de EE.SS. buscarán no solo equipos capaces de suministrar energía eléctrica de forma segura y fiable, sino también socios que les ayuden a explotar estos sistemas de recarga con un impacto mínimo en su forma de operar estas estaciones de servicio.

Los fabricantes de equipos de recarga tienen oportunidades de mejora en la operación y mantenimiento de sus sistemas mediante diseños modulares que permitan a los operadores de la infraestructura adaptarse paulatinamente a la realidad del mercado del V.E.

Todas las iniciativas que persigan la mejora de la experiencia de recarga (sea por comodidad o por reducciones de tiempos de recarga) serán beneficiosas, especialmente para aquellos usuarios que, debido a las limitaciones de su V.E. deban pasar más tiempo cargando. En este escenario, la adopción de nuevas tecnologías que permitan ahorrar tiempo por otros medios (como la identificación y autenticación automática de los usuarios mediante ISO15118 o la conexión automática de los vehículos a los terminales de recarga (p.e. con sistemas con pantógrafo en autobuses o camiones) ayudarán a la electrificación del parque móvil.



Figura 4. E.S. Lopidana con 4 terminales de hasta 350 kW.

## AGRADECIMIENTOS

La instalación de la E.S. de Lopidana fue financiada dentro del marco del proyecto E-VIA FLEX-E cofinanciado por la Comisión Europea a través de los fondos CEF (Connecting European Facilities).

Los desarrollos tecnológicos de sistemas HPC con almacenamiento de IBIL en el periodo 2019-2021 están cofinanciados por el proyecto Emovlab, financiado por el Departamento de Desarrollo Económico e Infraestructuras del Gobierno Vasco (Programa HAZITEK) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER)

## REFERENCIAS

- [1] Electric Vehicle Outlook 2019 Bloomberg NEF: <https://bnef.turtl.co/story/evo2019> (26 de septiembre de 2019)
- [2] NACS: 9 habits of gas buying customers <https://www.convenience.org/Topics/Fuels/9-Habits-of-Gas-Buying-Customers> (26 de septiembre de 2019)
- [3] Woodward, M. et al. 2019, New Market. New Entrants. New Challenges. Battery Electric Vehicles. Deloitte
- [4] Geometric Requirements for Charging Stations V1.0, CharIn, 2019
- [5] Scholdan, R. P3 Group: Analysis of the potential of stationary batteries to reduce the grid connection power and costs of HPC parks for BEV-s. EVS32
- [6] mckinsey Insights, Agosto 2018: Charging Ahead: Understanding The Electric Vehicle Infrastructure Challenge: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/charging-ahead-electric-vehicle-infrastructure-demand> (26 de septiembre de 2019)

# ANALÍTICA AVANZADA PARA LA SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA EN RED DE BAJA TENSIÓN (BT)

Haritz Zubia Urrutia, Director Técnico, ARIADNA Grid

**Resumen:** ARIADNA Grid ha desarrollado e implementado con éxito un novedoso algoritmo que detecta automáticamente la topología de la red de Baja Tensión (BT), empleando datos de los contadores inteligentes y de los sensores instalados en los Centros de Transformación (CT). Los resultados obtenidos tras la implantación masiva en campo alcanzan el +99,99% de fiabilidad convirtiendo a este algoritmo en un activo esencial para la digitalización de la red eléctrica. A partir de esta topología precisa y de la cartografía de red de la compañía eléctrica se ha desarrollado una herramienta que permite conocer el estado actual de la red de BT mediante el cálculo de los flujos de potencia a nivel de línea y fase por tramos de red. Gracias a ella las compañías eléctricas disponen de forma dinámica de información precisa de los puntos de congestión, pérdidas técnicas y caídas de tensión en la red de distribución secundaria.

**Palabras clave:** Conectividad, Topología de Red, Sensores Inteligentes, Simulación de Red, Mapa de Calor, Pérdidas Técnicas, Puntos de Congestión, Flexibilidad, DERs

## INTRODUCCIÓN

La transición energética es una realidad y las compañías de distribución eléctrica deben dar respuesta a la masiva penetración de recursos de generación distribuida, vehículos eléctricos y creciente demanda eléctrica resultante de la descarbonización de la economía.

El modelo de gestión tradicional (pasivo) de las redes eléctricas de BT ya no es suficiente. Se necesita un nuevo modelo de gestión que se adapte a una red de distribución con flujos bidireccionales, donde los consumidores también son productores de energía gracias a las renovables (DERs), y donde la demanda de las cargas y el almacenamiento de energía de los clientes debe ajustarse a la naturaleza intermitente de la generación renovable.

En este nuevo escenario de flexibilidad, las compañías distribuidoras pasan a ser parte activa en la gestión de la energía, adoptando un nuevo rol de operador de red. Necesitan para ello herramientas que les permitan una gestión activa y dinámica en tiempo cuasi-real de su red de BT.

## PROYECTO

Para dar respuesta a estas necesidades, ARIADNA ha desarrollado un conjunto de herramientas de analítica avanzada que calculan la topología de red de BT y el flujo de energía a través de ella utilizando los datos de los sensores desplegados en los Centros de Transformación de BT, las curvas de consumo de los contadores inteligentes y la cartografía de red.



Figura 1. Esquema proyecto.



## METODOLOGÍA

El método aplicado se divide en dos fases.

1. Primera fase: Cálculo de la topología completa de la red de distribución. Se determina a qué Centro de Transformación, línea y fase está conectado cada contador de cliente.
2. Segunda fase: Complemento del mapa topológico con la cartografía de red y posterior cálculo dinámico de los flujos de energía. A este esquema se le aplican las curvas de consumo de los contadores para calcular con precisión horaria el consumo y nivel de saturación, la caída de tensión y las pérdidas técnicas por tramo de red.

Este método emplea los contadores inteligentes como sensores de red instalados en el punto de suministro. De esta forma se obtiene mayor retorno a las inversiones acometidas en el despliegue de la telegestión a través de aplicaciones que ayudan a hacer más eficiente la red de BT.

### Topología de la red de BT fiable gracias al algoritmo de ARIADNA Grid

Hasta ahora, antes de la irrupción de las fuentes de generación distribuida y del vehículo eléctrico, la calidad del dato topológico de la red de BT no comprometía de forma determinante la calidad del suministro. Los cables y potencias de los transformadores están en general dimensionados de forma holgada, y la red se comportaba de forma fiable, aunque hubiese un error en el conocimiento del número de usuarios que alimenta un transformador o una línea de reparto.

Pero con el cambio actual de paradigma, el conocimiento fiable de la topología es fundamental para gestionar la red de forma dinámica y flexible. ARIADNA Grid ha diseñado un algoritmo que calcula la topología eléctrica obteniendo un modelo digital de la red libre de errores y siempre actualizado. Este algoritmo se apoya en la tecnología de Machine Learning para tratar la masiva cantidad de información aportada por los numerosos sensores desplegados en la red y extraer datos de valor.

La información topológica supone para la gestión de la red lo que los cimientos representan en la construcción de un edificio: un error en la base puede producir que lo que se construya a partir de ella altere e incluso amenace la fiabilidad del conjunto. Es muy importante por tanto partir de datos fiables y de calidad para evitar que un error de partida se propague y afecte al resultado de cálculos posteriores.

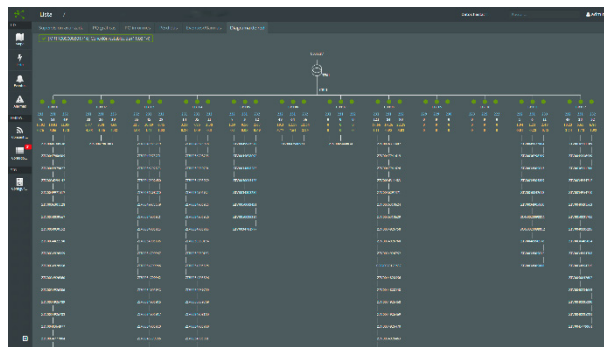


Figura 2. Esquema topológico.

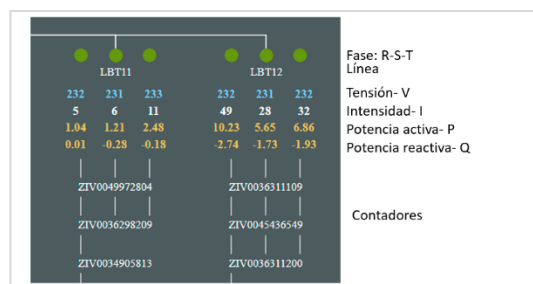


Figura 3. Detalle esquema topológico y leyenda.

El algoritmo de topología ARIADNA permite a las compañías eléctricas comprobar la calidad de su inventario, completarlo y corregirlo, realizando así un paso imprescindible en la digitalización de la red. La topología obtenida se complementa entonces con la información cartográfica existente (georreferenciación de contadores e inventario de conductores –definición de los tipos de cables y su sección- si está disponible).

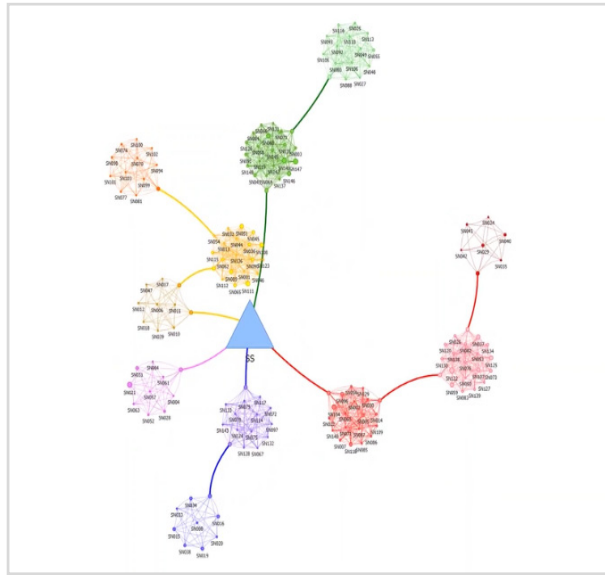


Figura 4. Simulación algoritmo de topología ARIADNA.

Puede ser necesario programar salidas a campo para corregir o completar la información en algunos casos. Para esta parte del trabajo ARIADNA ha diseñado una aplicación móvil que trabaja en conjunto con el localizador de cables subterráneos MRT700 de la empresa Merytronic, que agiliza el tiempo de captura en campo y minimiza el error humano en las tareas de digitalización de red.



Figura 5. Trabajo en campo: operario con trazador y aplicación móvil.



Figura 6. Trabajo en campo: detalle pantalla de trazador.

Al final de este ejercicio, gracias a una topología exacta y un inventario de red completo se obtiene el esquema eléctrico correcto y verificado.

## Simulación del flujo de energía

Para saber el estado actual de la red es fundamental simular los flujos de potencia. Para ello se utilizan las curvas de consumo registradas por los contadores inteligentes, anonimizados por motivos de privacidad de la información. Estos datos representan el consumo energético de cada usuario (incluido el consumo reactivo/capacitivo y la generación distribuida si la hubiera).

Para realizar los cálculos es necesario convertir las energías a parámetros eléctricos tales como potencias medias, activas, reactivas, corrientes y factor de potencia. El error derivado de esta conversión se ha tenido en cuenta para cuantificar el grado de incertidumbre que se obtiene en casos reales.

Combinando los consumos con el inventario de red (incluida la topología) se obtienen los siguientes resultados con periodicidad horaria:

- Corrientes que circulan por cada cable.
- Grado de saturación de cada conductor (% sobre la corriente máxima admisible).
- Caídas de tensión a lo largo de cada tramo de red, desde el transformador hasta cada punto de suministro.
- Pérdidas técnicas de la red, esto es, la cantidad de energía que se pierde en cada tramo de red debido al conductor. Agregando las pérdidas técnicas de cada Centro de Transformación se obtiene la cantidad de energía que se pierde en la red de BT siendo este un dato clave de la eficiencia de la misma.

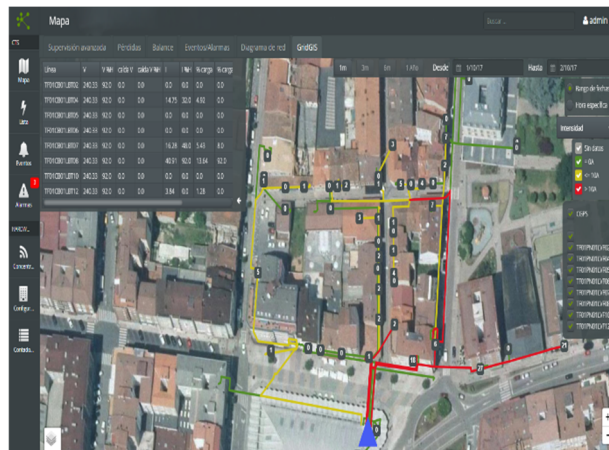


Figura 7. Visualización del grado de saturación de los tramos de red por colores.

En una segunda etapa se abordará el estudio de cálculos de flujos de potencia en distintas tipologías de red (doméstica, industrial, rural, etc.) y con presencia de generación distribuida, donde los flujos de energía de la red dependen de la intermitencia de las fuentes renovables.

## RESULTADOS

El algoritmo de topología ARIADNA ya se encuentra en fase de producción en varias compañías eléctricas. Actualmente, ARIADNA calcula cada día la topología de red de aproximadamente 500 Centros de Transformación que alimentan a más de 100.000 usuarios.

El grado de fiabilidad de la vinculación de contadores al Centro de Transformación, línea y fase es ya superior al 99.99% y no necesita de ninguna información previa sobre la composición de la red.

El cálculo horario de los flujos de energía a nivel de línea y fase y por tramos de red es una herramienta muy novedosa, que está en fase de investigación y desarrollo. Se ha validado satisfactoriamente en 10 Centros de Transformación y con los resultados preliminares ya se aprecia que los conductores están en general holgados en cuanto a grado de saturación. Esta herramienta va a ser clave para conocer el estado actual de la red y va a permitir aprovechar toda la capacidad disponible con los recursos existentes, minimizando las inversiones en expansión de red tal como se venía haciendo hasta el momento.

## CONCLUSIÓN

Con una información topológica actualizada y fiable es posible construir aplicaciones que ayuden a optimizar la gestión de las redes eléctricas. Es especialmente interesante actualizar los mapas e inventarios de las redes de Baja Tensión, en muchos casos obsoletos. Como alternativa a las salidas a campo para capturar la información, la utilización de nuevas tecnologías para completar y corregir automáticamente esta información supone un ahorro en costes muy significativo garantizando que la información está siempre actualizada.

Este proyecto se centra además en realizar simulaciones del estado de flujos de carga en las redes de BT, con un nivel de detalle sin precedentes. Los resultados preliminares indican que, en general, existe margen para conectar nuevos usuarios manteniendo la calidad de suministro.

Con la inminente entrada de nuevos tipos de cargas (Vehículos Eléctricos) y recursos energéticos (renovables, baterías, etc.) se va a tener que revisar, entre otras cosas, los métodos de dimensionamiento de las redes, basadas actualmente en potencia contratada y coeficiente de simultaneidad. Si en vez de seguir utilizando este tipo de métodos grosso modo/conservadores, se opta por que la nueva regulación incentive la adopción de nuevas tecnologías basadas en la digitalización de las redes, las compañías de distribución podrán calcular con mucho mayor grado de detalle el estado actual de sus redes, la capacidad adicional de conexión de nuevos suministros y las necesidades reales de inversión en refuerzo y expansión de red.

El sector de distribución eléctrico se podrá preparar así adecuadamente para la entrada de los nuevos mercados de flexibilidad, gestión activa de la demanda e integración de las energías renovables.

# PROYECTO RESOLVD: PENETRACIÓN DE RENOVABLES APALANCADA POR REDES DE BAJA TENSIÓN EFICIENTES

Joaquim Meléndez, Representante del Consorcio, Universitat de Girona

**Resumen:** RESOLVD (*Renewable penetration levered by efficient low voltage distribution grids*) es un proyecto de investigación financiado por el programa europeo H2020 (2017/20, LCE-01-2016-2017, Ref. 773715,) que tiene como objetivo construir un piloto de red de baja tensión inteligente y eficiente, con capacidad de operación y gestión energética local, que maximice la capacidad de generación renovable inyectable en dicha red y su consumo local. La operación consiste en posibilitar la conexión de líneas de baja tensión de diferentes centros con el propósito de evitar congestiones y variaciones de tensiones en episodios de alta generación o consumo. La gestión energética se realiza mediante baterías instaladas en el centro de transformación con el propósito de minimizar la importación de energía de la red. Pueden consultarse información del proyecto, consorcio, resultados y documentos asociados en el siguiente enlace: <https://resolvd.eu/>

**Palabras clave:** Redes Inteligentes, Smart Grid, Baja Tensión, Generación Renovable, Baterías, Eficiencia Energética

## INTRODUCCIÓN

RESOLVD (<https://resolvd.eu/>) es un proyecto de investigación del programa H2020 (2017/20, Ref. 773715, LCE-01-2016-2017) cuyo principal objetivo es construir un piloto de red de baja tensión inteligente y eficiente, con capacidad de operación y gestión energética local, que maximice la capacidad de generación renovable inyectable en dicha red y su consumo local. Se trata de gestionar la flexibilidad en la red de baja tensión en un contexto de alta penetración de generación renovable distribuida y con el propósito de:

- Maximizar el uso de la infraestructura actual a través de la gestión activa de energía y el balanceo a nivel de BT, incluyendo cierta capacidad de operación y almacenaje en dicha red.
- Reducir la incertidumbre de la planificación mediante el pronóstico de la demanda y generación y la aplicación de métodos de optimización robustos (considerando la incertidumbre en la predicción) para la planificación de la red.
- Mejorar la calidad del suministro (estándar EN 50160) actuando en la red de BT.
- Reducir pérdidas en el sistema mediante el consumo de energía producida localmente (paradigma de "km 0")
- Aumentar la capacidad de instalación renovable en baja tensión, facilitando la evacuación de la generación no consumida localmente.
- Disminución de la energía renovable no suministrada.
- Reducción del pico de demanda en los centros de transformación.
- Diseñar una arquitectura de red inteligente (Smart grid) de baja tensión segura y su implementación en un piloto real.

Se puede consultar la lista completa de requisitos que se derivan de dichos objetivos en (Entregable RESOLVD D1.2, 2018). El diseño del proyecto se ha realizado siguiendo el modelo de referencia SGAM, Smart Grid Architecture Model, (CEN CENELEC, 2012), (CEN-CENELEC-ETSI, 2014) en su totalidad, desde especificaciones hasta el diseño utilizando la SGAM ToolBox para ello. Se ha procedido al mapeo de casos de uso en los cinco niveles de interoperabilidad SGAM (negocio, funcional, información, comunicación y componentes) posterior a la identificación de actores (Tabla 1) sobre el plano dominio-zona de SGAM (Entregable RESOLVD D1.2, 2018).

RESOLVD introduce la operación de la red de baja tensión sobre dos elementos: interruptores, para la interconexión de líneas con el propósito de cambiar la configuración de la red; y baterías, instaladas en centros de transformación para que almacenen o inyecten energía a la red. La interconexión de líneas de baja tensión, de diferentes centros de transformación, tiene el propósito de evitar episodio de congestión y/o sobre/subtensiones (durante picos de generación renovable o de exceso de consumo). Por su lado, la gestión energética de baterías instaladas en centros de transformación permite minimizar la importación de energía de la red y maximizar el consumo local de energía renovable producida localmente. La gestión de la red se realiza de forma óptima a partir de la planificación diaria de consignas horarias de los interruptores de interconexión y de las consignas de carga/descarga de la batería. Dicha optimización se realiza a partir de las predicciones de demanda y generación a nivel de consumidor (o prosumer). Las baterías se conectan a la red a través de convertidores con funciones avanzadas que, además, permiten proporcionar

mejoras en la calidad de suministro (cancelación de armónicos y desbalance) y mejora de la eficiencia (compensación de reactiva, balance de fases, etc.). El proyecto aporta mayor observabilidad de la red con la instalación de sincrofasores en los centros de transformación, para una detección rápida de eventos y faltas o simplemente cambios bruscos en los flujos de potencia (conexión/pérdidas de carga o variaciones inesperadas de generación).

RESOLVD cuenta con una plataforma para la integración de los diferentes subsistemas que componen la solución, la gestión de datos de información y la conexión con los sistemas heredados que constituyen el centro de control de red de la compañía. La conexión de los elementos de campo se realiza a través de RTUs y los servicios software (predicción, optimización, detección y localización de fallos) se integran como servicios web a la plataforma, a través de protocolos estándares. En el diseño de todo el sistema se han tenido en cuenta criterios de ciberseguridad tanto en la interacción con los sistemas de gestión de la distribuidora existentes (SCADA, AMI, MDMS, GIS) así como en la interacción de los nuevos subsistemas para que opere en condiciones seguras y protegidas.

## Consortio

El proyecto, coordinado por la Universitat de Girona, cuenta con un consorcio de siete socios: Estabanell Distribució, distribuidora con responsabilidades en las especificaciones y diseño del piloto; Universitat Politècnica de Catalunya, Universidad al cargo del diseño de los equipos de electrónica de potencia y gestión de almacenaje en la red; Joaneum Research, centro de Investigación austríaco encargado de la ciberseguridad de todo el proyecto; Smart Innovation Norway, Centro de Innovación Noruego que establece las pautas de explotación y estudio de modelos de negocio asociados al proyecto y a las tecnologías desarrolladas; ICOM, Industria griega del ámbito TIC que lidera la integración y diseño de la plataforma de gestión de datos y servicios en el proyecto; Consensus, pyme eslovena encargada del diseño de sincrofasores y equipos de monitorización de calidad de onda. La Universitat de Girona, además de coordinadora, es responsable de los algoritmos de predicción, detección de fallos y optimización.

## ARQUITECTURA RESOLVD

La arquitectura se ha desarrollado de acuerdo al estándar (ISO/IEC/IEEE42010:2011) que establece una metodología para la descripción de la arquitectura de los sistemas de software. Los casos de uso que establecen los requisitos del proyecto pueden consultarse en (Meléndez et al., 2019). La metodología SGAM se utilizó para identificar los diferentes actores (Tabla 1) y su interoperabilidad tanto a nivel físico (interconexión de dispositivos y redes de comunicación), como de aplicación (acceso a datos, computación e intercambio de información entre aplicaciones) y de negocio (coordinación de funciones de acuerdo a objetivos de negocio). La Figura muestra los diferentes componentes que componen la arquitectura y sus dependencias (lista completa de actores en Tabla 1). Dada la heterogeneidad del origen de los datos (elementos de campo a través de remotas –RTUs-, sincrofasores –PMUs-, nuevos equipos de electrónica de potencia –PED- y almacenaje o los contadores inteligentes a través de la infraestructura avanzada de telecontadores –AMI-) se ha incorporado el diseño de una plataforma software para la integración que garantiza la interoperabilidad entre dichas fuentes de información, así como su acceso en condiciones de ciberseguridad. Los componentes más importantes de dicha plataforma son:

1. Enterprise Service Bus (ESB): middleware de integración flexible para una arquitectura orientada a servicios (SOA) que permite cambios en los requisitos, así como fiabilidad y seguridad en la integración.
2. Sistema de gestión de datos: un aspecto importante de la integración es la accesibilidad a gran cantidad de datos generados por los numerosos dispositivos de campo y otras fuentes como sincrofasores y contadores. El sistema de gestión de datos garantiza una integración transparente a tecnologías y proveedores de datos heterogéneos, ofreciendo validación y garantizando su accesibilidad de forma homogénea y con garantías de calidad de servicio (QoS).
3. El sistema de análisis y visualización de datos: tiene como objetivo alojar algoritmos inteligentes, proporcionando los cálculos como un servicio a otras aplicaciones, al tiempo que presenta los datos almacenados o los resultados de los cálculos como un artefacto incorporable a otras aplicaciones.

En la Figura 1, se diferencia entre sistema heredados (azul) y los desarrollados en el proyecto (verde) o los servicios externos (gris). El primero incluye básicamente los sistemas clásicos de un centro de control de una distribuidora tales como: SCADA, GIS, MDMS, MDC (AMI HES), DCU, GM, SM, RTU, PFS, Switchgear (interruptores), sensores (a nivel de subestación) y el DMS. Un componente del Servicio Meteorológico se identifica como un servicio externo, mientras que los elementos desarrollados en RESOLVD se pueden separar en tres grupos:

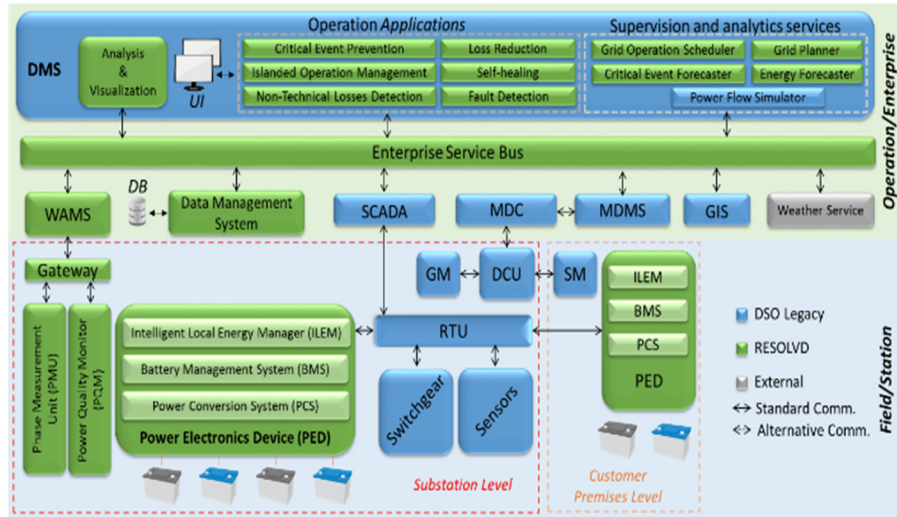


Figura 1. Componentes de la arquitectura RESOLVD.

Para garantizar la integridad e interoperabilidad a nivel de datos, se ha seguido el modelo de información CIM (Common information model) siempre que ha sido posible. A nivel de seguridad se ha realizado un análisis de amenazas tanto a nivel de comunicación como de protocolos involucrados en ellas (K. Moulinos, 2013; E-Control, 2014) lo que ha permitido definir la lista de requisitos de seguridad. La Tabla 2 resume este análisis a nivel de protocolos, que incluye, por ejemplo, la necesidad de segregar las comunicaciones, utilizando cifrado o redundancias. Análisis de requisitos detallado en (Entregable RESOLVD D1.4). La implementación de dichos requisitos, deben garantizar un sistema seguro para todo el sistema de control y gestión de la red de distribución de baja tensión.

### 1. Herramientas y aplicaciones avanzadas

#### - Aplicaciones de operación DMS

- Prevención de eventos críticos (CEPA)
- Detección de fraude y pérdida no técnica
- Reducción de pérdidas (LRA)
- Selfhealing (SHA)
- Gestión de energía en modo de isla intencional y controlada (IPMA)
- Servicios de supervisión y análisis
- Predicción de energía (demanda y generación) (EF)
- Predicción de eventos críticos (CEF)
- Planificador de operaciones de red (GOS)
- Aplicación de detección de fallos (FDA)
- Planificador de red (GP)

#### o El Enterprise Service Bus (ESB)

- o Las herramientas de gestión, análisis y visualización de datos

### 2. Dispositivo electrónico de potencia (PED)

- o Gestor de energía local inteligente (ILEM)
- o Sistema de gestión de batería (BMS)
- o Convertidor de potencia (PCS)

### 3. Infraestructura WAMS

- o WAMS
- o Dispositivos PMU / PQM
- o Gateway (GW)

Actor	Type	Name: Description (status in the project: legacy/development)
AMI	Sistema	<b>Infraestructura Avanzada de Contadores (Advanced Metering Infrastructure)</b> , encargada de la recogida de datos de SM instalados en clientes de baja. Se compone de los subsistemas: MDC, DCU, SM and GM. (Heredados)
BMS	Sistema	<b>Sistema de gestión de baterías (Battery Management System)</b> , responsable de la gestión de las diferentes tecnologías de almacenaje, de acuerdo a las necesidades y requerimientos de la red. Es parte del PED (Desarrollado en el proyecto).
CEF	Aplicación	<b>Predicador de eventos Críticos (Critical Event Forecaster)</b> , aplicación encargada de predecir congestiones en la red o variaciones de tensión fuera de límites en base a las predicciones de generación y demanda. (Desarrollado en el proyecto)
CEPA	Aplicación	<b>Aplicación de prevención de eventos críticos (Critical Event Prevention Application)</b> coordinación de acciones para la prevención de eventos críticos. Actúa sobre las consignas de almacenaje y el estado de interruptores de interconexión. (Desarrollado en el proyecto)
DCU	Dispositivo	<b>Concentrador (Data Concentrator Units)</b> , instalados en las subestaciones, es el encargado de recoger y almacenar los datos de contador (SM) instalados en clientes y enviarlos al MDC. Part del AMI. (Heredado)
DPA	Aplicación	<b>Aplicación de pre-procesado (Data Pre-processing Application)</b> , permite la detección de errores en los datos, limpiarlos, corregirlos si es necesario y validarlos. Ejecuta funciones de agregación simples. (Desarrollado en el proyecto)
DMS	Sistema	<b>Sistema de gestión de la red de distribución (Distribution Management System)</b> conjunto de aplicaciones de soporte a la operación y toma de decisiones para la monitorización y gestión de la red desde la sala de control del operador. Ejecuta tareas de orquestación.
EF	Aplicación	<b>Predicador de energía (Energy Forecaster)</b> ejecuta predicciones de demanda y generación en puntos de la red para diferentes horizontos (horario / diario) a partir de datos de consumo y meteorología. (Desarrollado en el proyecto)
FDA	Aplicación	<b>Aplicación de detección de fallos (Fault Detection Application)</b> detección y diagnóstico de fallos en la red a partir de datos de PMUs. (Desarrollado en el proyecto)
GW	Dispositivo	<b>Pasarela (Gateways)</b> para interconexión de dispositivos (PMUs, PQM). Ejecuta operación de agregación. (Desarrollado en el proyecto)
GIS	Sistema	<b>Sistema de Información geográfica (Geographic Information System)</b> mantiene la información relativa al modelo de la red y los activos que la componen. (Heredado)
GOS	Aplicación	<b>Aplicación para la planificación de la operación de la red (Grid Operation Scheduler application)</b> calcula y planifica las consignas óptimas para cada dispositivo de actuación en base a criterios de eficiencia según diferentes escenarios. (Desarrollado en el proyecto)
GP	Human Actor	<b>Planificador (Grid Planner)</b> la persona responsable de diseñar y elegir la situación de los actuadores de la red y el dimensionado de los equipos de potencia (convertidores y baterías) a instalar en la red a partir de la información proporcionada por el PTF.
ILEM	Dispositivo	<b>Gestor Energético Local Inteligente (Intelligent Local Energy Manager)</b> , dispositivo electrónico encargado de las comunicaciones y la lógica de control del PED (es parte de este). (Desarrollado en el proyecto)
IPMA	Aplicación	<b>Aplicación para la gestión de situaciones de isla (Island Power Management Application)</b> se encarga de la gestión de los flujos de información y ejecución de acciones para gestionar situaciones de isla. (Desarrollado en el proyecto)
LRA	Aplicación	<b>Aplicación de reducción de pérdidas.</b> Organiza los flujos de información y ejecuta acciones para la reducción de pérdidas de acuerdo a un aplanamiento. (Desarrollado en el proyecto)
MDC	Sistema	<b>Colector de Datos de Medidores (Meter Data Collector)</b> se encarga de la gestión de los datos de consumo enviados por los contadores a través de los concentradores (DCUs) y envía dichos datos al MDMS. Es parte del AMI. (Heredado)
MDMS	Sistema	<b>Gestor de Datos de Medidores (Meter Data Management System)</b> ; Sistema informático encargado de la validación, gestión, análisis y procesamiento de los datos de medidores (SM).
PMU	Dispositivo	<b>Sincrofasores (Phasor Measurement Unit)</b> instrumento que proporciona tensiones y corrientes a la frecuencia de la red en formato fasorial, con base de tiempo sincronizada por GPS y alta resolución. Alimenta el WAMS. (Desarrollado en el proyecto)
PTF	Actor humano	<b>Equipo de planificación (Planning Task Force)</b> es el equipo formado por responsables de la distribuidora y personal técnico externo (instaladores y proveedores de tecnología) que colaboran con un objetivo común por la selección, dimensionado y despliegue de la mejor solución de acuerdo a los objetivos del proyecto.
PCS	Dispositivo	<b>Convertidores de Potencia (Power Conversion System)</b> ; dispositivo (convertidores) de electrónica de potencia capaz de actuar en la red con capacidad de conmutación y gestión de flujos de energía. Forma parte del PED. (Desarrollado en el proyecto)
PED	Dispositivo	<b>Dispositivo de electrónica de potencia (Power Electronic Device)</b> , Conjunto formado por un ILEM, PCS y el BMS, montado en cabina. Es el encargado de la gestión local de energía entre la red y baterías, permitiendo gestión a diferentes niveles. (Desarrollado en el proyecto)
PFS	Aplicación	<b>Simulador de flujos de potencia (Power Flow Simulator)</b> , simulador de redes para el cálculo de tensiones y corrientes en nodos dada una predicción.
PQA	Dispositivo	<b>Analizador de calidad (Power Quality Analyser)</b> equipo de medida que permite el almacenaje de medidas eléctricas de una red. Permite un registro continuo de datos y su instalación puede ser fija o temporal.
PQM	Dispositivo	<b>Power Quality Monitoring</b> instrumento de precisión que permite medidas y registros de formas de onda para su análisis (armónicos, valores RMS, potencia activa/reactiva, transitorios, perturbaciones, etc.). (Desarrollado en el proyecto)
RTU	Dispositivo	<b>Remota (Remote Terminal Unit)</b> dispositivo de comunicación tipo IED (Intelligent Electric Device) para el interfaz de medidas de campo con DMS y SCADA. (Heredado)
SHA	Aplicación	<b>Aplicación de self-healing (Self-healing Application)</b> gestiona los flujos de información y ejecución de acciones para self-healing frente a situaciones de fallo. Su operación puede ser automática o supervisada. (Desarrollado en el proyecto)
SM (GM)	Dispositivo	<b>Contador Inteligente (Smart Meters and Grid Meter)</b> contadores en clientes o en subestaciones (grid meter). Parte del AMI. (Heredado)
SCADA	Sistema	<b>Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control and Data Acquisition System)</b> es el entorno de monitorización y control de la red. Instalado en la sala de control. Integra el sistema de telecontrol y dispone de funcionalidad de gestión de datos. (Heredado)
SWG	Dispositivo	<b>Interruptores (Switchgears)</b> elementos con capacidad de corte para la interconexión de líneas a baja tensión y permitir el cambio de configuración. Nueva instalación.
WF	Aplicación	<b>Predicción Meteorológica (Weather Forecaster)</b> , servicio externo proporcionado por agencia de meteorología. (Integrado en el proyecto)
WAMS	Sistema	<b>Sistema de Monitorización de área amplia/extendida (Wide Area Monitoring System)</b> sistema encargado de recolectar datos de varias PMUs y analizarlas para detectar cambios bruscos en los flujos de potencia y ejecutar algoritmos de detección y localización de fallos. Se compone de la red de PMUs, pasarelas, una infraestructura de comunicaciones y el software. (Desarrollado en el proyecto)

Tabla I. Lista de actores en RESOLVD.



Requirement	IEEE C37.118	IEC 61850-8-1	PRIME <sup>1</sup>	Modbus RTU	Modbus TCP/IP	IEC 60870-5-104	IEC 61968-100	STG-DC
Communications Segregation	X			X	X	X		X
Enforce IEC 61850-90-5 Security	X							
Use PRIME Prole 2			X					
Enforce Modbus TCP/IP Security with encryption					X			
Use IEC 62351 with cryptographic protection						X		
ESB HTTPS Protection							X	
SOAP Security								X

Tabla II. Análisis de amenazas en los protocolos de comunicación usados. Requisitos múltiples en los protocolos (Columnas) deben cumplirse todos.

## PILOTO

La validación de RESOLVD es un piloto de red inteligente de BT (Figura 2), propiedad de la distribuidora Estabanell Distribució, que consta de dos centros de transformación (CT1: 250kVA y CT2: 630kVA) pertenecientes a la misma línea de media tensión, ubicadas en la comarca de Osona (Catalunya). La red tiene una treintena de clientes y diferentes puntos con generación renovable fotovoltaica. Se ha dotado a la red de un punto de interconexión operable entre dos líneas (Ver Figura 2). Las baterías (44,7 kWh) se asignan íntegramente al CT2 por un tema de espacio en la instalación. Dicho almacenamiento está constituido de dos paquetes de baterías (ácido-plomo: 4kWh y ión-litio: 30,7kWh) dimensionados para suministrar energía durante 4 horas a los clientes en ambas subestaciones en situación de isla, desconectados de la red principal y sin generación. Un dispositivo de electrónica de potencia (PED) con tres inversores frontales de 25 kVA gestionará la energía localmente y proporcionará al mismo tiempo servicios de calidad de energía (equilibrio, compensación reactiva, filtrado de armónicos, etc.). Dos PMU, instaladas en los CTs, sirven para detectar variaciones repentinas en la generación y/o demanda y facilitar la detección de fallos en la red. La información generada por estos dispositivos, junto con los datos de contadores inteligentes constituyen el sustrato de datos que gestiona la plataforma RESOLVD para proporcionar las consignas de operación de la red (consignas de carga y descarga de baterías y actuación de elementos de interconexión) basada en la arquitectura descrita anteriormente.

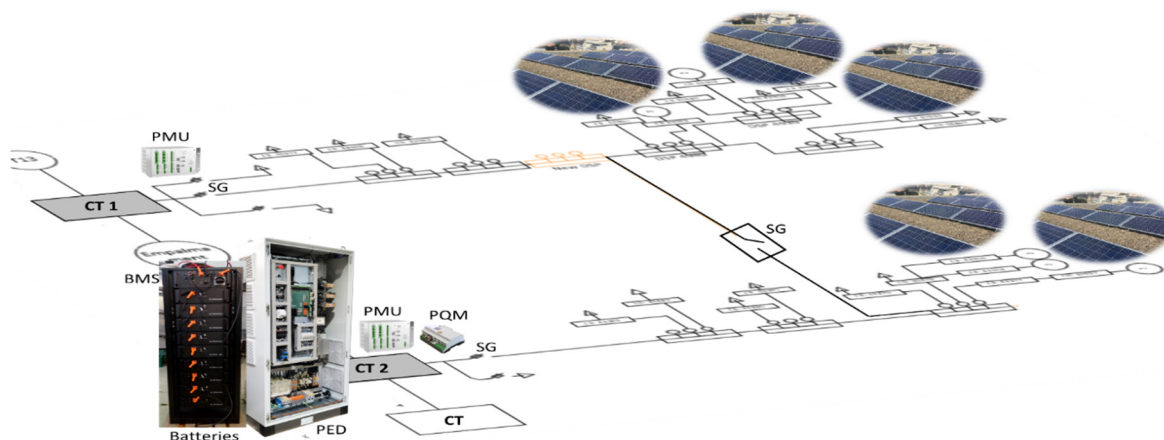


Figura 2. Esquema del piloto y nuevos dispositivos de operación y gestión energética.

## CONCLUSIONES

La implantación de la tecnología RESOLVD pretende facilitar la operación de la red de distribución con fuerte penetración de generación renovable (no controlable) distribuida, aportando capacidad de gestión a la red cerca de los puntos de generación. Se pretende demostrar cómo las infraestructuras actuales pueden aumentar la capacidad

de instalación de generación renovable y mejorar la eficiencia del sistema. El objetivo es facilitar la instalación de generadores renovables dejando la gestión energética en manos de la distribuidora. Dicha gestión incluye no solo el almacenaje energético para su consumo local sino el proporcionar servicios de balanceo, compensación de reactiva y calidad de servicio. Esto requiere la selección estratégica de punto de almacenaje y su correcto dimensionado para evitar congestiones y al mismo tiempo, asegurar que la energía producida se consuma localmente. Un novedoso dispositivo de electrónica de potencia se encarga de gestionar esta energía de acuerdo con las planificaciones proporcionados por la plataforma frente a episodios de congestión o sobre/sub-tensiones; proporcionando al mismo tiempo servicios de compensación y balanceo de forma autónoma.

El desarrollo ha tenido en cuenta el análisis de modelos de negocio en la operación de las redes de distribución, así como las posibilidades de explotación de las tecnologías desarrolladas.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha desarrollado bajo el proyecto europeo RESOLVD del programa de investigación e innovación Horizon 2020 (LCE-01-2016-2017, referencia: 773715). El contenido resume la visión del proyecto después de dos años de fructífera colaboración entre los socios. El autor firma en nombre de todos los socios y equipo del proyecto, formado por más de 20 personas.

## REFERENCIAS

- [1] CEN CENELEC, 2012, ETSI Smart Grid Coordination Group, "Smart Grid Reference Architecture"
- [2] CEN-CENELEC-ETSI, 2014, ETSI Smart Grid Coordination Group, "SGAM User Manual -Applying, testing & refining the Smart Grid Architecture Model - Version 3.0".
- [3] ISO/IEC/IEEE, "ISO/IEC/IEEE 42010:2011, Systems and software engineering — Architecture description"
- [4] K. Moulinos, 2013, "Proposal for a list of security measures for smart grids," European Union Agency for Network and Information Security. Smart Grid Task Force EG2. (Available Online: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140409\\_enisa.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140409_enisa.pdf). Retrieved 2018-06-18).
- [5] E-Control, 2014, "Risikoanalyse für die Informationssysteme der Elektrizitätswirtschaft unter besonderer Berücksichtigung von Smart-Metern und des Datenschutzes". Project End Report. (Available online: <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/3f89d470-7d5e-433c-b307-a6443692d8f7>. Retrieved 2018-06-18).
- [6] Entregable RESOLVD D1.2, 2018, "D1.2 – Functional and Operational Requirements". (Available on- line at <https://resolvd.eu/documents/>)
- [7] Entregable RESOLVD D1.3, 2018, "D1.3 - Interoperability and Integration Analysis and Requirements". (Available on-line at <https://resolvd.eu/documents/>)
- [8] Entregable RESOLVD D1.4, 2018, "D1.4 - Information Security. (Available on-line at <https://resolvd.eu/documents/>)
- [9] J. Meléndez et al., 2019, "RESOLVD- Renewable Penetration Levered by Efficient low Voltage Distribution Grids. From Specifications to Use case analysis", CIREĐ'19, Madrid.
- [10] H. Tuiskula, S. Puranik, I. Ilieva, 2019, "Identification and validation of new business models for DSO business environment using business model canvas and stakeholder groups", CIREĐ'19; Madrid

# INVERSORES SOLARES HÍBRIDOS EN MODO AUTÓNOMO - UNA COMPARATIVA REAL ENTRE BALANCE NETO Y AUTOCONSUMO

**Carlos Martínez de Guereñu Apodaca**, Responsable Desarrollo Tecnológico, ZIGOR Research and Development  
**Álvaro Díaz de Guereñu Echavarría**, Director Proyectos de Innovación, ZIGOR Research and Development

**Resumen:** Los sistemas de inversores solares híbridos, que incorporan almacenamiento, están siendo incorporados de forma paulatina en el ecosistema de las soluciones fotovoltaicas. Este hecho permite transformar una fuente de energía estrictamente no controlable (o parcialmente controlable) en una totalmente controlable. Por su parte, las herramientas de estímulo a la generación con energías renovables están cambiando de la tarifa regulada (Feed-In-Tariff) hacia mecanismos de autoconsumo y balance neto. En el marco del proyecto NETfficient, se desarrollaron los inversores híbridos HIS Gridex y HIT Gridex y se desplegaron más de 40 unidades en la isla de Borkum, donde estuvieron en operación durante 18 meses. Se ha realizado un análisis de los datos recogidos durante el funcionamiento de los equipos, comparando los escenarios de autoconsumo y balance neto; esta comparativa incluye la simulación de los resultados que se hubiesen obtenido con inversores sin almacenamiento.

**Palabras clave:** Almacenamiento, Hibridación, Inversor Solar, Baterías, Balance Neto, Autoconsumo

## INTRODUCCIÓN

La introducción de almacenamiento en un inversor solar conectado a red (comúnmente conocido como inversor solar híbrido) da un nuevo enfoque al uso de las energías renovables en aplicaciones domésticas, de edificio y de industria ligera. Este pequeño cambio significa una revolución en el paradigma del uso de la electricidad [1], convirtiendo las fuentes de energía renovable no controlables en sistemas controlables.

El proyecto NETfficient (European Union's Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement No 646463: Energy and economic efficiency for today's smart communities through integrated multi-storage technologies) desplegó más de 40 sistemas energéticos en casas, edificios y subestación en la isla alemana de Borkum. Se probaron tanto sistemas agregados como autónomos. El objetivo en mente era mejorar la explotación de las energías renovables. La herramienta era el almacenamiento de energía: ultra-condensadores, baterías de litio, hidrógeno y tanques de agua.

## DESCRIPCIÓN DEL INVERSOR HÍBRIDO

Para el proyecto, Zigor desarrolló y desplegó dos tipos de inversores solares híbridos, llamados HIS Gridex y HIT Gridex en 37 viviendas (5kW) y 5 edificios (20kW) respectivamente. Estos inversores se componen de tres convertidores acoplados en DC: convertidores solares fotovoltaicos (2 MPPT independientes), convertidor bidireccional multi-química e inversor de acople a red, con un control común.

Los inversores tenían comunicación con el medidor de facturación de las instalaciones (contador inteligente), el BMS de la batería y el supervisor/agregador. La integración del smartmeter de la compañía permitía que el inversor siguiera las consignas de potencia en el punto de conexión (POC). Las consignas podían ser internas (modo autónomo) o externas (modo agregado).

## MODO AUTÓNOMO

En el modo autónomo, el inversor está optimizando el autoconsumo de la casa o edificio donde está instalado. Eso significa que durante el día, cuando la energía fotovoltaica (PV) está disponible desde paneles solares, el inversor alimenta el consumo de la casa tratando de evitar que se consuma energía desde el punto de conexión (POC); cualquier exceso de energía cargará las baterías y, llegado el caso (si hay más energía fotovoltaica disponible), parte de la energía se inyecta en la red de distribución.

Durante la noche o, en general, cuando la energía solar no es suficiente para compensar el consumo del hogar, las baterías aportan lo necesario; el objetivo es, una vez más, que no se consuma energía de la red de distribución.

Una vez que las baterías están agotadas, la casa se alimentará de la red. Además, una pequeña cantidad de energía será consumida por el inversor para su propia electrónica y para evitar la descarga profunda de la batería.

## Dimensionamiento

El rendimiento de todo el sistema se verá afectado principalmente por el tamaño de la batería, paneles solares y potencia nominal del inversor, en comparación con la potencia y energía consumida por la casa o edificio. En caso de que se instale una baja potencia del panel fotovoltaico, se puede obtener poca energía de forma gratuita, por lo que el impacto final del sistema apenas se notará. Si se reduce la capacidad de la batería, solo se puede obtener una pequeña porción de energía de la casa/edificio de la batería, lo que limita de nuevo el rendimiento del sistema.

Otro punto clave es la enorme variabilidad de la irradiación solar a lo largo del año; esto es especialmente crítico en instalaciones situadas en altas latitudes como las de nuestro estudio. En tales casos, el tamaño correcto de la capacidad de la batería no es obvio; un dimensionamiento optimizado para un cierto período del año, conlleva un rendimiento no óptimo del sistema durante la otra parte año.

La Tabla I muestra el dimensionamiento de la instalación para los dos sistemas diferentes analizados. La potencia fotovoltaica y la capacidad de la batería se muestran en unidades de Sistema Internacional y normalizadas respecto a la potencia nominal del inversor.

	HIT Gridex (edificio)	HIS Gridex (Casa)
Potencia de consume, pico (medida)	11 kW	5.5 kW
Potencia Inversor (kW)	20 kW	5 kW
Potencia PV pico instalada (kW / p.u)	20 kW / 1.00 p.u.	4 kW / 0.8 p.u.
Capacidad Batería (kWh / p.u)	61 kWh / 3.05 p.u.	5.12 kWh / 1.02 p.u.

Tabla I. Dimensionamiento de los componentes.

Como se puede ver en la tabla, la capacidad de energía de la batería es tres veces menor en las casas, en comparación con los edificios. Como se mostrará más adelante, este hecho tendrá un gran efecto sobre el rendimiento.

## Escenarios analizados

Se han analizado dos escenarios diferentes: Balance Neto y Autoconsumo. Un tercer escenario, la de tarifa de regulada (Feed-in-Tariff o FIT), no se ajusta al tipo de instalaciones en las que nos estamos centrando. De todos modos, este escenario FIT sería difícil de analizar porque será muy sensible a la diferencia de precio entre la energía consumida y la energía inyectada. Según [2], la tarifa regulada comenzó a perder fuerza como motor del crecimiento de las energías renovables desde 2011. En cuanto la paridad de red sea una realidad, balance neto y autoconsumo serán las únicas opciones para el concepto de red inteligente.

### Balance neto

El balance neto se define como la diferencia aritmética entre la producción fotovoltaica y el consumo de electricidad durante un largo período de tiempo (mes/año); dicho de otro modo, el contador puede "girar hacia atrás" [3].

### Autoconsumo

El usuario produce un porcentaje de su energía en cada instante (o en un corto período) directamente a partir de paneles solares o baterías. Si hay algún exceso de producción, la exportación a la red se permite (generalmente). En algunos casos, esta energía inyectada en red se remunera, mientras que en otros, como para los usuarios de NETfficient, no se paga por ella. En otros casos, no se permite la exportación (autoconsumo con vertido cero).

## CASO DE EDIFICIOS: HIT GRIDEX

Sólo una de las cinco instalaciones del edificio ha sido operada en modo autónomo. Ha estado en modo agregado (gobernada por el agregador de energía) hasta julio de 2018 y desde entonces hasta el final del proyecto en modo autónomo. El análisis final se ha realizado para el período de agosto a noviembre de 2018. Básicamente, representa la segunda mitad del verano y casi el otoño completo. Por lo tanto, puede ser representativo del desempeño general del año.

## Funcionamiento real

El siguiente gráfico (Figura 1) muestra el rendimiento del sistema durante tres días la última semana de octubre de 2018.

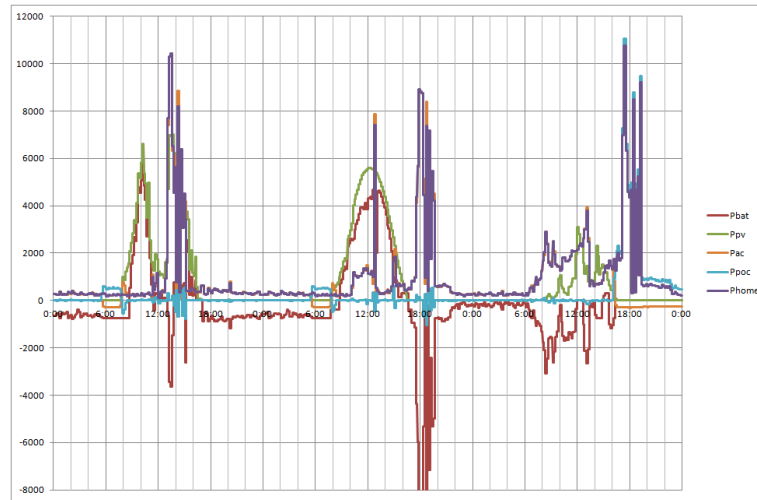


Figura 1. Potencia real en edificio.

La curva morada es el consumo de energía del edificio. Como se puede ver, es bastante plana durante la noche con picos recurrentes alrededor de las 18:00. El tercer día, puede observarse un mayor consumo por la mañana. La curva verde representa la energía solar de los paneles fotovoltaicos. El segundo día es un día soleado, mientras que el tercer día fue un día nublado (la potencia máxima a lo largo de todo el día es de sólo 3 kW). La curva azul es la potencia en el punto de conexión (POC); un valor positivo significa la energía consumida de la red, mientras que un valor negativo significa energía inyectada en la red. Como se observa, (excepto la última parte del tercer día) no hay consumo ni inyección en la red. Esto significa que, en tiempo real, la potencia consumida por el edificio es inyectada por el inversor (curva naranja); y proviene del panel solar (curva verde) o de la batería (curva roja). Esta última se carga (valor positivo) sólo cuando la energía solar excede el consumo del edificio.

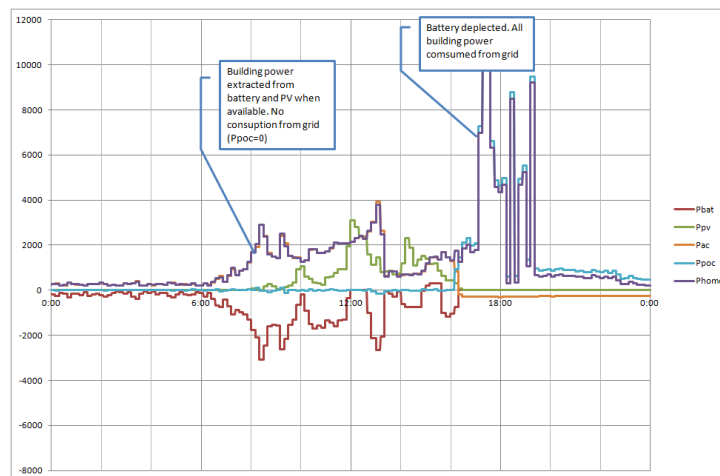


Figura 2. Potencia real en edificio. Tercer día.

Analizando con más detalle el comportamiento del tercer día (Figura 2), se puede observar claramente cómo se optimiza el flujo de potencia con el objetivo de evitar consumir desde la red (curva azul plana a 0w); maximizando el

ahorro para el usuario. También se puede ver que alrededor de las 16:00 la batería está agotada y a partir de ese momento toda la energía se toma de la red.

## Funcionamiento simulado sin almacenamiento

Con la intención de comparar el beneficio de integrar almacenamiento, se ha llevado a cabo una simulación de rendimiento de un inversor ongrid estándar. A partir de los datos registrados, el consumo del edificio y la energía fotovoltaica no se han modificado. La potencia generada por el inversor se calcula a partir de la potencia fotovoltaica (multiplicada por el rendimiento) y luego se computa la potencia en el POC.

Los resultados se muestran a continuación en la figura 3. Como la generación y el consumo de energía no están en absoluto correlacionados, cuando la energía solar está disponible, el consumo del edificio es bajo; por otro lado, los picos de potencia del edificio son proporcionados por la red, existiendo grandes flujos de entrada y salida de potencia en el POC.

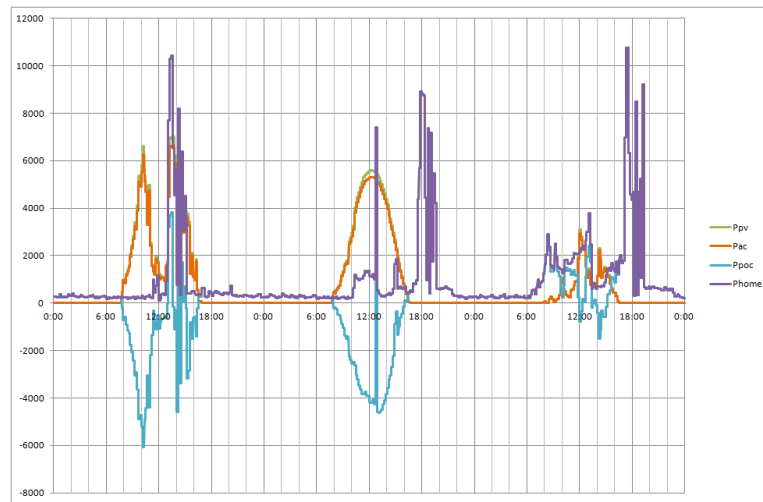


Figura 3. Potencia simulada sin almacenamiento en edificio.

## Resultados y análisis

La Tabla II muestra las cifras resultantes de los diferentes escenarios y configuraciones. Los valores presentados son el promedio mensual de los datos registrados.

	Consumo del edificio	Energía consumida de red	Energía inyectada en red	Balance neto	Autoconsumo sin remuneración por inyección
Sólo PV	747 kWh	523 kWh	386 kWh	137 Wh	523 Wh
Pv y almacenamiento	747 kWh	218 kWh	15 kWh	204 Wh	218 Wh

Tabla II. Resultados del sistema de edificio.

En el escenario de autoconsumo (el de Borkum), como se puede observar, el edificio ha reducido el consumo de la red en un 71% (ha consumido y pagado un 29%) de sus necesidades energéticas, lo que supone un gran ahorro para el usuario. Si no se instalara ningún almacenamiento (sólo la producción fotovoltaica), la reducción sería sólo del 30%. Esto se debe al hecho de que la producción fotovoltaica y el consumo de edificios no están ocurriendo en el mismo momento del día. Así pues, podemos decir que el uso de energía solar proporciona un ahorro de energía significativo, pero la adición de almacenamiento realmente representa un salto cualitativo en el rendimiento.

En escenarios de balance neto, el uso del almacenamiento realmente no ayuda porque la controlabilidad de la energía que proporciona no tiene efecto real; y, teniendo en cuenta las pérdidas de conversión electroquímica y eléctrica, el almacenamiento no tiene sentido.

## EJEMPLO DE CASA: HIS GRIDEX

Siete sistemas en Borkum han trabajado en modo autónomo desde abril de 2018 hasta el final del proyecto, diciembre de 2018. El rendimiento se analiza con los datos de abril a noviembre; por lo tanto, es representativo del conjunto del año.

### Funcionamiento real

Los siguientes gráficos muestran el rendimiento del sistema de uno de los sistemas, situados en una zona residencial, en las afueras de la ciudad de Borkum. Aquí se presentan dos períodos específicos del año. La primera se obtuvo durante el solsticio de verano, funcionando los equipos al máximo rendimiento. El otro se obtuvo hacia finales del otoño, cuando la irradiación solar es más o menos el mínimo anual.

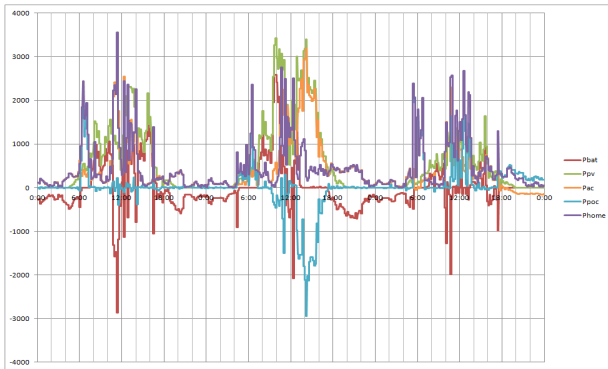


Figura 4. Potencia real de una casa en verano.

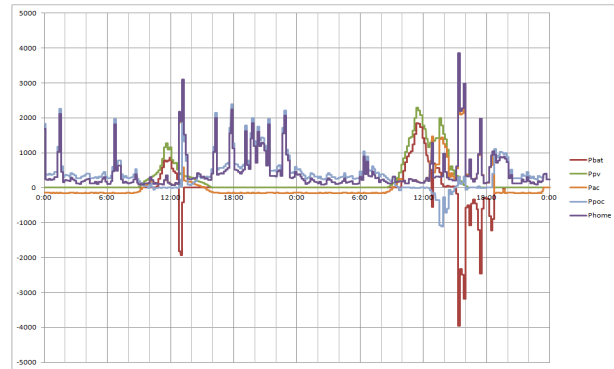


Figura 5. Potencia real de una casa en invierno.

La curva morada representa el consumo de energía de la casa. Como se puede ver, hay un consumo máximo por la mañana y luego alrededor del mediodía, con apenas consumo durante la noche. Incluso siendo verano (figura 4), la potencia fotovoltaica (curva verde) disponible apenas supera los 3 kW (4kWp instalados); como es habitual en sistemas domésticos, la inclinación y la orientación de los paneles fotovoltaicos no son los óptimos. La curva azul es la potencia en el punto de conexión (POC). Se aprecia que en verano principalmente no hay consumo ni inyección en la red. El rendimiento es similar al mostrado en el caso del edificio. Un punto interesante a mencionar es que, en verano, en tres días, la batería se ha agotado dos veces y, además, por el día se carga por completo en poco tiempo. Esto lleva a la conclusión de que la capacidad de la batería está claramente subdimensionada

En invierno (Figura 5) la energía solar es limitada y corta; la batería se descarga todos los días; en consecuencia, el inversor realmente funciona como un consumo adicional para la casa. Por esta razón también, se deduce que el tamaño de la batería debe aumentarse.

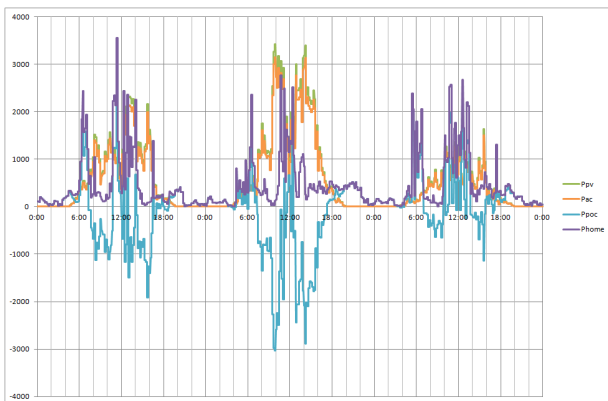


Figura 6. Potencia simulada (sin almacenamiento) en verano.

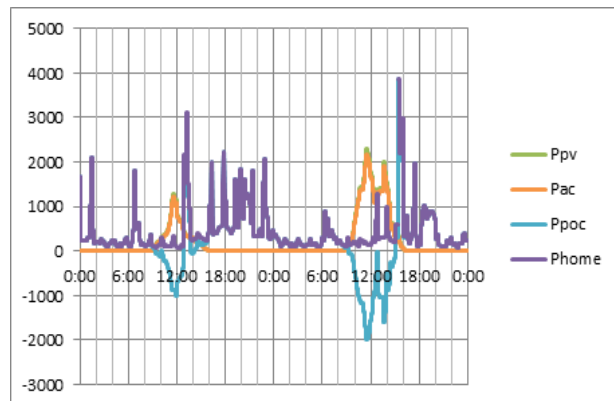


Figura 7. Potencia simulada (sin almacenamiento) en invierno.

## Funcionamiento simulado sin almacenamiento

Como se hizo en el caso de edificio, aquí también se ha simulado el comportamiento que hubiera tenido un inversor fotovoltaico sin almacenamiento.

Los resultados se muestran en la Figura 6 y la Figura 7. Como se puede ver, la generación y el consumo de energía tampoco están correlacionados en este caso.

## Resultados y análisis

La Tabla III muestra las cifras resultantes de los diferentes escenarios. Los valores presentados son el promedio mensual de los datos registrados.

	Consumo del edificio	Energía consumida de red	Energía inyectada en red	Balance neto	Autoconsumo sin remuneración por inyección
Sólo PV	332 kWh	224 kWh	187 kWh	37 kWh	224 kWh
Pv y almacenamiento	332 kWh	210 kWh	79 kWh	131 kWh	210 kWh

Tabla III. Resultados del sistema doméstico.

En el escenario de autoconsumo, a diferencia del caso de edificio estudiado anteriormente, los ahorros asociados al uso del almacenamiento son inferiores. Recordando la Figura 4, la batería se carga bastante rápido en verano, y luego la energía solar se inyecta (pero no se paga) en la red. Una vez agotada la batería, esa energía inyectada debe tomarse (consumirse) de la red. Mientras que en el balance neto este comportamiento es aceptable, en el escenario de autoconsumo, es ineficaz. Esto indica probablemente un subdimensionamiento de la capacidad de almacenamiento.

Obviamente en el escenario de balance neto, así como en caso de uso de edificio, el inversor sin almacenamiento ("sólo PV") es una mejor opción.

## CONCLUSIONES

Se ha presentado el rendimiento real de unos inversores solares híbridos (PV + almacenamiento). El rendimiento (energético y económico) del sistema depende enormemente del uso o no del almacenamiento. El otro parámetro clave es el régimen o las políticas de energía renovable a tener en cuenta: el autoconsumo o el balance neto.

Una de las conclusiones que podemos sacar es que el almacenamiento tiene sentido en el escenario de autoconsumo; cuanto menos coincidan en el tiempo la producción (solar) y el consumo de los usuarios, más rentable es la aplicación del almacenamiento.

La segunda gran conclusión a aprender es que el tamaño de la batería es crucial para obtener beneficios del almacenamiento. En los casos analizados, mientras que una capacidad de batería instalada de 1C apenas tiene un impacto en la factura de energía (en comparación con sólo el inversor fotovoltaico), una capacidad 3C conduce a ahorros notables. Por supuesto, el tamaño óptimo del almacenamiento debe evaluarse caso por caso.

## REFERENCIAS

- [1] Zahedi, A.: Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, Issue 1, January 2011, pp 866-870. doi:10.1016/j.rser.2010.09.011
- [2] Renewable Market Watch™. Europe Net Metering and Self-Consumption Solar PV Market Outlook 2016 – 2025. Inea Consulting Ltd (2018).
- [3] Jacobs, D., Sovacool, B.K.: 1.06 - Feed-In Tariffs and Other Support Mechanisms for Solar PV Promotion. *Comprehensive Renewable Energy*, vol 1, pp. 73-109 (2012). doi:/10.1016/B978-0-08-087872-0.00104-9



# BLOCKCHAIN: REVOLUCIONANDO DIGITALMENTE LA INDUSTRIA, LAS CADENAS DE SUMINISTRO Y LA SEGURIDAD

**Claudio Chifa**, CxO DLTCODE.es & CMO DirectDump, DFTools

**Pilar Villa**, CEO Forensic & Security & DirectDump, DFTools

**Álvaro Marcos Escalona**, Group Information Security Officer, Smallworld

**Ignacio Alamillo Domingo**, General Manager, Astrea La Infopista Jurídica

**Resumen:** Blockchain aún está en su primera etapa de vida en los sectores energéticos (Electricidad, Petróleo y Gas y Energía Verde), convirtiéndonos en promotores y testigos de nuevas aplicaciones y avances en tecnología criptográfica aplicadas a este sector. Se esperan grandes cambios en los próximos años en la industria energética, ya que cada vez más empresas realizan sus propias pruebas de concepto (PoC) basadas en sus propios casos de negocio intentando sacar el máximo provecho a esta nueva tecnología disruptiva. En el sector energético Blockchain traerá nuevos modelos de negocio y la estructura de las organizaciones deben ser tan flexibles como sea posible para adaptarse a las circunstancias cambiantes provocadas por las nuevas aplicaciones en torno a la tecnología Blockchain.

**Palabras clave:** DLT, BlockChain, Smart Contracts, Ciberseguridad, DLTCODE.es, Cadenas de Suministro, Gestión Descentralizada, Smart Grids

## BLOCKCHAIN & DLT

Un error habitual es pensar que todo blockchain es DLT (tecnologías de registro distribuido) y viceversa. Realmente esto no es así, empecemos con blockchain: una cadena de bloques que es un tipo de DLT. Es decir, se ha producido un efecto que es bastante frecuente, cuando el éxito de un servicio, un producto o una aplicación supera a lo que la engloba, y quien la engloba acaba incluso adoptando su nombre. Pero de la misma forma que no todos los pañuelos de papel son Kleenex, no todas las DLT son blockchain. Entonces, ¿qué es una DLT? Se trata de una base de datos que gestionan varios participantes y no está centralizada. No existe una autoridad central que ejerza de árbitro y verificador. La ventaja de tener un registro distribuido es que aumenta la transparencia y va a hacer más difícil que ocurra cualquier tipo de fraude o manipulación, es decir, tenemos un sistema más seguro.

Las tecnologías DLT, como blockchain, son innovaciones tecnológicas relativamente recientes que tiene amplias implicaciones para muchos sectores. Si bien las tecnologías criptográficas que sustentan las cadenas de bloques ya existían antes de DLT, su combinación en un paquete útil fue realmente innovador. En el sector de la energía, esa combinación y la proliferación de recursos de energía distribuidos y dispositivos interactivos de red es lo que han hecho que blockchain interfiera en el modelo de comercio como de gestión de energía.

Pero: ¿qué son exactamente las cadenas de bloques? (DLT/BlockChain). Las cadenas de bloques son esencialmente libros de contabilidad digitales inmutables que se pueden usar para registrar de forma segura todas las transacciones que tienen lugar en una red determinada: una vez que los datos se sellan dentro de un bloque, no se pueden cambiar retroactivamente. Esto incluye no sólo datos de transacciones financieras, sino casi cualquier cosa de valor. La tecnología está permitiendo un nuevo mundo de comunicación y coordinación descentralizadas, al construir la infraestructura para permitir que sus pares se conecten entre sí de manera segura, económica y rápida. La criptografía garantiza la seguridad y la integridad de los datos, mientras que la privacidad permanece intacta.

Combinado con un marco de incentivos económicos también conocido como mecanismo de consenso, esto permite la validación de transacciones entre pares a través de una seguridad mejorada, una mejor gestión de datos y una mayor capacidad de cooperar entre múltiples actores, mientras se evita la necesidad de una entidad de confianza o intermediario centralizado para verificar o certificar las transacciones. En el sector de la energía, la tecnología blockchain ofrece muchas posibilidades. Podría allanar el camino para redes sofisticadas que gestionen de manera descentralizada y democrática toda la cadena de valor de energía distribuida de una manera más eficiente. Esto incluye la gestión de la generación y distribución de energía, ventas, facturación, pagos, mecanismos de financiación innovadores, gestión de contratos, comercio e incentivos.

Este cambio de la centralización a la descentralización da lugar a la posibilidad de que cada participante en una red realice transacciones directamente con cualquier otro participante de la red sin un intermediario externo para validar y asegurar las transacciones, reduciendo así el coste y el tiempo de las transacciones, y estableciendo la columna

vertebral para un nuevo tipo de internet descentralizado. Hoy, la mayoría de las blockchains son libros de contabilidad públicos basados en protocolos abiertos, como Bitcoin y Ethereum, en los que cualquiera puede conectarse a la blockchain y participar. También hay una serie de proyectos de redes blockchain privadas actualmente en desarrollo, utilizadas principalmente para soluciones empresariales.



Figura 1. Centralizado vs Descentralizado vs Distribuido.

## SMARTCONTRACTS - CONTRATOS INTELIGENTES

La estructura de mercado altamente centralizada y el entorno regulatorio hacen que la energía sea un sector muy adecuado para la aplicación de la tecnología blockchain, ya que esta se puede intercambiar instantáneamente con tarifas de transacción mínimas en una red descentralizada (por ejemplo, de vecino a vecino), mientras que los pagos se pueden procesar simultáneamente.

Los Smart Contracts son una aplicación de la tecnología blockchain que impactará a todos los participantes del mercado de productos básicos en un futuro no muy lejano. Los contratos inteligentes son programas que se cargan y se ubican junto a las transacciones tradicionales dentro de una cadena de bloques, que pueden ejecutar automáticamente un código predefinido (por ejemplo, ejecutar automáticamente los términos de un contrato cuando ocurren eventos desencadenantes). Piense en una confirmación digital que contenga declaraciones IF..THEN incrustadas que podrían ejecutarse automáticamente si se cumplen ciertas condiciones de precio o volumen. El impacto en el coste de transacción será significativo. Lo importante de los contratos inteligentes es que residen en un sistema descentralizado accesible para todos, que no requiere ninguna parte intermediaria.

Los Smart Contracts convierten a los consumidores en participantes activos en el mercado, capaces de comprar y vender su electricidad sin involucrar a una autoridad confiable o intermediario. Las soluciones de medidores inteligentes incluso pueden publicar de inmediato datos de generación renovable en la cadena de bloques a medida que se produce la energía, y los incentivos de reducción de carbono, o certificados ecológicos, se pueden determinar y obtener al instante.

Tal y como se describe en la "Figura 2", la implementación de Smart Contracts y una red DLT o blockchain hace que el ciclo producir/consumir se realice de una forma más automatizada, más transparente y más eficiente. La transformación y mejora de este ciclo permitirá dedicar más tiempo a la mejora de las grid actuales aportando más valor tanto al consumidor como a la propia organización siendo esta productora, reguladora, comercializadora o cualquier otra de la cadena del suministro permitiendo por ejemplo a los fabricantes e integradores predecir la necesidad de material y personal para la evolución del sistema eléctrico en base a la demanda actual, su comportamiento o incluso detectar partes de la grid que requieran renovación por desgaste u obsolescencia.

La tecnología Blockchain cambia la forma en que realizamos transacciones, con el modelo de transacción subyacente que se aleja de una estructura centralizada (bancos, bolsas, plataformas comerciales, compañías de energía) hacia un sistema descentralizado (clientes finales, consumidores de energía). Los intermediarios de terceros, cuyos servicios se necesitan hoy en la mayoría de las industrias, ya no son necesarios en dichos sistemas, al menos según la teoría de la cadena de bloques, dado que las transacciones pueden iniciarse y llevarse a cabo directamente "de igual a igual".

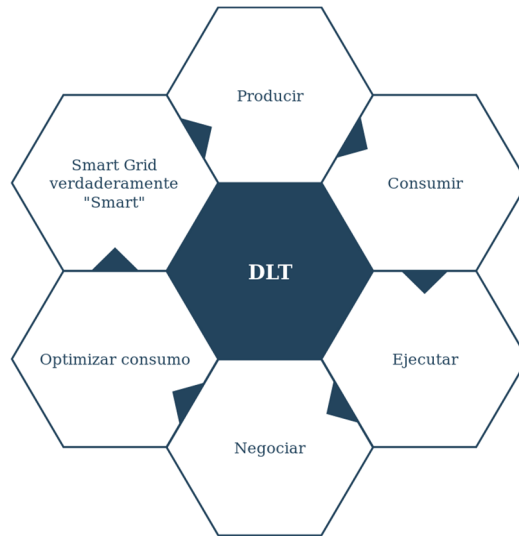


Figura 2. Ciclo de vida de la energía.

## BLOCKCHAIN APLICADO A LA CADENA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

Dentro de cualquier cadena de suministro de un bien o servicio existen una serie de datos y variables cuyo conocimiento puede ser determinante para los actores que participan de ella. Por ejemplo, dentro del caso de uso del suministro eléctrico, puede interesarnos conocer datos sobre oferta y demanda (tanto si somos productores como compradores), sobre el origen de dicha energía eléctrica (renovable o no), el lugar de procedencia, posibles bonificaciones o descuentos aplicables, etc. Todos estos datos y cualquiera que se considere de interés puede ser integrado y verificado dentro de una cadena de Blockchain. De este modo, podremos tanto como consumidores como compradores, utilizar los Smart Contracts con las condiciones que nos resulten más convenientes para nuestra interacción dentro de la cadena de suministro eléctrico. Esta tecnología permite que todas las acciones dentro de la cadena de suministro puedan realizarse de forma más directa, reduciendo potencialmente los costes asociados a intermediarios y otorgando trazabilidad y no repudio sobre la información generada por los diferentes actores que operan en la cadena. En definitiva, la inclusión del Blockchain dentro del mercado eléctrico ejercerá una transformación hacia un modelo más competitivo, dinámico, transparente y accesible.

## ENERGÍA P2P

El comercio de energía entre pares es un concepto cuyo fundamento radica en la idea de una economía entre pares. En resumen, una economía compartida. A medida que aumentan los sistemas de almacenamiento solar y de baterías, el concepto de un sistema de comercio de energía P2P se está volviendo cada vez más popular. Este sistema permite a los consumidores aprovechar otros usuarios que producen más energía de la que necesitan. De esta manera cuando la red eléctrica no es capaz de asumir la compra de energía renovable por capacidad, los pares podrán compartir entre sí la misma o vendiendo directamente a sus vecinos.

## MARCO LEGAL ACTUAL PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA BLOCKCHAIN Y FUTUROS DESAFÍOS LEGALES PRESENTADOS POR BLOCKCHAIN Y DLT

Europa ha estado persiguiendo el objetivo de establecer un mercado interior competitivo de electricidad y gas desde 1998. Se han adoptado varias directivas a este efecto, cada una de las cuales se ha incorporado a la legislación nacional. La última iniciativa legislativa es el llamado "Tercer paquete energético". Uno de los principales objetivos del Tercer Paquete Energético es separar el negocio de las redes de transmisión operativas de las actividades de suministro y generación, ya sea mediante la desagregación de la propiedad o mediante el establecimiento de los llamados "Operadores de sistemas independientes" (ISO) u "Operadores de transmisión independientes" (ITO). Otro objetivo subyacente a las disposiciones del Tercer Paquete Energético es fortalecer los derechos de los consumidores, incluido

el derecho de los consumidores a cambiar su proveedor de gas o electricidad sin cargo adicional en un plazo de no más de tres semanas. Además, la UE se ha fijado el objetivo de que al menos el 80% de los consumidores tengan instalados medidores de electricidad inteligentes para 2020; Además, EU establece que los consumidores deben tener el derecho general de recibir electricidad y que deben existir disposiciones legales para garantizar la protección de los "clientes vulnerables". Una característica de todos los modelos de blockchain es que transfieren el control de los datos al consumidor. Blockchain y los contratos inteligentes podrían capacitar a los consumidores para administrar sus propios contratos de suministro de electricidad y datos de consumo. Dado que los datos del operador de red (negocio regulado) y los datos del proveedor (actividad competitiva) se separan directamente a nivel del cliente, la tecnología blockchain tiene el potencial de ser una medida eficiente para la implementación de los requisitos de desagregación, lo que puede resultar en una mayor competencia y precios más ajustados para clientes finales

Este cambio en la forma de gestionar la energía nos llevará a una mayor protección del consumidor. Actualmente se han implementado una gran cantidad de medidas para la protección de los consumidores, pero debido a la falta de información, los consumidores generalmente están en una posición inferior cuando tratan con productores o vendedores de bienes y servicios. Las disposiciones legales de protección al consumidor se adoptan para corregir este desequilibrio de poder y proteger a los consumidores, pero también se brinda protección a través del trabajo de las organizaciones de consumidores. El objetivo de todos los esfuerzos de protección al consumidor es proteger a los consumidores en asuntos económicos, digitales y de salud. Las medidas económicas de protección al consumidor en el sector energético implican garantizar que los mercados operen de manera justa, que los proveedores brinden productos y servicios no dañinos, que la información al consumidor se brinde de manera transparente y que los derechos del consumidor puedan ejercerse.

## **La protección digital del consumidor también implica la protección de los datos del consumidor**

Las distintas regulaciones de protección de datos establecen disposiciones para el manejo de datos personales que se procesan manualmente utilizando sistemas de información o comunicaciones. Las disposiciones de la ley definen las reglas sobre cómo tratar los datos personales individuales, es decir, piezas de información que se relacionan con las circunstancias personales o de una persona física, como por ejemplo su número de teléfono, dirección de correo electrónico, dirección IP o número de empleado. Esto hace que todas las actividades de datos están prohibidas a menos que estén autorizadas por la persona o en el caso de los encargados de tratamientos por el responsable del tratamiento. De acuerdo con este principio, la recopilación, el procesamiento y el uso de datos personales generalmente no están permitidos. Solo se permite cuando tiene una base legal clara, es decir, el procesamiento de datos personales en un contexto específico está permitido por ley, o cuando la persona afectada ha dado su consentimiento para que sus datos sean recopilados, procesados y utilizados. De acuerdo con estos principios, todos los sistemas de procesamiento de datos deben diseñarse de manera que se garantice que no se use la mayor cantidad posible de datos personales y que los datos se deben anonimizar o seudonimizar en la medida de lo posible.

Otro aspecto importante es la identidad digital auto-soberana que citando a IGNACIO ALAMILLO DOMINGO es un modelo en el que el "proveedor de identidad" no interviene en la autenticación electrónica frente a terceros, lo que incrementa de forma extraordinariamente relevante la privacidad electrónica de los usuarios, dado que se eliminan dos de los principales riesgos de los sistemas de delegación de la autenticación; a saber, la posibilidad de robo de los datos de identidad gestionados por el proveedor de identidad; y, lo que a su juicio es más importante, la vigilancia del comportamiento de los usuarios por parte del proveedor de identidad, que accede a metadatos de transacciones de autenticación que permite la creación de perfiles de usuarios.

En general, se puede decir que se han adoptado diversas medidas regulatorias para la protección de los consumidores y que están integradas en un marco legal europeo y nacional. Con respecto a los casos de uso de blockchain relacionados con la energía para los que actualmente se están desarrollando prototipos basados en el estado actual de desarrollo de la tecnología, la protección de los consumidores y prosumidores puede garantizarse bajo el marco legal existente. La forma y el grado en que la tecnología blockchain tiene un impacto legal en los consumidores debe continuar siendo revisada y evaluada a medida que la tecnología progresa y surgen nuevos casos de uso para los consumidores.

## **RIESGOS Y DESAFÍOS DE LA TECNOLOGÍA BLOCKCHAIN**

En general identificamos las siguientes fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas:

Fortalezas y oportunidades	Debilidades y amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menos intermediarios</li> <li>- Ahorro en costes (personal, procedimientos de cobranza, etc.) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Difícil de corromper</li> <li>- Simetría de datos</li> </ul> </li> <li>- No se requiere confianza inicial entre las partes <ul style="list-style-type: none"> <li>- Transparencia y trazabilidad</li> </ul> </li> <li>- Inmutabilidad de datos y contratos <ul style="list-style-type: none"> <li>- Riesgo reducido de impago</li> <li>- Automatización de procesos</li> <li>- Potencial de democratización</li> </ul> </li> <li>- Resistencia relativa a los ataques de piratas informáticos <ul style="list-style-type: none"> <li>- Surgimiento de nuevos modelos de negocio</li> </ul> </li> <li>- Las empresas necesitan menos capital inicial <ul style="list-style-type: none"> <li>- Evita el problema del doble gasto</li> <li>- Disponibilidad constante</li> </ul> </li> <li style="padding-left: 40px;">Específico para el sector eléctrico</li> <li>- Patrones de consumo más transparentes y fáciles de analizar <ul style="list-style-type: none"> <li>- Más fácil de incentivar la eficiencia</li> <li>- Mejor utilización de recursos</li> <li>- Caída de los costes de la electricidad</li> </ul> </li> <li>- Más fácil crear incentivos para la instalación de sistemas de energía renovable</li> <li>- Aumento de la democracia en el sistema energético</li> <li>- El comercio de electricidad de bajo volumen se vuelve más lucrativo <ul style="list-style-type: none"> <li>- Posible facilitador de la gestión por el consumidor</li> </ul> </li> <li>- Certificados de energía verde para autenticar el origen de la electricidad <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas de pago que utilizan criptomonedas</li> </ul> </li> <li>- La necesidad de expandir la red de transmisión se puede medir con más precisión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falta de velocidad y escalabilidad</li> <li>- Incremento de la centralización debido a los pool de mineros <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mercados mineros oligopolísticos</li> </ul> </li> <li>- Aquellos que poseen los recursos informáticos potencialmente tienen más poder de decisión <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un gasto energético enorme</li> <li>- Interfaces de usuario contraintuitivas</li> <li>- Marco regulatorio poco claro</li> </ul> </li> <li>- Falta de equilibrio entre transparencia y anonimato <ul style="list-style-type: none"> <li>- Lagunas de seguridad difíciles de identificar</li> <li>- Inercia y toma lenta de decisiones</li> </ul> </li> <li>- No es adecuado para almacenar grandes cantidades de datos <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pocas oportunidades para aquellos sin acceso a internet o teléfonos inteligentes para participar</li> <li>- Complejidad de integración</li> </ul> </li> <li style="padding-left: 40px;">Específico para el sector eléctrico</li> <li>- Aumento en el consumo de energía debido a dispositivos más inteligentes <ul style="list-style-type: none"> <li>- Enorme gasto de energía por la propia tecnología</li> </ul> </li> <li>- Costes vinculados a la provisión de infraestructura digital <ul style="list-style-type: none"> <li>- La velocidad de transacción es demasiado baja</li> <li>- Cambio de roles y nuevas responsabilidades</li> </ul> </li> <li>- Los actores del mercado a menudo tienen menos experiencia en TI y menos interés en adoptar nuevas tecnologías</li> </ul>

Tabla I. Fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas.

Aunque las tecnologías blockchain y DLT a menudo se describen como revolucionarias y disruptivas, el ritmo al que se pueden integrar los avances en un sistema, al menos en el caso de las cadenas de bloques públicas, generalmente es muy lento. Las cadenas de bloques privadas se pueden modificar a diario porque los desarrolladores pueden tomar las decisiones que quieran solos y ajustarlas a la realidad del proyecto que están desarrollando. Con las blockchain públicas, por otro lado, no existe un procedimiento establecido para modificar las características esenciales una vez que se usa una cadena de bloques. La inmutabilidad de blockchain significa que los errores en el código que crean lagunas de seguridad representan un desafío importante.

Otro gran problema es que toma de decisiones respecto a la evolución de la red sea esta blockchain, ethereum o cualquier otra red pública requiere mucho tiempo y se cuestiona si todos los mineros tienen la experiencia necesaria para anticipar desarrollos futuros y votar en interés de la red en su conjunto ya que solo se ha identificado un solo grupo de partes interesadas involucradas en este proceso de mejora y evolución de la red: los mineros. Otras partes interesadas, como los consumidores y los distribuidores, no tienen derecho de voto a pesar de que tienen interés en la existencia continua de la red. Sin embargo, pueden desempeñar un papel activo en las discusiones y ejercer una pequeña influencia sobre el proceso de desarrollo. Finalmente, los mineros, que tienen la ventaja en el caso de la votación, también tienen interés en aumentar la credibilidad de la moneda o token que utilice la red.

Muchas de las transacciones realizadas todos los días por una cadena de bloques son transacciones financieras que pueden procesarse con relativa rapidez en comparación con transferencias anteriores. Aunque el dinero llega a su destino más rápidamente, Bitcoin solo puede iniciar siete transacciones por segundo frente a más de 50,000 por VISA. Esto hace necesario el desarrollo de una Blockchain o DLT específica para transacciones del sistema eléctrico por su gran volumen de transacciones si queremos controlar la red en su conjunto. Ethereum quiere mejorar y aportar más valor en este sentido, pero ni siquiera sus desarrolladores son capaces de evaluar si esto es realista o no. Muchas de las empresas que actualmente experimentan con aplicaciones blockchain están trabajando con la cadena de bloques Ethereum o han creado su propia red. Estas redes generalmente consisten en un puñado de nodos y, por lo tanto, incluso si pudieran usarse con éxito, a menudo es imposible sacar conclusiones sobre si van a funcionar en los negocios centrales complejos y extensos. A este efecto es necesaria la creación de un sistema de benchmarking que evalúe las capacidades de las redes blockchain y DLT para así ayudar los que quieren adoptar estas tecnologías tomar decisiones informadas.

## REFERENCIAS

- ALAMILLO DOMINGO IGNACIO, 2019, IDENTIFICACIÓN, FIRMA Y OTRAS PRUEBAS ELECTRÓNICAS LA REGULACIÓN JURÍDICO-ADMINISTRATIVA DE LA ACREDITACIÓN DE LAS TRANSACCIONES ELECTRÓNICAS Primera Edición
- DENA (2019) MULTI-STAKEHOLDER STUDY Blockchain in the integrated energy transition, Germany
- IRENA (2019), Innovation landscape brief: Blockchain, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- <https://www.thomsonreuters.es/es/tienda/duo-papel-ebook/identificacion--firma-y-otras-pruebas-electronicas-duo/p/10014520> (1 Octubre 2019)

# AUTOCONSUMO COMPARTIDO BASADO EN UN SISTEMA BLOCKCHAIN

**Mikel Fernández**, Digital Energy, Tecnalia  
**Ricardo Alonso**, Energía y Medio Ambiente, Tecnalia  
**Urko Larranaga Piedra**, Blockchain, Izertis  
**Unai Urquiaga**, Blockchain, Izertis  
**Mikel Zamalloa**, Tecnología, IBIL  
**Javier Perea**, Innovación, Petronor  
**Miguel Palacio**, Director de Proyecto, Petronor  
**Txetxu Arzuaga**, Tecnología & Sistemas, IBIL

**Resumen:** Las instalaciones de autoconsumo han recibido un impulso en España gracias a la aprobación del RDL 15/2018 y el posterior desarrollo reglamentario RD 244/2019. El autoconsumo compartido permite a consumidores que viven en edificios multivivienda instalar generación renovable y almacenamiento, convirtiéndose en prosumidores al autoconsumir en sus viviendas la energía generada con los recursos comunitarios. En este artículo se van a analizar las ventajas que proporciona un sistema BLOCKCHAIN, construido por medio de una implementación privada, para la gestión y el registro de las transacciones que se generan en ese tipo de comunidades de energía.

**Palabras clave:** Autoconsumo Compartido, Blockchain, Generación Distribuida, Comunidad de Energía

## INTRODUCCIÓN

Las instalaciones de autoconsumo han recibido un impulso en España gracias a la aprobación del RDL 15/2018 y el posterior desarrollo reglamentario en el RD 244/2019, el cual, entre otros aspectos, comienza a regular las instalaciones de autoconsumo compartido, adecuándose, en cierta medida, la legislación española a la Directiva (UE) 2018/2001.

El autoconsumo compartido permite, entre otros, a consumidores que viven en edificios multivivienda – y que comparten el tejado y las partes comunes con el resto de los propietarios – instalar generación renovable y almacenamiento para convertirse en prosumidores al autoconsumir en sus viviendas la energía generada con los recursos comunitarios.

De esta manera, un sistema de gestión del autoconsumo compartido permite realizar el reparto de la generación compartida entre los miembros de la comunidad, a la vez que se puede optimizar la utilización de los sistemas de almacenamiento comunitarios con el objetivo de minimizar el coste final de la energía de cada prosumidor. A futuro, este tipo de infraestructura permitirá también la participación de los prosumidores de manera agregada en mecanismos de compra/venta de energía en el mercado mayorista, el intercambio de energía entre prosumidores en esquemas ‘peer-to-peer’ y la participación de manera agregada en nuevos mecanismos de mercado en los que los operadores de red (transporte y distribución) retribuyan la flexibilidad, en línea con las medidas propuestas por la Comisión Europea en el ‘Winter Package’. Un ejemplo de esto sería la posibilidad de participar agregando respuesta de múltiples prosumidores en los servicios de gestión de la demanda que actualmente opera Red Eléctrica de España.

En esta comunicación se van a analizar brevemente las principales tecnologías necesarias para hacer realidad un sistema de gestión de autoconsumo compartido.

Principalmente nos centraremos en describir un sistema Blockchain capaz de gestionar y registrar las transacciones que se generan en ese tipo de comunidades de energía. En este punto es importante resaltar que entendemos que una comunidad de energía está definida como una asociación de autoconsumidores que se conectan a la red localmente, por ejemplo, alimentados por un mismo centro de transformación, y cuyo autoconsumo es gestionado por un mismo agregador.

Aparte de introducir brevemente los principales conceptos y plataformas Blockchain actuales, en este artículo nos centraremos en describir una solución Blockchain, construida por medio de una implementación privada (permissionada o permissioned) de esta tecnología. Este tipo de implementaciones surgen inicialmente como respuesta a las necesidades de los mercados, que buscan disponer de soluciones Blockchain en entornos confiables y que permiten identificar a los usuarios y controlar la participación en estos sistemas, así como limitar el acceso a la

información registrada. Al tratarse de entornos confiables, las soluciones construidas con este tipo de implementaciones permiten manejar un gran volumen de datos que requieren tiempos de respuesta menores que los que puede proporcionar las BLOCKCHAIN públicas. Entendemos que esta plataforma tecnológica se adecúa mucho mejor a los retos que nos presentan las comunidades de energía.

## SISTEMA BLOCKCHAIN

### Introducción a la tecnología

Desde que en 2008 Satoshi Nakamoto publicara Bitcoin [1], el ecosistema vinculado a la tecnología Blockchain no ha hecho más que crecer. A pesar de que su popularidad se debe mayormente al incremento de las criptomonedas, Blockchain también está siendo aplicada en otros contextos. Al fin y al cabo, sacar beneficio de las propiedades de esta tecnología es factible en cualquier sector.

Además del financiero, uno de los principales sectores en los que se está aplicando, es el logístico. Gracias a Blockchain, se puede llegar a dar respuesta al problema de la trazabilidad de los productos durante su cadena de valor [2] [3] [4]. Garantizar la calidad de los productos a lo largo de su ciclo de vida puede llegar a ser una realidad. Por otra parte, la posibilidad de implementar un sistema que permita compartir la información sanitaria de los pacientes con centros médicos y cuidadores [5] es otro de los contextos en los que se está estudiando su aplicación.

No obstante, para poder entender el auge de Blockchain, resulta necesario conocer los beneficios de esta tecnología. En comparación con el intercambio físico de bienes, el intercambio de información digital implica más desafíos. Es por ello que habitualmente, existe una autoridad que supervisa estos intercambios, garantizando así la validez de los mismos. Sin embargo, la propuesta de Nakamoto [1] plantea la construcción de un sistema en el que desaparece la necesidad de ese supervisor. Es decir, por medio de la aplicación de la tecnología Blockchain es posible garantizar la veracidad de cada intercambio de información digital sin la necesidad de una autoridad certificadora.

Esta tecnología abre un nuevo paradigma respecto al intercambio y almacenamiento de los registros, ya que, la información también se descentraliza. De esta manera, se evita que nadie tenga en propiedad los datos del sistema, generando confianza sobre los mismos. Es decir, no existe un único participante que custodie y gestione los datos, sino que estos se replican, consiguiendo que todos tengan la misma visibilidad sobre el mismo registro, sobre el cual confían. Es así como se consigue que los participantes intercambien información al mismo nivel, construyendo una red peer-to-peer.

Todo ello es posible gracias a la combinación de una serie de tecnologías. Desde un inicio Blockchain fue presentada como un conjunto de algoritmos y arquitecturas, entre las que destacan los algoritmos de consenso. Estos sistemas DLT (Distributed Ledger Technology) requieren garantizar la validez de la información registrada, lo cual se consigue mediante estos algoritmos. En esta comunicación, Blockchain se refiere a todo este tipo de sistemas.

En el caso de Bitcoin [1], el algoritmo utilizado es el PoW (Proof of Work). Este algoritmo se basa en la capacidad de cómputo para alcanzar el consenso. A partir de dicha capacidad de cómputo, el propio algoritmo propone un reto, el cual calcula que se superará en un tiempo estimado de diez minutos. Aquel participante de la red que resuelve el reto genera un nuevo bloque que comparte con el resto de los participantes. Cada bloque contiene la solución al reto planteado, las transacciones registradas y el identificador del bloque previo. Cuando los participantes de la red reciben un nuevo bloque, realizan las siguientes validaciones: (i) confirman que el bloque está vinculado al anterior, (ii) validan que la solución al reto es correcta y (iii) verifican que las transacciones del bloque son válidas.

Sin embargo, no todas las implementaciones DLT utilizan dicho algoritmo, sino que cada una tiene el suyo propio. En el caso de los sistemas Blockchain, el consenso se va construyendo por bloques, aplicando el correspondiente algoritmo de consenso en cada bloque. Además, cada bloque se vincula al anterior, generando así la cadena de bloques, lo cual forma también parte del propio consenso. Como alternativa, también existen los sistemas Blockless Distributed Ledger, como IOTA o Hashgraph, los cuales garantizan el consenso sobre la información registrada, pero sin requerir el almacenamiento de información por bloques.

No obstante, como se menciona anteriormente, además del mecanismo de consenso, Blockchain se compone de otra serie de tecnologías. Por una parte, existen los mecanismos criptográficos aplicados en Blockchain: los algoritmos de hash y la criptografía simétrica son algunos de ellos, los cuales se aplican para garantizar, por ejemplo, la consistencia del sistema, así como para firmar transacciones y verificar su autoría.



Por otra parte, en Blockchain también se encuentran los Smart Contracts. Estos, que están constituidos por código máquina registrado en el sistema, permiten definir la lógica de negocio a la que tiene que responder la correspondiente Blockchain. Por medio de los Smart Contracts, es posible automatizar mecanismos y acuerdos entre diferentes participantes del sistema.

## Sistemas BLOCKCHAIN privados

Blockchain originalmente fue diseñada para ser permissionless o pública: información pública (transacciones visibles por cualquiera), sin restricciones para acceder a la red, descentralizada y pseudo-anónima. Pero este diseño original ha ido evolucionando con la aparición de nuevos casos de uso, donde las restricciones del contexto hacen que no todas las características expuestas sean válidas o de interés para los actores que necesitan aplicar Blockchain. Por este motivo, Blockchain ha progresado como respuesta al cambio, para lo que ha necesitado variar su estado permissionless a un contexto regulado donde se limita la participación y los permisos de cada uno de los participantes según un interés común.

Y es en este contexto dónde encajan las Blockchain permissioned o privadas, es decir, redes Blockchain en las que los actores que participan en las mismas, por una parte, no quieren que la información que se registra en la Blockchain sea visible y de acceso público y, por otra parte, quieren controlar y gestionar el acceso a estas redes. Eso sí, todo ello con total garantía del cumplimiento de las propiedades de Blockchain.

En las Blockchain privadas, existe una entidad o consorcio que se encarga de gestionar el acceso al sistema, dando los correspondientes permisos a cada participante, el cual debe identificarse previamente. Además, los registros de este tipo de Blockchain no son accesibles o públicos, tan solo podrán consultar la información de los bloques aquellos usuarios que tengan permisos para ello. Al fin y al cabo, no se puede obviar que este tipo de implementaciones han sido desarrolladas con el objetivo de satisfacer los requerimientos de entornos industriales y los mercados, como son la privacidad y confidencialidad de los datos y los participantes, así como una mayor velocidad de las operaciones.

## Aplicaciones en el ámbito de la energía

La tecnología Blockchain puede tener un gran impacto en el sector de la energía. Los analistas auguran grandes crecimientos. Así, por ejemplo, Global Market Insights, en un estudio reciente, prevee un mercado de 25 miles de millones de dólares para el año 2025. Ahora bien, ¿cuáles son las principales aplicaciones de estos sistemas Blockchain?

En primer lugar, estaría la comercialización de energía. Un informe de Wood Mackenzie muestra que alrededor del 59% de los proyectos Blockchain en el área de energía tienen como objetivo poner en marcha mercados digitales que faciliten el intercambio de energía entre pares 'peer-to-peer'. Esto es, un mercado compartido por prosumidores que venden sus excesos de generación a otros consumidores/prosumidores que participan en dicho mercado.

También Blockchain se está abriendo camino en el mercado minorista de la electricidad, facilitando la digitalización de la figura del comercializador de energía.

Finalmente, merece la pena resaltar el uso de la tecnología Blockchain para certificar tanto la calidad como la integridad de los datos proporcionados por los distintos agentes del sector. En este punto, por ejemplo, la Comisión Nacional de la Energía de Chile, tal y como señala su secretario ejecutivo, "ha querido sumarse a esta innovadora tecnología y hemos decidido utilizar Blockchain como un notario digital, lo que nos permitirá certificar que la información que brindamos en el portal de datos abiertos no ha sido alterada o modificada y dejar registro inalterable de su existencia". De esta manera, gracias a Blockchain, se preserva la integridad de los datos publicados en el portal: [www.energiaabierta.cl](http://www.energiaabierta.cl).

## COMUNIDADES DE ENERGÍA BASADAS EN BLOCKCHAIN

Un prosumidor se define de manera genérica como un actor que puede ser a la vez sujeto productor y consumidor de electricidad, y cuyos recursos de generación, consumo y/o almacenamiento están conectados a la red de distribución. Los prosumidores pueden organizarse en comunidades de prosumidores en las que pueden mercadear libremente con su energía producida, siendo este un escenario fuertemente promovido por las directrices de la Comisión Europea en materia de política energética. En este tipo de comunidades los prosumidores venden sus excesos de producción eléctrica a otros prosumidores sin la necesidad de la existencia de un intermediario que haga de garante de las transacciones.

La implementación típica de este tipo de mercados internos se basa en la publicación de ofertas de compra y de venta, las cuales son casadas por un sistema que implementa la funcionalidad de operador del mercado, a similitud de la funcionalidad de OMIE en el mercado de electricidad. Una oferta de venta se caracteriza por el volumen de energía ofertado, la definición del intervalo de tiempo comprometido para su producción y el precio mínimo demandado por el productor. Análogamente, en una oferta de compra, el precio ofertado es el máximo precio que el prosumidor está dispuesto a pagar por la energía consumida. La duración del intervalo de tiempo está marcada por la duración del intervalo de tiempo de casación en el mercado eléctrico (1h en España). Una vez que se casan oferta y demanda, las transacciones aceptadas suelen fijar su precio al de la oferta más cara aceptada, aunque hay implementaciones concretas en las que el precio final es el incluido en cada oferta. Una vez que el contrato de cada microPPA (Power Purchase Agreement) se ha liquidado, no hay necesidad de monetizar el coste de la energía puesto que el ingreso/gasto económico asociado puede ser guardado en la cartera Blockchain del usuario, que podrá hacer uso de ese saldo energético más adelante.

En cuanto la regulación permita este escenario, el uso de Blockchain para gestionar la liquidación de contratos de compraventa de energía entre prosumidores, permitirá el empoderamiento de estos últimos, lo cual es un factor clave en la transición energética en un futuro próximo.

En la actualidad, hay varias experiencias piloto que demuestran la idoneidad de la aplicación de la tecnología Blockchain en este tipo de escenarios. LO3 (<https://lo3energy.com/>) anunció en noviembre de 2016 un piloto de microrred en Brooklyn basado en Blockchain que, aparte de registrar los acuerdos de compra/venta de energía entre prosumidores, cuando los sistemas detectan una interrupción, puede usar su propia generación de energía y almacenamiento para suministrar el servicio eléctrico local. Por otro lado, La Energy Web Foundation está desarrollando actualmente D3A (<https://energyweb.org/d3a>). El D3A es un modelo de mercado basado en Blockchain para redes eléctricas transactivas, que incluye enfoques de igual a igual. Utiliza agentes de software en dispositivos que producen o consumen energía conectados a la red para hacer una oferta en mercados abiertos y jerárquicos para transacciones de energía. Power Ledger (<https://www.powerledger.io/>) ha desarrollado sus propios algoritmos para casar mercados peer-to-peer que transaccionan la energía disponible de manera equitativa entre prosumidores, sin favorecer a ninguno de los participantes. El equipo de Klenergy ha anunciado el lanzamiento de la Pylon Network (<https://pylon-network.org/es/>), una plataforma para el intercambio directo de electricidad verde, desde productores hasta consumidores, sin necesidad de intermediarios. Klenergy está desarrollando también un smart meter, Klenergy Metron, con capacidades de proveer medidas a la Pylon Network.

El único escenario de este tipo de comunidades, tipificado actualmente por el marco regulatorio español, son las comunidades de autoconsumidores. Un autoconsumidor se define como un prosumidor bajo las restricciones impuestas por el RD 244 / 2019, de forma que además de consumir, produce energía para su propio consumo y cuya tecnología de producción es únicamente a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (estas son las tecnologías de generación sobre las cuales no se imputan peajes). El RD 244/2019, define que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

Como consecuencia de este acuerdo, resulta necesario desarrollar los mecanismos que determinen el reparto de la generación de las instalaciones de producción entre los diferentes consumidores que pueden existir en una comunidad de autoconsumo colectivo. Este reparto puede ser estático o dinámico, dependiendo de si los coeficientes de reparto son constantes o dependen en cada momento del consumo de los diferentes consumidores. El mecanismo de reparto tipificado por el RD 244 se basa en coeficientes estáticos, si bien deja la puerta abierta a la futura regulación de coeficientes dinámicos, con el fin de asegurar el aprovechamiento de la mayor cantidad de energía generada en la comunidad de autoconsumo.

Una plataforma basada en tecnología Blockchain garantiza que el reparto de la energía generada por las instalaciones de generación compartidas, en el intervalo de tiempo definido por los cierres de energía descargados por la empresa distribuidora, se realiza de manera automática, confiable y gobernada por las reglas de negocio acordada entre los miembros de la comunidad. Cabe destacar que en el cálculo de la regla de reparto implementado en el contrato inteligente implica disponer de las medidas de consumo de todos los consumidores de la comunidad, aunque cada consumidor solo tendría acceso a los datos de su consumo y cuota de autoconsumo asignada. En este caso es aún más evidente la necesidad de un sistema de información basado en tecnología Blockchain que ofrezca trazabilidad, confiabilidad, privacidad y seguridad. Adicionalmente, la aplicación de la tecnología Blockchain permite informar a

todos los consumidores de la energía autoconsumida individualmente en intervalos de tiempo menores, de modo que puedan gestionar su consumo de la manera más adecuada.

En la actualidad, no hay plataformas basadas en tecnología Blockchain que implementen el caso de uso del sistema regulatorio español para el reparto de generación en comunidades de autoconsumo.

## AIGECO, UN DEMOSTRADOR DE LAS POSIBILIDADES DE BLOCKCHAIN

El proyecto **AIGECO (Agregador Inteligente de Generación y Consumo Eléctrico, con la participación activa del cliente)** es un proyecto de I+D financiado por el programa Hazitek 2018 del Gobierno Vasco en el que un grupo de empresas han unido sus esfuerzos para, entre otros objetivos, investigar la aplicación de la tecnología Blockchain en un escenario de prosumidores que producen, consumen, almacenan e intercambian su energía eléctrica. En este escenario, la trazabilidad y transparencia de los intercambios de energía es un requisito fundamental. En el proyecto AIGECO se evalúa el papel a desempeñar por la figura del agregador, tanto para autoconsumidores individuales que cuentan con una instalación de generación renovable y almacenamiento, como para un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de la energía eléctrica procedente de instalaciones de producción/almacenamiento próximas a las de su consumo.

En cualquiera de los dos casos anteriores, el agregador proporciona una plataforma Blockchain cuyo principal objetivo es el de registrar todas las operaciones de reparto de energía entre los distintos autoconsumidores. De esta manera, por ejemplo, en el caso del autoconsumo compartido, para cada hora, se determina el reparto de la generación entre los distintos autoconsumidores teniendo en cuenta tanto de la demanda horaria de cada autoconsumidor como la generación de los distintos recursos compartidos.

Es evidente que, además de la tecnología Blockchain, que permite registrar de forma segura los repartos entre los distintos autoconsumidores, en un sistema de optimización del autoconsumo es de vital importancia realizar predicciones correctas de la generación y la demanda prevista, teniendo en cuenta los requisitos que se deben cumplir atendiendo al tipo de comunidad de autoconsumo. Por ejemplo, en las comunidades de autoconsumidores no excedentarios se debe asegurar que el consumo neto es siempre positivo, esto es, la generación nunca supera a la demanda, con lo que es necesario contar con un mecanismo de antivertido -compartido solidariamente por todos los autoconsumidores asociados a dicha instalación de generación-.

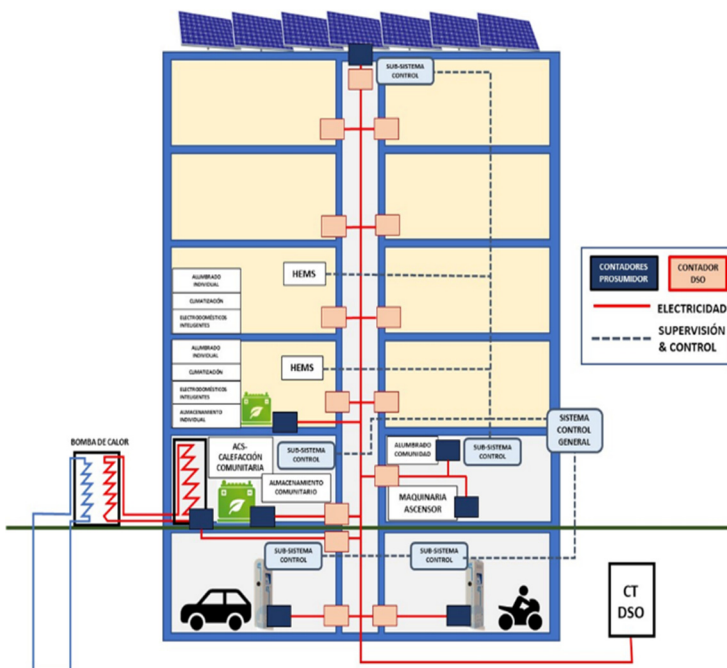


Figura 1. Comunidad de energía.

La figura de la izquierda pone de relieve la necesaria coordinación que debe existir entre los distintos sistemas de control que conforman una comunidad de autoconsumidores. Estos sistemas de control deben estar debidamente coordinados con el sistema de control del agregador, que es el responsable tanto de planificar el reparto horario del día siguiente de todos los recursos de generación compartida por la comunidad de autoconsumidores, como de velar por la correcta ejecución de las consignas en los distintos sistemas de control. Y es en el registro de este reparto horario donde el sistema Blockchain juega un papel primordial, registrando de forma transparente y segura los repartos horarios en las distintas comunidades de autoconsumo y verificando que dichos repartos ocurren tal y como estaban codificados en la lógica de negocio de los Smart Contracts.

En esta plataforma Blockchain cada una de las comunidades tiene su propio nodo, por medio del cual opera en el sistema. Por otra parte, existe un Smart Contract que recoge los

criterios de reparto definidos por cada comunidad. De manera periódica, cada una de las comunidades envía a la Blockchain sus medidas, tanto los consumos de cada autoconsumidor como los datos la generación. A partir de dichas medidas y de los criterios de reparto establecidos, el Smart Contract calcula de manera horaria el reparto de energía entre los distintos autoconsumidores de la comunidad. La información de cada comunidad es compartida con el agregador de manera confidencial.

A continuación, se representan los distintos nodos definidos en el proyecto AIGECO, resaltando el concepto de canal, por el que los datos relativos a una comunidad no son accesibles al resto de comunidades. En cada canal participan los autoconsumidores de una comunidad concreta cuyo reparto de la generación compartida es realizado por el sistema Blockchain proporcionado por un agregador, así como una entidad imparcial (Ente Vasco de la Energía – EVE) que es informada de la generación renovable en el ámbito de los sistemas de autoconsumo compartido.

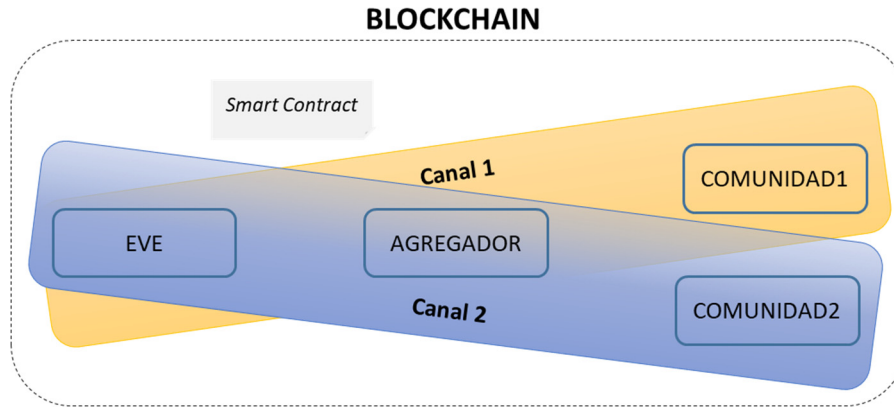


Figura 2. Esquema de un "smart contract" del proyecto AIGECO.

## CONCLUSIÓN

La digitalización de los mercados de la energía está tomando cuerpo en multitud de iniciativas público-privadas. En este artículo se han mostrado algunas de las más relevantes asociadas a las comunidades de energía. También se ha presentado brevemente el proyecto AIGECO, en el que se está analizando como un sistema Blockchain privado puede servir de base para registrar de forma transparente tanto las medidas de generación y consumo como los intercambios reales de energía que se realicen entre los distintos autoconsumidores, asegurando la integridad, trazabilidad y confidencialidad de la información intercambiada entre todos los agentes.

La tecnología Blockchain es una de las tecnologías que pueden desempeñar un papel muy relevante en este proceso de digitalización de los mercados de energía eléctrica.

## REFERENCIAS

- [1] Nakamoto, Satoshi, 2018, Bitcoin: A peer-to-peer electronic cash system
- [2] Abeyratne, Saveen A., and Radmehr P. Monfared., 2016, Blockchain ready manufacturing supply chain using distributed ledger
- [3] Tian, Feng., 2016, An agri-food supply chain traceability system for China based on RFID & Blockchain technology, Service Systems and Service Management (ICSSSM), 2016 13th International Conference on. IEEE.
- [4] Tian, F., 2017, A supply chain traceability system for food safety based on HACCP, Blockchain & Internet of things, In 2017 International Conference on Service Systems and Service Management. IEEE.
- [5] Kuo, T. T., Kim, H. E., & Ohno-Machado, L., 2017, Blockchain distributed ledger technologies for biomedical and health care applications. Journal of the American Medical Informatics Association.

# SIGFOX: LA RED DEL FUTURO PARA EL INTERNET DE LAS COSAS

Rebecca Crowe, Managing Director, Sigfox España

**Resumen:** La red Sigfox nació en 2010 para conectar cualquier objeto con un bajo coste y consumo energético, desde entonces ya nos encontramos en 60 países, cubrimos a un billón de personas en el mundo y alrededor de 5 millones de km<sup>2</sup>. En España cubrimos a un 95% de la población y un 75% del territorio y actualmente contamos con 5,7 millones de dispositivos conectados a nuestra red. Cada mes se expande más el ecosistema con el que contamos, existiendo casi 800 dispositivos certificados por Sigfox. Por último, cada vez existen más casos de uso y soluciones aplicables a diferentes sectores.

**Palabras clave:** IoT, Internet de las Cosas, Digitalización, Gestión de Activos, Analítica de Datos, Red OG

## ¿QUÉ ES LA RED OG?

Sigfox se lanzó en 2010 para conectar cualquier objeto de nuestro entorno a muy bajo coste y con un mínimo consumo energético.

Aspectos diferenciales de la red OG:

- Mínimo consumo energético: Eliminamos la necesidad de establecer y mantener la conexión permanente entre dispositivo y red.
- Simplicidad: Sin cableado, sin configuración, sin gestión de SIMs, sin emparejamiento, sin itinerancia.
- Mínimo coste de la solución: Larga autonomía, numerosos proveedores de HW, sin costes de instalación ni despliegue.
- Alcance global: Una misma red a nivel mundial permite poder prestar el servicio sin fronteras.

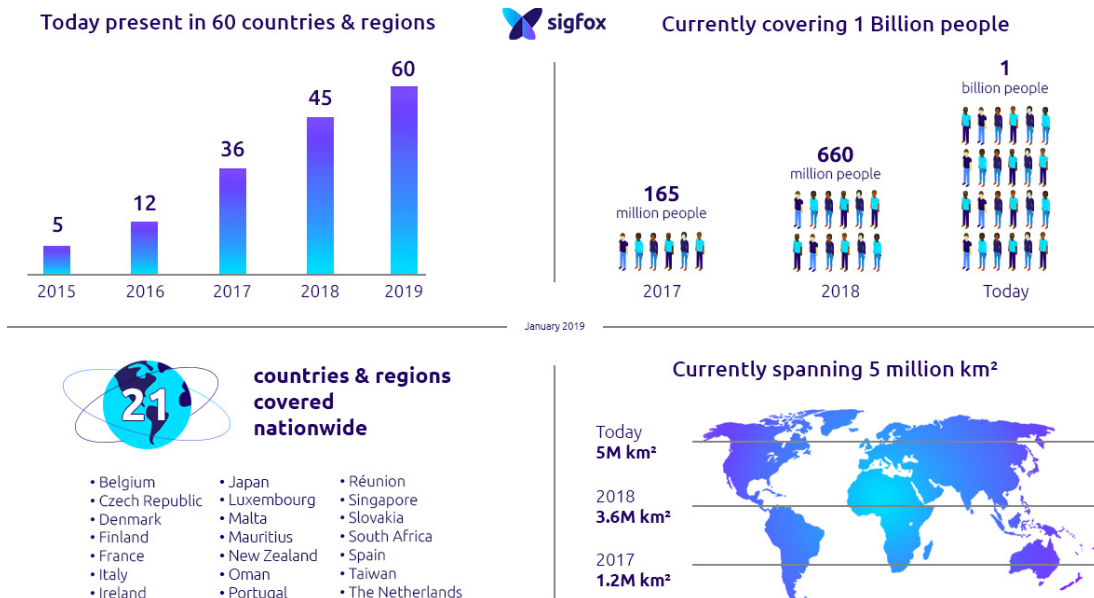


Figura 1. Datos Sigfox 2019.

## CONECTANDO LA INDUSTRIA LOGÍSTICA

Un envío internacional puede suponer más de 200 operaciones realizadas por más de 25 empresas diferentes. Por eso los transportistas muchas veces se quejan de la dificultad que supone ver en tiempo real cómo se transportan los contenedores. Esta falta de trazabilidad reduce la agilidad de la cadena de suministro y los contratos de nivel de servicio que ofrecen a sus clientes finales.

Los datos recopilados por los sensores de seguimiento de contenedores aportan valor tanto a exportadores como a importadores al propiciar:

- Menores tiempos de planificación de transporte: varios días de ventaja mediante el uso de datos en tiempo real para agilizar las operaciones en el puerto de llegada.
- Menor inventario: ganancias importantes gracias a unos menores tiempos de traslado (el valor depende del inventario de la compañía, pero puede contabilizarse en millones de euros).
- Alertas en caso de retrasos: gracias a un enfoque orientado a la cadena de suministro, se consigue una mejor gestión de casos críticos con la ayuda de una gestión prioritaria de las mercancías transportadas.
- Visibilidad para los clientes: puede considerarse un factor determinante para un producto o aumentar su valor para los clientes.
- Optimización de las rutas: gracias a la acumulación de datos de seguimiento detallados recopilados a lo largo de un gran número de envíos.

Nuestra solución, desarrollada en colaboración con Michelin y Argon, proporciona un servicio de seguimiento integral, fácil de usar y vanguardista para flujos intercontinentales. La solución es escalable y puede utilizarse con un gran número de contenedores. Este servicio se cobra por cada servicio de transporte marítimo. Incluye 3 componentes:

- Localizadores IoT. Los exportadores los colocan en los contenedores. Se conectan con la red global de Sigfox. Funcionan fácilmente en cualquier parte del mundo.
- Plataforma web que proporciona analíticas y visibilidad. Puede conectarse con los sistemas de información de los clientes.
- Servicios de logística para localizadores. Distribución de localizadores al almacén de salida y logística inversa desde el almacén de destino.

## Ventajas del Seguimiento mediante OG

- Independencia con respecto a navieras y transportistas: el transportista puede elegir los flujos que desee para hacer un seguimiento de ellos dentro del ámbito geográfico que abarque la red.
- Solución Plug-and-play: sin la necesidad de instalar infraestructuras; sensores con una larga vida útil (varios años).
- Precio competitivo por envío, mucho más bajo que las soluciones tradicionales (el precio cubre el localizador, las tarifas de conexión, la plataforma, la logística de los localizadores y las posibles tasas aduaneras).

## Características Clave de la Solución

- Eventos en tiempo real (1)
  - o Descarga del barco, salida el puerto, transbordo, etc.
  - o Vista global de todos los envíos en tránsito con posibilidad de centrarse en cualquiera de ellos
- De principio a fin (2)
  - o Desde la carga de los contenedores hasta su apertura
  - o Seguimiento de mercancías en tránsito en transporte multimodal complejo
- Orientado a las mercancías (3)
  - o Seguimiento basado en las mercancías transportadas gracias a la sincronización existente entre localizadores y contenedores
- Alertas (4)
  - o Mercancías entregadas antes de tiempo / Retrasos
  - o Alertas proactivas sobre eventos relacionados con los envíos
  - o Envíos incumplidos
  - o Desviación de rutas
  - o Contenedores inactivos

- Predicción (5)
  - o Predicción de la hora prevista de llegada (ETA) para mejorar la planificación de la cadena de suministro
- Optimización de las rutas (6)
  - o Análisis detallados de tiempos de entrega por ruta y naviera
- Monitorización de condiciones (7)
  - o Temperatura, presión, humedad, etc.

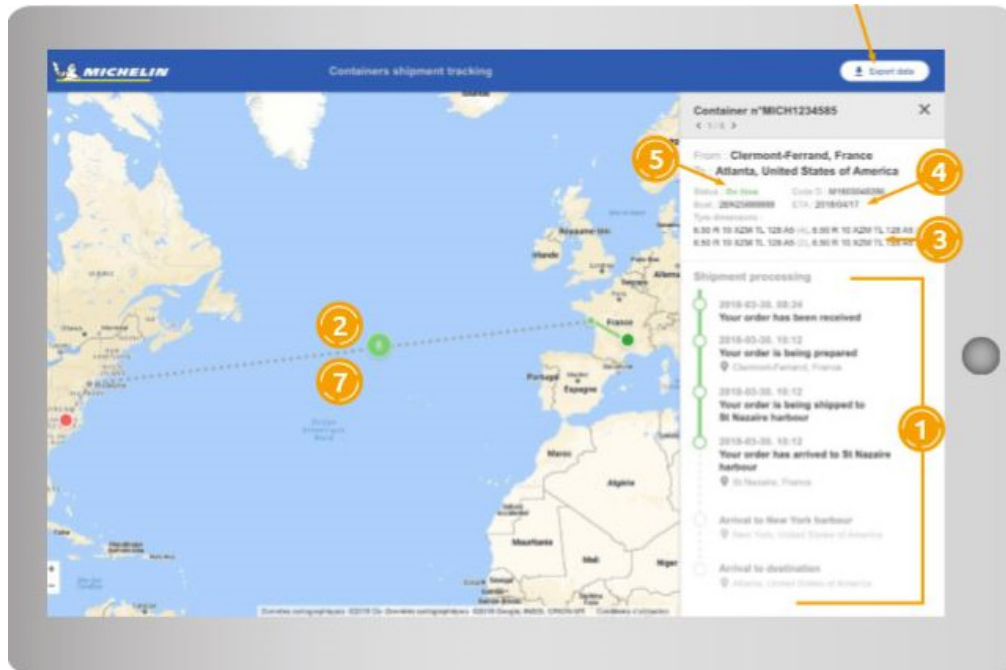


Figura 2. Vista de la plataforma usada en la solución para Michelin.

## CUIDADO DE LA SALUD

Este es un proyecto para la monitorización de las instalaciones de una residencia de ancianos, con el fin de optimizar la gestión energética de sus instalaciones, mejorar la mitigación de riesgos de enfermedades e incrementar el bienestar de los residentes.

### Solución Propuesta

Se propone, una solución “extremo a extremo” que permita controlar la temperatura ambiente de las estancias, la temperatura del agua de las instalaciones para evitar posibles enfermedades bacterianas, y posibles riesgos de inundación en dichas instalaciones.

Estos dispositivos son de dos tipos:

1. Sensohive: capaces de medir la temperatura del agua y la temperatura del ambiente.
2. SimpleLeak: Detectan posibles fugas de agua.



Figura 3. Sensohive (izqda.) y Simple Leak (dcha.).

## Configuración de Alertas

- Dispositivo de temperatura de agua, enviará una alerta cuando la temperatura se encuentre dentro del rango 20°C-50°C.
- Dispositivo de temperatura ambiente, enviará una alerta cuando la temperatura se encuentre fuera del rango 20°C-24°C.
- Dispositivo de fluidos, enviará una alerta cada vez que detecte fluidos.

## Conectividad Sigfox

Conectividad Silver para dar cobertura a la solución. Esta conectividad tiene las siguientes características:

- Máximo de 50 mensajes diarios de subida de información, enviada en base a eventos o distribuida en el tiempo.
- 1 mensaje diario de configuración de frecuencia de envío al dispositivo.

Actualmente, Sigfox está presente en 60 países, con distintos niveles de cobertura. En territorio español la cobertura alcanza actualmente cerca del 80% del territorio.

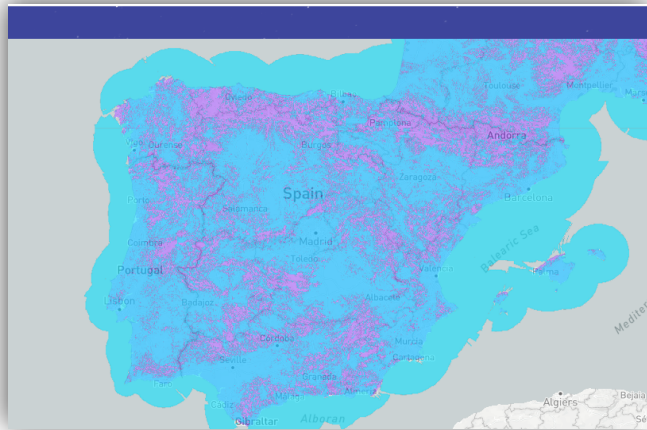


Figura 4. Mapa de Cobertura en España (Las partes azules marcan la cobertura).

## Plataforma CommonSense

CommonSense aprovecha el poder de Internet de cosas para controlar las temperaturas del agua y ayudar a asegurar el cumplimiento del propietario del edificio con la normativa higiénico-sanitaria establecida, reduciendo el riesgo de legionela. Permite la monitorización en remoto en tiempo real, de las temperaturas del agua en una base 24/7.



Usando la red de radio Sigfox (IoT), sin depender de wi-fi o infraestructura LAN existente, CommonSense es la mejor manera de asegurar el cumplimiento de la legislación y controlar tanto el agua como las temperaturas de todo el edificio con precisión, protegiendo a los visitantes y al personal de potenciales riesgos de enfermedad.

- Visualización general en tiempo real de los dispositivos en uso, categorizados según su estado. Visualización de funcionamiento de estos, histórico de datos y exportación a informes.
- Posibilidad de configurar parámetros de alarmas precisas para un dispositivo en concreto.
- Cuando se desencadenan las alarmas, se pueden enviar alarmas por email o SMS (posible extra-coste). El dashboard mostrará información detallada sobre las mediciones y sobre cómo solucionar cada alarma.
- Visualización de análisis de las mediciones por dispositivo, configurable por periodo.

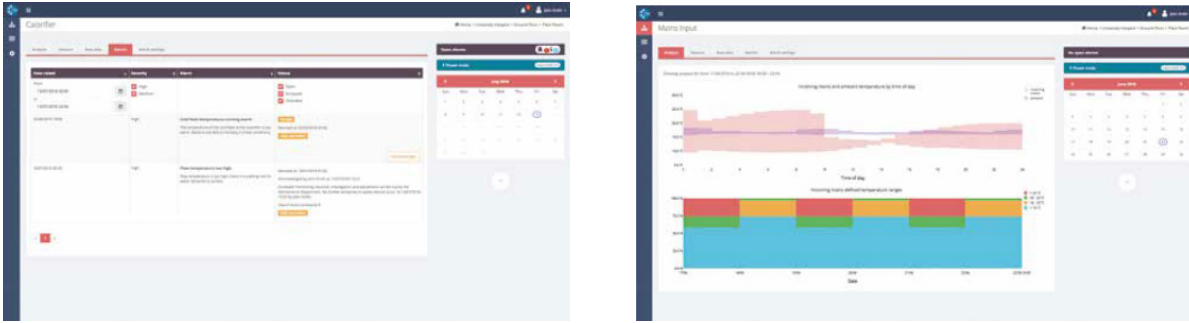


Figura 5. Vista de la plataforma 'CommonSense'.

## AGRADECIMIENTOS

Desde Sigfox España queremos agradecer a nuestros clientes la confianza depositada en nosotros, y a todos nuestros 'partners' en los distintos proyectos que desarrollamos en nuestro día a día y por darnos su apoyo total para seguir implantando soluciones pioneras en España.

## REFERENCIAS

- <http://www.argon.com/>
- <https://simplehw.eu/>
- <https://sensohive.com/>
- <https://www.michelin.com/en/>
- <https://www.sigfox.es/>

# MEJORA DE LAS ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO EN PLANTAS DE GENERACIÓN RENOVABLE A PARTIR DE LOS DATOS SCADA

**Ana P. Talayero**, Responsable de línea, Fundación Circe  
**Nurseda Y. Yurusen**, Responsable de proyecto, Fundación Circe  
**Julio J. Melero**, Director, Instituto universitario Circe

**Resumen:** El diagnóstico y detección precoz de errores en las plantas de generación renovable (parques eólicos y plantas fotovoltaicas) permite optimizar el rendimiento de las mismas, minimizando las pérdidas de energías asociadas a paradas, y ayudar en la toma de decisiones durante la operación. Partiendo principalmente de los datos ya registrados en las plantas, se identifican comportamientos y tendencias en las variables y alarmas registradas, indicativos de posibles errores, permitiendo la detección de los mismos antes de que estos ocurran. Un fallo se puede predecir y prevenir utilizando variables atmosféricas, datos SCADA, registro de fallos y conceptos de programación mejorados. Para ello se han desarrollado algoritmos específicos que se agrupan en áreas funcionales que trabajan con la información registrada en la propia planta. Esta mejora en la operación de las plantas permite reducir el OPEX (Operational Expenditures) y disminuir el LCoE (Levelized Cost of Energy) del proyecto.

**Palabras clave:** Diagnóstico, Mantenimiento Predictivo, Parques Eólicos, Plantas Fotovoltaicas

## INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son ya parte importante de la generación energética con 538.5 GW (23 GW en España) eólicos instalados y 480.3 GW (4.7 GW en España) fotovoltaicos a nivel mundial. Las expectativas de crecimiento en España de las renovables siguen siendo altas teniendo una previsión de duplicar la energía solar instalada y de aumentar un 40% la eólica en los próximos años (AEE - Asociación Empresarial Eólica, 2018) y (UNEF-Unión Española de Fotovoltaica, 2019). Este escenario evolutivo hace interesante el trabajo en la mejora del mantenimiento de los parques eólicos y de las plantas fotovoltaicas, que revertirá en un incremento del rendimiento y en la explotación óptima de los mismos.

Utilizando los datos registrados en los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) de las propias plantas, se pueden generar modelos que sin sobrecostes de instalación realicen un seguimiento y control de KPI (Key Performance Indicator) apropiados que avisen de posibles errores y permitan optimizar las labores de mantenimiento, disminuir las pérdidas y tomar decisiones para alargar la vida de los componentes (Elena Gonzalez et al., 2017) y (Tautz-Weinert et al, 2019).

Los fallos de un aerogenerador o de una planta fotovoltaica se puede predecir y prevenir utilizando variables atmosféricas, los datos SCADA, alarmas, registros de fallos y conceptos de programación mejorados (Gonzalez et al, 2016), (Reder et al, 2018), (Reder & Melero, 2018), (Betti et al, 2017) y (Talayero et al, 2018).

Para llevar a cabo esta tarea se ha desarrollado una metodología de trabajo con software específico que, por su flexibilidad, permite evaluar el funcionamiento de las plantas, estimar las variables sensibles, KPIs y estimar la probabilidad de fallo en función de los valores de estos.

En las siguientes secciones se va a explicar la metodología de trabajo y se van a presentar los resultados de ejemplos en los que se ha aplicado esta metodología, así como las conclusiones obtenidas. Dos de los ejemplos presentados corresponden a fallos en parques eólicos, ya que en esta tecnología se dispone de muestras más extensas de datos. El tercer ejemplo corresponde a una planta fotovoltaica, si bien en la actualidad no existen tantos registros de fallos en esta tecnología, su estudio es importante, no solo por el volumen previsto a instalar, sino también, porque las nuevas plantas van a tener un aumento sustancial de tamaño, que requerirá una optimización en el mantenimiento de las mismas.

## METODOLOGÍA

Tal y como se ha mencionado en la introducción, la metodología propuesta se basa en los valores promedio de diez minutos registrados en los sistemas SCADA de las plantas. Esta información medida atiende a variables físicas, variables eléctricas y alarmas.

Entre las variables físicas registradas se encuentran las meteorológicas: velocidad y dirección del viento, temperatura ambiente, presión humedad, radiación y detección de lluvia; así como la temperatura y presión de diferentes

componentes de las plantas, como por ejemplo la temperatura de inversor en una planta fotovoltaica o la temperatura del multiplicador en un aerogenerador.

Las variables eléctricas medidas son corrientes, tensiones y potencias registradas en diferentes equipos o componentes de las plantas, así como la potencia total generada y las características de vertido a red.

La información se completa con los registros de alarmas o avisos en los componentes de las plantas. Estos avisos se caracterizan con un inicio y un final para poder establecer un análisis de los mismos que determine su frecuencia, duración y condiciones de la planta que indican su aparición.

Toda esta información se procesa, a través de dos algoritmos principales. El primero de ellos para tratar la información y el segundo para detectar las anomalías en el comportamiento de las plantas. El resultado de los mismos son una serie de variables que informan del diagnóstico de la planta y que además según su combinación determinan la probabilidad de aparición de un posible error. En la Figura , se muestra esquemáticamente el proceso de trabajo. Cada uno de los pasos representados en dicha figura se explica a continuación.

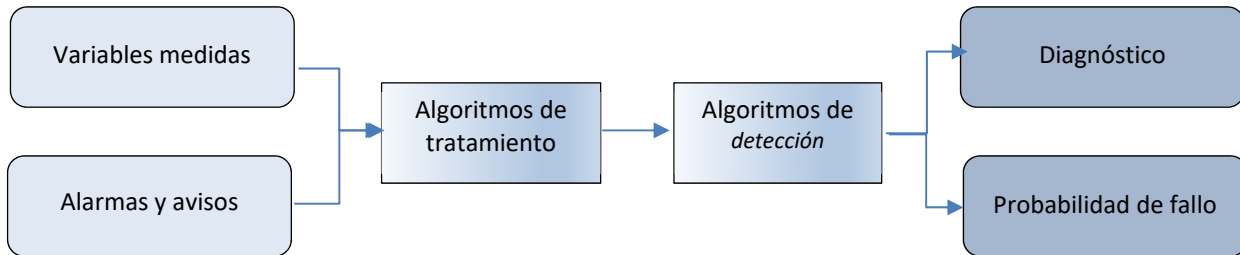


Figura 1. Flujo de algoritmos.

## Algoritmos de tratamiento de la información

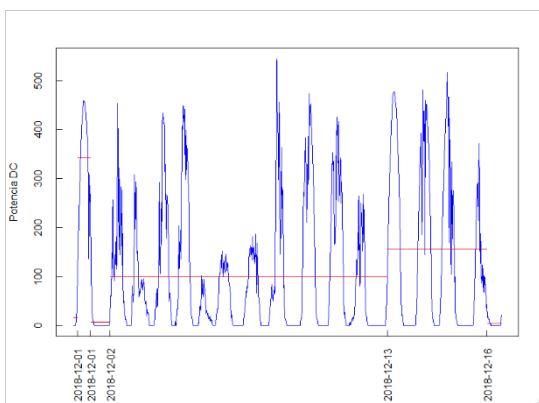


Figura 2. Ejemplo de análisis estadístico de cambios en media y varianza de la medida de potencia de un inversor.

El objetivo de estos algoritmos es el filtrado de los datos eliminando los valores fuera de rango, espurios y la determinación de posibles errores en los sensores. Para ello se aplican funciones estadísticas que evalúan la persistencia y/o la variabilidad de las medidas Figura . Cada tipo de registro tiene unas características propias, por lo que cada uno de ellos tiene que ser verificado de una forma diferente y con unos límites adecuados. Por ejemplo, la medida de la temperatura presenta una velocidad de variación muy lenta en comparación con la medida de la radiación, ya que esta última, influenciada por la nubosidad, puede presentar cambios bruscos en los registros siguiendo un comportamiento normal. Estas peculiaridades de las medidas condicionan los modelos de trabajo adecuados, ya que para el ejemplo de la temperatura los algoritmos basados en persistencia y variabilidad puede dar buenos resultados, mientras que en el caso de la radiación se necesita de algoritmos multivariantes más complejos que relacionen además otras variables como radiación teórica o la potencia generada.

## Algoritmos de detección

El objetivo de estos algoritmos es detectar anomalías en el comportamiento de los aerogeneradores o de los inversores. Para ello se usan métodos regresivos multivariantes de aprendizaje automático, que son capaces de trabajar con largas series de datos, relacionarlas e identificar los comportamientos vinculados a un bajo rendimiento, pudiendo incluso en algunos casos llegar a conocer el origen de esta pérdida de rendimiento.

Entre los modelos de aprendizaje automático existentes se utilizan solo los supervisados, que consisten en entrenar al algoritmo con sucesos previos, entre ellos: árboles de decisión, para la identificación de variables influyentes, regresiones multivariantes para establecer relación entre diferentes variables que presentan un comportamiento lineal

y K-nn (K nearest neighbour) para establecer relaciones entre las variables cuando estas no son lineales, estableciendo unos factores, llamados distancias, que definen la relación entre las variables de manera más compleja.

Los resultados de estos algoritmos son, por un lado, el diagnóstico de la planta, que consiste en analizar los KPI's calculados en los algoritmos para informar del estado de la planta, a través de indicadores como el rendimiento, las horas equivalentes de producción, la disponibilidad y en analizar las alarmas de los equipos.

Por otro lado, también es resultado de los algoritmos la generación de alertas que indican la existencia de anomalías, en el comportamiento o, al menos, en la medida analizada. Estas alertas se combinan mediante rutinas que, teniendo en cuenta la frecuencia y la duración de las mismas, dan lugar a avisos.

Los avisos generados en los algoritmos unidos a las propias alarmas de los aerogeneradores o inversores son analizados mediante modelos basados en influencias bayesianas, arboles de decisión y estadística, para determinar la probabilidad de desencadenamiento de un fallo.

Esta metodología ha sido desarrollada en el ámbito de los proyectos AWESOME (ITN – H2020) y Doctor PV (RETOS 2017) y está en vías de puesta en marcha en algunos proyectos pilotos.

## RESULTADOS

Esta metodología general tiene que ser adapta a cada uno de los proyectos en los que se aplica, ya que los algoritmos tienen que adecuarse a la diferente información disponible en cada uno de los proyectos y los resultados también se adecuan a las necesidades de cada cliente. A continuación, se presentan algunos ejemplos de ambas tecnologías en las que se ha trabajado la detección de diferentes fallos.

En el caso de los parques eólicos se ha elegido el fallo del motor del sistema de giro de la góndola, y una avería en la multiplicadora, ambos fallos comunes y con una gran afección sobre la operación de las plantas. En el caso de las plantas fotovoltaicas se muestra una caída de producción ocasionada por el fallo en los sistemas de orientación de los seguidores.

### Caso 1: Fallo en motorreductor

En un aerogenerador el motorreductor es el componente encargado de hacer girar la góndola y situar el rotor siempre a barlovento alineado con la dirección del viento en cada momento. Una avería de la misma resulta crítica porque impide la orientación de la máquina y por tanto obliga a la parada inmediata de la misma ya que de otra forma se producirían ineficiencias en la producción o, lo que es peor, sobrecargas en la estructura de la máquina que podría llegar a dañarla.

Tal y como se ha explicado en la metodología, una vez se han tratado y analizado los datos el primer paso de los algoritmos de detección es la identificación de las variables que influyen en este fallo. Para ello se trabaja con toda la información aplicando árboles de decisión. El resultado en este caso ha sido que las variables más influyentes en este fallo son la potencia, la velocidad y turbulencia del viento, la temperatura de la bomba del grupo hidráulico de refrigeración, la velocidad del generador, además de 9 alarmas diferentes. En la Figura , se muestra el árbol de decisión que combina las citadas variables.

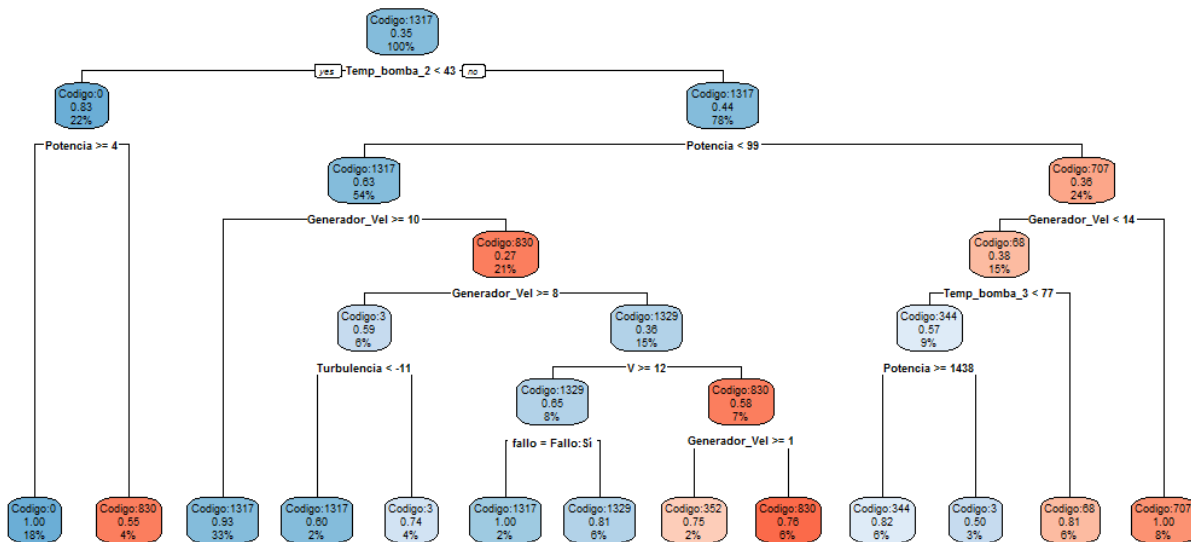


Figura 3. Árbol de decisión para identificar las variables vinculantes a los fallos asociados al sistema giro.

## Caso 2: Fallo en multiplicadora del aerogenerador

La multiplicadora es el componente que está en el centro del tren mecánico de la máquina y que une el rotor (palas) con el generador, elevando la velocidad de giro del eje para generar a la frecuencia de la red. Este componente se encuentra solo en los aerogeneradores con generador asíncrono o de jaula de ardilla y presenta cierta frecuencia de fallo por trabajar en regímenes de funcionamiento variable provocado por las propias características del viento que lo pone en movimiento.

El resultado del análisis realizado con los árboles de decisión que modelizan el fallo en la multiplicadora es que las variables identificadas como críticas son la potencia, la velocidad de viento, la temperatura aceite multiplicadora, la temperatura del tanque de la multiplicadora, la temperatura ambiente de góndola, y la temperatura de los rodamientos multiplicadora.

En este caso son únicamente las medidas las que determinan el fallo y no es necesario el apoyo de las alarmas de la máquina. Esto se debe principalmente a que, al ser uno de los equipos que presentan una relación más alta de coste de reparación o remplazo y probabilidad de fallo, suelen estar altamente monitorizados. En la Figura se muestra como ejemplo las medidas de las diferentes temperaturas registradas antes y después del fallo, discriminando además en función de la velocidad de viento. En las gráficas se puede ver el incremento de la temperatura y en especial el de la temperatura medida en el rodamiento antes del fallo y como se restablecen los valores una vez se reemplaza la multiplicadora.

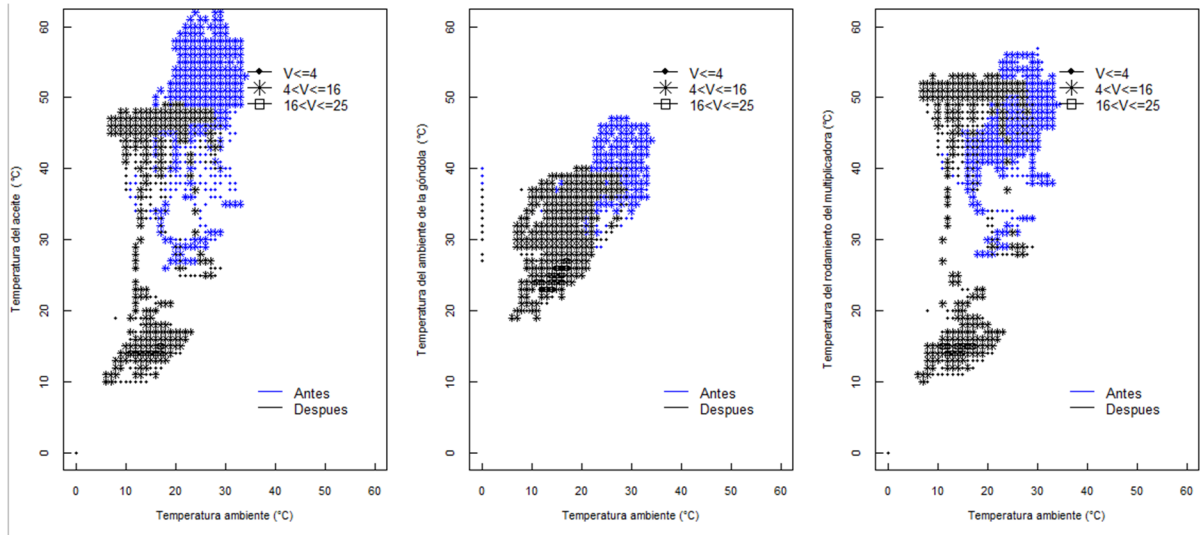


Figura 4. Análisis antes y después del fallo de las temperaturas del aceite, ambiente de la góndola y del rodamiento del multiplicador, discriminando por velocidad (máquina parada  $V \leq 4$  m/s, funcionamiento a carga parcial  $V \in (4-16]$  m/s y plena carga  $V > 16$  m/s).

### Caso 3: Fallo en el Sistema de orientación de los seguidores solares

El último caso de estudio detecta la existencia de desalineaciones en los sistemas de seguimiento solar. El desalineamiento provoca un desvío respecto a la orientación óptima de los módulos con respecto al sol y por tanto lleva asociada una bajada de producción.

La planta estudiada tiene un sistema de orientación de doble eje capaz de seguir al sol en la mayor parte de su recorrido, consiguiendo una mayor generación. Si hay un fallo en el sistema de orientación se produce una pérdida importante de producción y de eficiencia de la planta.

En este caso las variables identificadas como sensibles en el modelo son la radiación, la producción, la velocidad de viento, y el ángulo de los seguidores.

En la Figura 5 se muestra un ejemplo de 5 inversores, uno de ellos, el número 2, se encuentra bien alineado mientras que los cuatro restantes presentan una orientación deficiente. En la gráfica se puede ver la pérdida de producción de los inversores mal alineados con el factor estándar y equivalente a la producción, horas equivalentes al año.

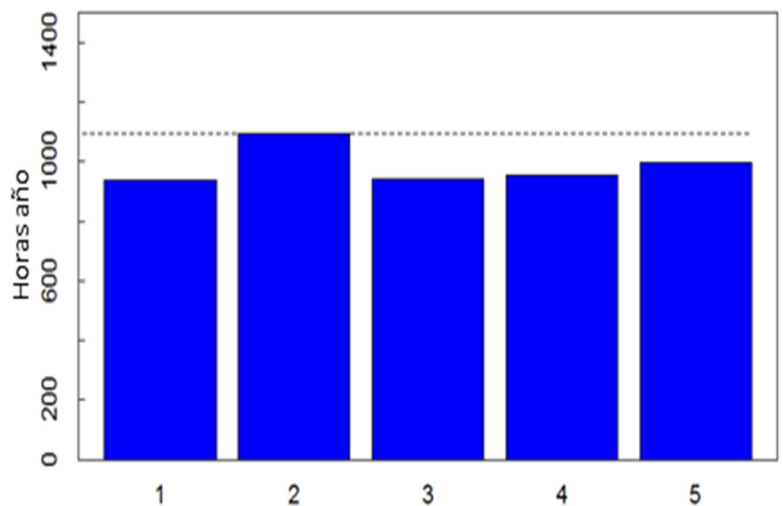


Figura 5. Producción en horas equivalentes por año de 5 inversores.

Las pérdidas de producción por los fallos de orientación dependen del periodo en el que está desorientado por lo que es muy importante la detección temprana de este fallo.

## CONCLUSIONES

Los datos SCADA registrados en las plantas y parques, por si mismos, sin necesidad de incluir sensores adicionales, son información suficiente y fiable para realizar un diagnóstico adecuado y detectar errores en la operación, tal y como se ha demostrado en los casos estudio presentados.

Económicamente, este proceso es relativamente asequible ya que está basado en el tratamiento de los datos ya almacenados y no requiere la instalación de nuevos dispositivos y por lo tanto no implica un incremento del CAPEX del proyecto. La inversión en el estudio de los datos, respecto a los beneficios que se pueden obtener supone un balance positivo y una acción básica a la hora de mejorar la eficiencia y mantenimiento de las plantas de generación.

El disponer de un conocimiento del estado de las instalaciones y de una probabilidad de fallos permite optimizar las labores de mantenimiento, aumentar la eficiencia de las plantas e incluso alargar la vida útil de las mismas consiguiendo un incremento del LCOE.

## REFERENCIAS

- AEE - Asociación Empresarial Eólica. (2018). *Anuario Eólico*.
- Alessandro Betti , Maria Luisa Lo Trovato , Fabio Salvatore Leonardi , Giuseppe Leotta, F. R. and C. L. (2017). PREDICTIVE MAINTENANCE IN PHOTOVOLTAIC PLANTS WITH A BIG DATA APPROACH. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC)*, 53(9), 1895–1900. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20172017-6DP.2.4>
- Gonzalez, E., Reder, M., & Melero, J. J. (2016). SCADA alarms processing for wind turbine component failure detection. *Journal of Physics: Conference Series*, 753(7). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/7/072019>
- Gonzalez, Elena, Nanos, E. M., Seyr, H., Valldecabres, L., Yürüşen, N. Y., Smolka, U., ... Melero, J. J. (2017). Key Performance Indicators for Wind Farm Operation and Maintenance. *Energy Procedia*, 137, 559–570. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.10.385>
- Reder, M., & Melero, J. J. (2018). A Bayesian Approach for Predicting Wind Turbine Failures based on Meteorological Conditions. *Journal of Physics: Conference Series*, 1037(6). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1037/6/062003>
- Reder, Maik, Yürüşen, N. Y., & Melero, J. J. (2018). Data-driven learning framework for associating weather conditions and wind turbine failures. *Reliability Engineering and System Safety*, 169(October 2017), 554–569. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2017.10.004>
- Talayero, A. P., Melero, J. J., Llombart, A., & Casado, A. (2018). Operation and Maintenance in Solar Plants: Eight study cases. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'18)*, 1(16), 499–504. <https://doi.org/10.24084/repqj16.363>
- Tautz-Weinert, J., Yürüşen, N. Y., Melero, J. J., & Watson, S. J. (2019). Sensitivity study of a wind farm maintenance decision - A performance and revenue analysis. *Renewable Energy*, 132, 93–105. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.110>
- UNEF-Unión Española de Fotovoltaica. (2019). El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética.

# MEJORA DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS EN EL MANTENIMIENTO DE PARQUES EÓLICOS

**Nursedá Y. Yurusen**, Responsable de proyecto, Fundación CIRCE

**Ana P. Talayero**, Responsable de línea, Fundación CIRCE

**Julio J. Melero**, Profesor Titular, Instituto universitario de Investigación Mixto CIRCE, Universidad Zaragoza

**Resumen:** Se presenta una metodología basada en “decision pool”, generar alternativas sobre las acciones de mantenimiento preventivo en un parque eólico, teniendo en cuenta la estrategia ya planificada, la disponibilidad de los equipos de trabajo, la duración de tareas, la seguridad y salud y el precio de mercado eléctrico. Partiendo de una categorización de las acciones de mantenimiento planificado y del seguimiento pormenorizado de las mismas, se propone incluir la información registrada en los SCADA del parque, la información meteorológica y el precio de la energía, para desarrollar algoritmos de optimización de las alternativas generadas que mejoren las labores de mantenimiento programadas.

**Palabras clave:** Mantenimiento, Optimización, Análisis de Alternativas, Programación de Mantenimiento

## PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO EN UN PARQUE EÓLICO

De acuerdo con el estándar de la terminología de mantenimiento (European Standards, 2001), si se toma una decisión de intervención de mantenimiento considerando solo la planificación preseleccionada, y sin considerar la condición del activo, se está siguiendo una política de mantenimiento predeterminada, que no tiene porque ser la óptima en cada proyecto.

Para los parques eólicos, si se tiene en cuenta la condición de los activos, los precios del mercado de electricidad y el lucro cesante de generación, se puede diseñar un plan de mantenimiento preventivo más rentable. Para ello va a ser necesario: las estimaciones de energía, y rendimiento energético, parámetros que se pueden estimar con procedimientos estandarizados bien establecidos y cubiertos en la literatura. Sin embargo, la literatura es escasa para las consideraciones de comportamiento del precio del mercado eléctrico en la planificación predeterminada de O&M de parques eólicos.

Si la decisión de las intervenciones de mantenimiento se puede tomar teniendo en cuenta las reglas de accesibilidad, el trabajo en altura, las reglas de operabilidad de la grúa, entonces se puede lograr una programación inteligente y oportuna. Con este enfoque, el tiempo de inactividad relacionado con el clima y el riesgo de estar en condiciones climáticas adversas en el sitio se pueden reducir.

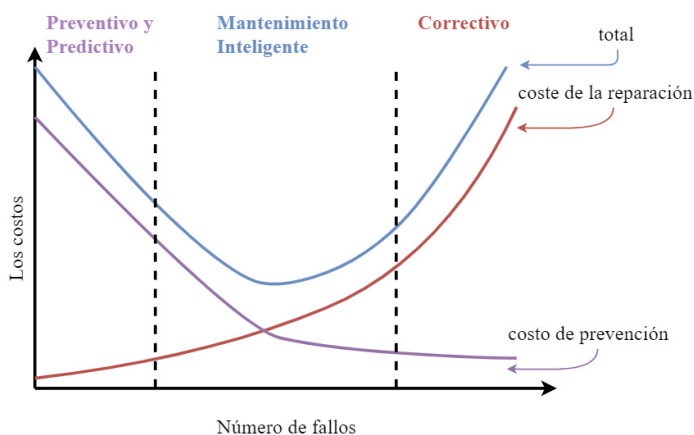


Figura 1. El concepto del mantenimiento inteligente [3].

Las relaciones entre los diferentes tipos de mantenimiento (European Standards, 2001) y la aplicación de una estrategia de mantenimiento oportuna (Ding and Tian, 2012) es una llave para reducir los riesgos de trabajo y los costes de mantenimiento. En la Figura 1, el efecto de mantenimiento inteligente se muestra. La programación inteligente de mantenimiento oportuno es un componente clave para una estrategia de mantenimiento oportunista, que permite la reducción de varias visitas de mantenimiento preventivo y proporciona datos de inspección fuera de línea para la ejecución de las intervenciones de mantenimiento predictivo (Eti, Ogaji and Probert, 2006).

En la propuesta de CIRCE se presenta una descripción de la metodología de trabajo, con aplicación en el desarrollo de herramientas de “decision pool”, cuyo objetivo sea obtener recomendaciones sobre posibles acciones de mantenimiento preventivo en un parque eólico atendiendo a la estrategia de mantenimientos de aerogeneradores planificados, disponibilidad de equipos de trabajo, duración de tareas, seguridad y salud, así como precio de mercado.



Partiendo de una categorización de acciones de mantenimiento planificado y del seguimiento pormenorizado de las mismas a través de una herramienta de información de sensores ("condition monitoring"), se propone incluir la información del Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), el performance de los aerogeneradores, la información meteorológica y el precio de la energía, obteniéndose una BBDD completa que servirá de base para el desarrollo de algoritmos de pronóstico de fallos y optimización de las labores de mantenimiento programadas.

## METODOLOGÍA

La metodología propuesta para el concepto de mantenimiento inteligente se da en la Figura 2.

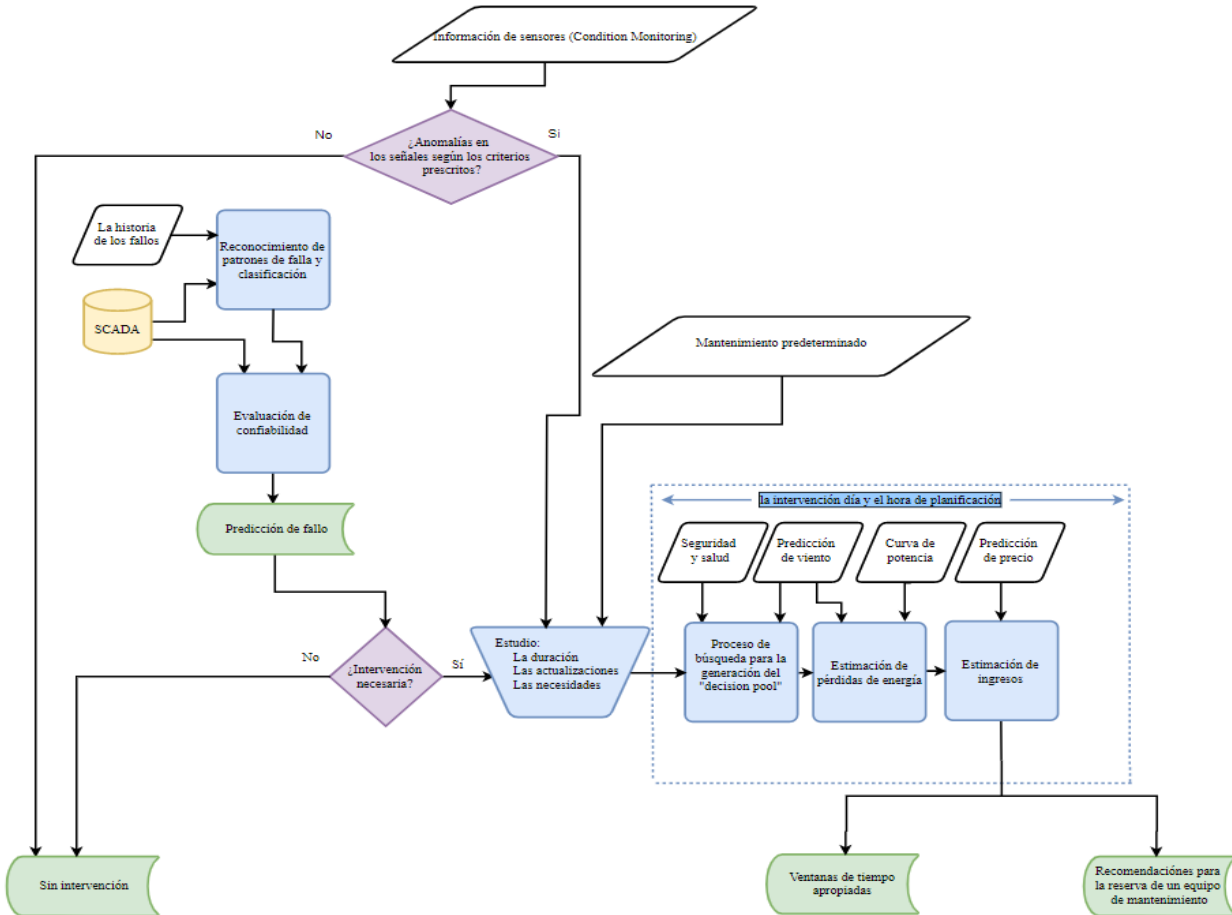


Figura 2. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

Tal y como se muestra en el diagrama, para decidir si es necesaria la intervención, se trabaja con tres diferentes fuentes de información: por un lado, el mantenimiento predeterminado, por otro la información procedente del Información de sensores y por último el resultado de la evaluación de los datos registrados en el SCADA. Las dos primeras fuentes de información conllevan la programación de un mantenimiento, mientras que si la información procede de los datos SCADA es necesario realizar una predicción del riesgo fallo y en caso de ser alto programar el mantenimiento. Esta metodología pretende contestar a la pregunta ¿Es necesario una intervención?, y, en caso afirmativo, es necesario una optimización. Para realizar la optimización de la intervención se precisa además de información adicional de las limitaciones de seguridad y salud, la predicción meteorológica, la curva de potencia y el precio de la energía; así se contesta a la pregunta: ¿cuándo?.

## RESULTADOS

### Planificación de mantenimiento a largo plazo, ejemplo España

En este caso se pretende estudiar los periodos óptimos para programar mantenimientos que no requieren de una acción inmediata, sino que atienden a tareas rutinarias de control. Para ello las variables que se van a considerar van a ser principalmente la demanda de energía y el precio de venta de la electricidad.

En el análisis del mercado eléctrico español, la correlación entre el precio del mercado eléctrico y la demanda muestra que la demanda no es el parámetro único más significativo. Para realizar este análisis, primero se realizan las pruebas de casualidad de Granger (Arratia, 2014). Entonces, después de tener una prueba estadística de la causalidad, se realiza el análisis de correlación de rango de Kendall (Nelsen, 2001). Los análisis se realizan utilizando los datos obtenidos de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators, 2017).

Los coeficientes de correlación de Kendall para el precio del mercado de electricidad son: 0.44 para la generación de electricidad a partir del lignito marrón fósil, 0.54 a partir del gas fósil, 0.5 a partir de carbón duro y -0.17 a partir del hidroeléctrica, -0.29 con eólica terrestre y 0.33 para la demanda eléctrica. Lo que demuestran la poca relación entre ellos en la eólica.

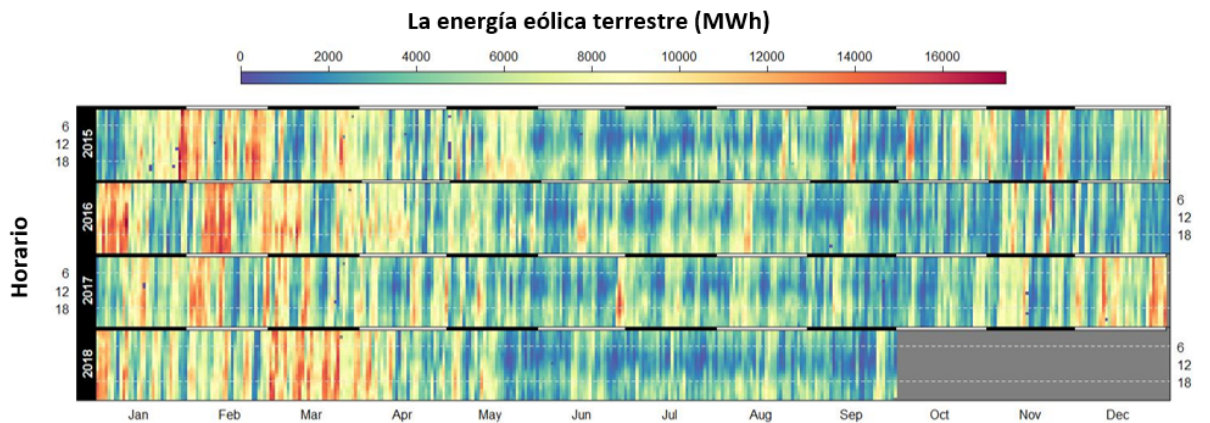


Figura 3. El mapa de calor de generación de electricidad para la energía eólica terrestre.

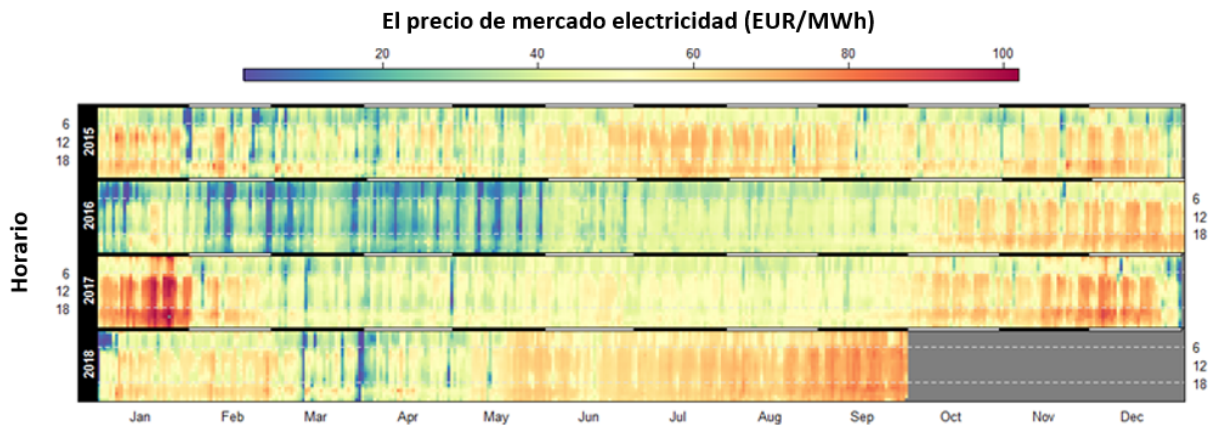


Figura 4. El mapa de calor del precio del mercado electricidad.

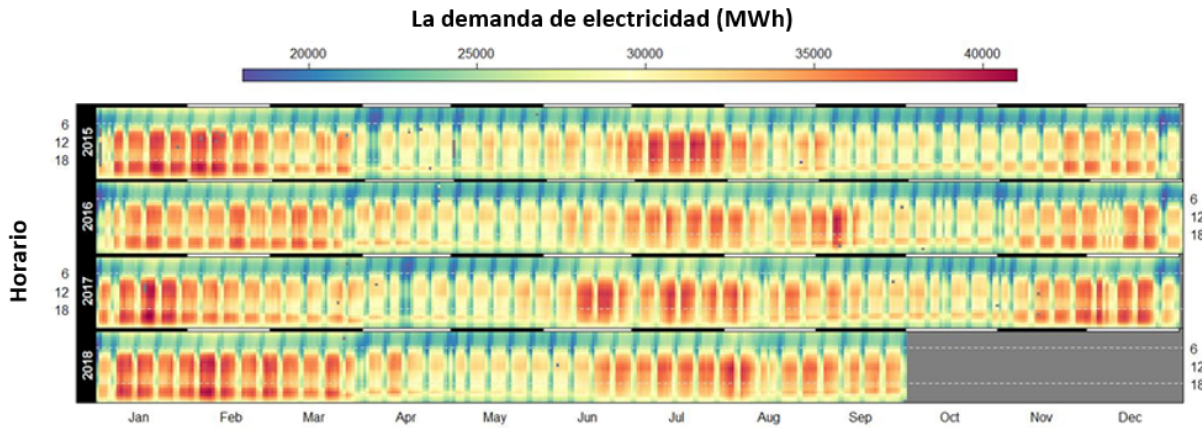


Figura 5. El mapa de calor de demanda de electricidad.

Según las Figuras 3, 4 y 5, no existe una coincidencia clara entre las horas de máxima generación eólica y las horas de pico en la demanda, y el precio de esta energía no se ve influenciado fuertemente por la demanda ya que la generación eólica contribuye a las horas de demanda de mérito medio, y es una fuente intermitente.

A la vista de los resultados, y tenido en cuenta el precio y la demanda sería recomendable programar la mayoría de las intervenciones de mantenimiento necesarias entre abril y mayo.

### Planificación de mantenimiento a corto plazo, ejemplo mantenimiento predeterminado

Este mantenimiento planificado, puede ser todavía optimizado en el momento cercano a su intervención.

Así en este caso se muestra como una vez planificadas diferentes tareas para un parque eólico, el orden y momento de la ejecución de las mismas y el precio de la energía puede variar las pérdidas que se producen al parar la máquina. Es decir, en este caso, la pérdida de ingreso es la variable crítica a tener en cuenta.

En la Figura 6, se ofrecen diferentes alternativas de programación de un mantenimiento predeterminado, con las diferentes tareas a realizar, para poder contrastar con el procedimiento estándar que comienza a las 8.30 y sugiere la ejecución de tareas con un orden de 1, 2, 3 y 4. El utilizar la herramienta de decisión, permite encontrar una planificación que reduzca la pérdida de ingresos.

El plan alternativo número 55, que comienza a las 09:40 y sugiere la ejecución de las tareas con una orden 1, 3, 2 y 4, presenta menores pérdidas debido a la dinámica del precio del mercado eléctrico.

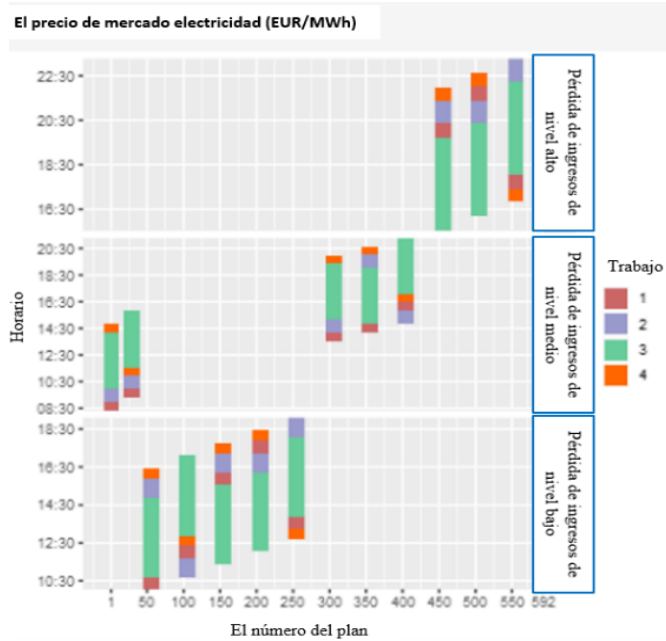


Figura 6. Pool de decisiones.

## Planificación de mantenimiento a corto plazo, ejemplo cambio del generador

En este caso se pretende optimizar una tarea correspondiente a un correctivo, en este caso es necesario tener en cuenta más parámetros como la accesibilidad, la operabilidad de las grúas, y las restricciones de trabajo como las velocidades de viento permisibles en altura y las rachas máximas.

La velocidad de ráfaga de viento máxima permitida para el uso de la grúa depende de la altura de intervención, el elemento afectado por el fallo y el peso de la carga a mover o levantar (Liebherr, 2017).

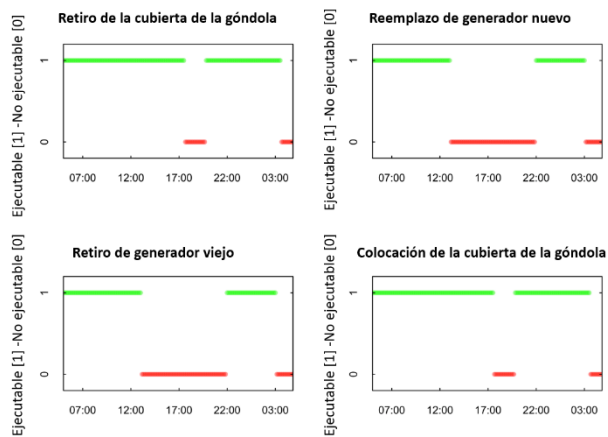


Figura 7. La accesibilidad dinámica cambia teniendo en cuenta la ráfaga de viento y la velocidad del viento.

La correspondiente restricción de ráfagas de viento para cualquier intervención requiere controles oportunos. Además, los valores de ráfaga altos provocan reglas de accesibilidad específicas para componentes de turbinas eólicas más restrictivas que reducen la velocidad media del viento más alta permitida. En este caso de cambio de un generador, el límite de velocidad media del viento para un trabajo seguro debe reducirse en 2 m/s cuando la ráfaga de velocidad del viento es superior a 5 m/s.

Estas condiciones de velocidades máximas son diferentes según el modelo, el tamaño de la turbina y la intervención (Wind Farm Owner, 2018). En la Figura 7 muestra cómo evaluar la accesibilidad para las diferentes tareas para llevar a cabo el cambio del generador, la línea verde indica las horas en las que es posible realizar la intervención mientras que las líneas rojas indican cuando no es posible.

## CONCLUSIONES

En el presente estudio se muestra una metodología para optimizar la planificación de los mantenimientos, con aplicación a tareas rutinarias que se realizarán en el largo plazo, en las que las variables más influyentes son el precio de la energía y la accesibilidad. Para mejorar estas tareas ya planificadas, en un momento cercano a su realización se puede realizar una segunda optimización teniendo en cuenta el orden de las tareas, la velocidad de viento y el precio instantáneo de la energía.

También esta metodología tiene aplicación en la planificación de las tareas asociadas a correctivos de acciones inmediatas, tal y como se ha mostrado con el cambio de un componente principal como es el generador. En este caso es necesario tener en cuenta muchas más variables como las restricciones de seguridad y salud, las velocidades y rachas máximas que condicionan las labores.

En resumen, es necesario incluir factores como las restricciones meteorológicas, restricciones técnicas y de seguridad y el precio de la electricidad en la planificación del mantenimiento. Con esto, es posible encontrar alternativas a la planificación que optimicen el trabajo de mantenimiento y reduzcan las pérdidas que llevan asociadas las propias tareas.

## REFERENCIAS

- [1] Arratia, A. (2014) Computational finance, An Introductory Course with R, Atlantis Studies in Computational Finance and Financial Engineering. Springer.
- [2] Ding, F. and Tian, Z. (2012) 'Opportunistic maintenance for wind farms considering multi-level imperfect maintenance thresholds', Renewable Energy. Elsevier Ltd, 45, pp. 175–182. doi: 10.1016/j.renene.2012.02.030.
- [3] Eti, M. C., Ogaji, S. O. T. and Probert, S. D. (2006) 'Reducing the cost of preventive maintenance (PM) through adopting a proactive reliability-focused culture', Applied Energy, 83(11), pp. 1235–1248. doi: 10.1016/j.apenergy.2006.01.002.
- [4] European Network of Transmission System Operators (2017) ENTSO-E Transparency Platform: Day-ahead prices. Available at: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [5] European Standards (2001) 'Maintenance terminology', En 13306:2001, (CEN (European Committee for Standardization)), p. 58.
- [6] Liebherr (2017) Influence of wind on crane operation. Available at: <https://www.liebherr.com/shared/media/mobile-and-crawler%0A-cranes/brochures/%0Awind-influences/liebherr-influence-of-wind-p403-e04-2017.pdf>.
- [7] Nelsen, R. (2001) 'Kendall tau metric', Encyclopaedia of mathematics, pp. 226--227.
- [8] Wind Farm Owner (2018) 'Private Communication'.

# RENAISSANCE – DESARROLLO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES Y BLOCKCHAIN

**Nerea Goitia-Zabaleta**, Investigadora predoctoral, IKERLAN

**Aitor Milo**, Investigador, IKERLAN

**Maialen Otaegi**, Investigadora, IKERLAN

**Aitor Urbieto**, Responsable de equipo “Ciberseguridad en plataformas digitales”, IKERLAN

**Haizea Gaztañaga**, Responsable de equipo “Gestión de energía Eléctrica y Térmica”, IKERLAN

**Andeas Muñoz**, Investigador, CIRCE

**Hans Bludszweit**, Investigador, CIRCE

**Jesús Torres**, Responsable de equipo “Integración TIC”, CIRCE

**Resumen:** Las comunidades energéticas locales representan una innovadora configuración que pretende contribuir a la transformación del sistema tradicional de generación y distribución de energía. Estas se caracterizan por ser impulsadas por un valor social, donde también, el factor económico y el modelo de negocio dentro de una comunidad es de gran importancia. En este marco, surge el proyecto RENAISSANCE que tiene como objetivo “demostrar una propuesta fácilmente replicable para diseñar y operar sistemas locales de energía con orientación financiera y, a su vez, enfocada a los consumidores”. Una plataforma de gestión y registro de las transacciones de los intercambios energéticos dentro de la comunidad es una herramienta que facilita y contribuye a la operación de estas. En este contexto y dentro del proyecto RENAISSANCE, IKERLAN colabora en el desarrollo de esta plataforma con tecnología *blockchain*, diseñando e implementando los contratos inteligentes (*smart-contracts*). Por su parte, CIRCE define las implicaciones técnicas del conjunto en las comunicaciones de su controlador de campo inteligente, Energy Box. Así, en este artículo, IKERLAN presenta los resultados obtenidos en las pruebas de validación de los *smart-contracts* desarrolladas en la plataforma de demostración de *blockchain* implementada en su laboratorio de Telecomunicaciones. Por otro lado, CIRCE presenta las principales características de su Energy Box como elemento clave en el desarrollo del mercado con tecnología *blockchain*.

**Palabras clave:** Comunidades Energéticas Locales, Smart Contracts, Plataforma de Comercialización, Blockchain

## INTRODUCCIÓN

La explotación de los recursos energéticos locales permite consumir de una forma descentralizada, en la que además de reducir las pérdidas en transporte y distribución de energía, se contribuye en la economía local. En el caso nacional, el consumo de forma descentralizada ha tenido varios baches en su camino, ya que, el marco legislativo en el campo del autoconsumo ha sido muy restrictivo hasta el año 2019. La entrada en vigor del RD 244/2019 ha establecido nuevas normativas en cuanto a autoconsumo de energía eléctrica, lo cual ha desahogado la situación. Asimismo, en este real decreto, se reconoce la figura de la comunidad energética, lo cual permite un autoconsumo compartido (residencial, empresarial o industrial).

Las comunidades energéticas locales (LECs – Local Energy Communities) son entidades legales controladas por socios o miembros locales que las gestionan. Para el desarrollo e implantación de las LECs en el marco actual, el factor económico es de gran importancia, ya que, la rentabilidad económica del sistema dicta la estabilidad del mismo [1], [2].

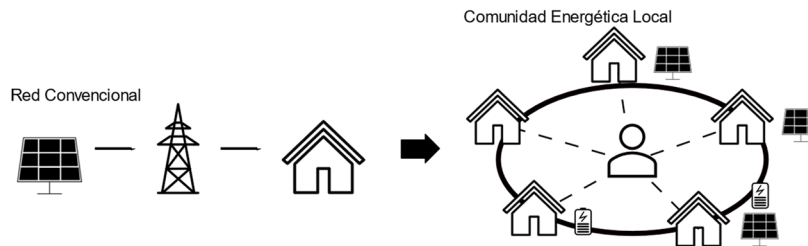


Figura 1. Transición energética de la red convencional a la comunidad energética local (LEC).

La gestión de las LECs puede suponer una tarea compleja si no se cuenta con una herramienta destinada para la distribución de la energía. Dicha plataforma además de tener que ser segura y transparente, debe agrupar todos los elementos dentro de la comunidad: los consumidores, prosumidores, generadores y contratos que certifiquen la

compraventa de la energía. En la actualidad, existen varias plataformas software relacionadas tanto con la gestión de la energía como al intercambio peer-to-peer (P2P). En cuanto a la gestión de la energía se refiere, existen varias soluciones comerciales que monitorizan, controlan y optimizan la energía [3]–[5]. No obstante, no existe ningún intercambio monetario. En relación con las herramientas software P2P, hay diferentes soluciones cuyo propósito es descentralizar las estructuras de los mercados de las LECs [6].

Para el desarrollo e implantación las LECs, además de la necesidad de una herramienta de gestión, es necesario desarrollar modelos de negocio compatibles con las necesidades y objetivos de la comunidad. Para ello, el proyecto RENAISSANCE, un proyecto europeo dentro del programa Horizon 2020, propone una herramienta estandarizada enfocada a la economía de los consumidores, en la cual se realizarán intercambios energéticos y transacciones económicas de forma segura y transparente. El proyecto tiene como objetivo desarrollar una metodología de diseño y operación de las LECs fácilmente replicable, para contribuir a alcanzar el objetivo del 27 % de generación renovable y, al mismo tiempo, llegar a la participación del 15-20 % de los habitantes y empresas y disminuir el precio de la energía de una comunidad.

Para ello, entre los objetivos del proyecto destaca la implementación de una plataforma para posibilitar el intercambio de servicios energéticos, entre los usuarios finales, integrando contratos inteligentes (*smart-contracts*) sobre la tecnología *blockchain*. El objetivo es disponer de una herramienta robusta frente a amenazas, confiable y escalable en un entorno distribuido [7].

## PRESENTACIÓN PLATAFORMA

### Contribución de Ikerlan

Un paso intermedio entre el diseño e implementación de los contratos inteligentes dentro del marco RENAISSANCE es testear y validar sobre una plataforma los contratos diseñados. Por eso, como una de las contribuciones al proyecto, Ikerlan implementa y valida los *smart contracts* diseñados para RENAISSANCE en su plataforma de comercialización de energía para las LECs.

La plataforma desarrollada por Ikerlan está basada en la distribución **Ethereum** de *blockchain*. Una vez definida la distribución, se determina **Solidity** como el lenguaje de desarrollo de *smart contracts*, lenguaje formalmente soportado por Ethereum. En cuanto al entorno de desarrollo, se escoge **Remix** puesto que advierte de errores, permite depurar código y testea los contratos escritos. Finalmente, para facilitar la interacción con la red *blockchain* se ha empleado el framework **Truffle**, el cual permite manejar el ciclo completo de los *smart contract* y escribir scripts tanto para testear los *smart contracts* implementados como para su posterior migración a la red *blockchain*. La Figura muestra el resumen de las tecnologías utilizadas en el desarrollo de la plataforma

#### Metodología

En lo que a *smart contracts* se refiere, son un factor clave en la herramienta, puesto que definen las condiciones y el funcionamiento de los mercados, de las subastas y de los acuerdos de compraventa de energía. Estos contratos también son los elementos que permiten tanto garantizar el pago por parte del comprador como evitar el fraude por parte del vendedor.

En primer lugar, se procedió a definir el funcionamiento del mercado de transacciones, que consiste en el intercambio energético y de transacciones económicas de las LECs. De allí se derivaron las estructuras lógicas que permiten la compraventa de energía dentro de la plataforma y, por tanto, están directamente relacionados con los *smart contracts*. El funcionamiento del caso desarrollado se define a continuación:

- El mercado está dirigido a generar **ofertas de venta**.

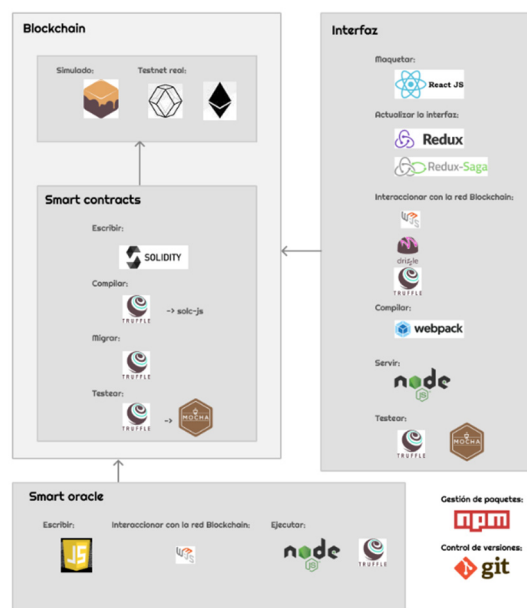


Figura 2. Resumen de las tecnologías utilizadas en el desarrollo de la plataforma.

- El emparejamiento se realiza mediante la interacción de las partes involucradas para llegar a un acuerdo.
- El emparejamiento entre ofertas y demandas se basa en **subastas**.
- Con el objetivo de evitar la creación de subastas fraudulentas, se determina que, a la hora de hacer una subasta, el comprador entregue un **depósito como pago adelantado**. En caso de no ser el ganador de la subasta, recupera el depósito. El vendedor también realiza un depósito por la energía puesta en venta que recuperará total o parcialmente tras realizar el *billing* de la transacción.
- El mercado está **restringido**. Se delimita un precio mínimo y máximo de unidades de energía ofertada y subastada, respectivamente y la duración de la subasta, entre otros parámetros.

Con el fin de determinar la lógica de los mercados, se desarrollan los siguientes *smart contracts*:

- **EnergyTrade**. El contrato almacena las direcciones de los mercados para la compraventa de energía y, a su vez, habilita la forma de crear y cerrar mercados en el *blockchain*.
- **Market**. Son los mercados de la plataforma. Cada contrato almacena los parámetros de un mercado concreto, y proporciona funciones de consulta y actualización de dichos parámetros. Permite crear subastas y guarda direcciones de las subastas creadas.
- **Auction**. Son las subastas de la plataforma. Almacena dinero depositado por el vendedor al crear la subasta, los parámetros de la subasta en sí y los parámetros que definen el contrato que se subasta. Permite al comprador pujar, depositando el dinero suficiente para pagar al vendedor. También permite al comprador retirar el pago si su oferta no es la ganadora y al vendedor en caso de que no exista comprador para su subasta.
- **SmartMeters**. Relaciona el número de serie de los smart meters con los usuarios.
- **BuyResources**. Envía la cantidad de criptomonedas al solicitante, simulando la compra de criptomonedas. En un entorno real, debe haber un cambio con el dinero tradicional.

Debido a la utilización de las criptomonedas, los *smart contracts* deben ser seguros, es decir, no puede haber errores en el código ni en el compilador, para evitar cualquier tipo de fraude. Por ello, se han considerado los siguientes aspectos:

- **División lógica de los mercados en varios smart contracts**. Así se evita que un único *smart contract* albergue todas las subastas y, por consiguiente, grandes cantidades de criptomonedas.
- Se utilizan librerías que implementan estándares cuando es posible.
- A la hora de desarrollar los *smart contracts* se tienen en cuenta las buenas prácticas. Un ejemplo de ello es no enviar criptomonedas a los usuarios. El usuario debe realizar la petición de las devoluciones al *smart contract*.

Un elemento clave para el correcto funcionamiento del sistema desarrollado es la certificación de los intercambios energéticos. Esta certificación la deben realizar equipos de medida fiables, seguros y que pueden integrarse dentro de la plataforma blockchain como un nodo (nodo ligero, "light node"). En esta línea, CIRCE ha diseñado y desarrollado la EnergyBox, capaz de certificar los intercambios energéticos, con capacidad de procesamiento suficiente para operar como un *light node* dentro de la cadena *blockchain*.

## Contribución de CIRCE

La EnergyBox (EB) de CIRCE es el dispositivo de gestión local del sistema (ver *Figura*), que se comunica con la plataforma de gestión de servicios energéticos, que se implementará basado en Atos FUSE dentro del proyecto RENAISSANCE. La EB es una nueva generación de controlador inteligente, que reduce el número de equipos necesarios para realizar un control eficiente de dispositivos a través de la integración de varias tecnologías de comunicación. Este sistema se basa en una arquitectura multinúcleo con una estructura de intercambios no bloqueantes para proporcionar capacidades de sistema a nivel del estado del arte de la industria, presentando no solo prestaciones de nivel doméstico sino también otros requerimientos de control más complejos necesarios para ambientes más demandantes y cercanos a la gestión en tiempo real.

Las características más relevantes de la EB son:

- Diseño sin ventilador que asegura funcionamiento silencioso para ambientes de oficina o vivienda.
- Bajo consumo energético.
- Sistema operativo basado en Debian.
- Factor de forma reducido y ligera.



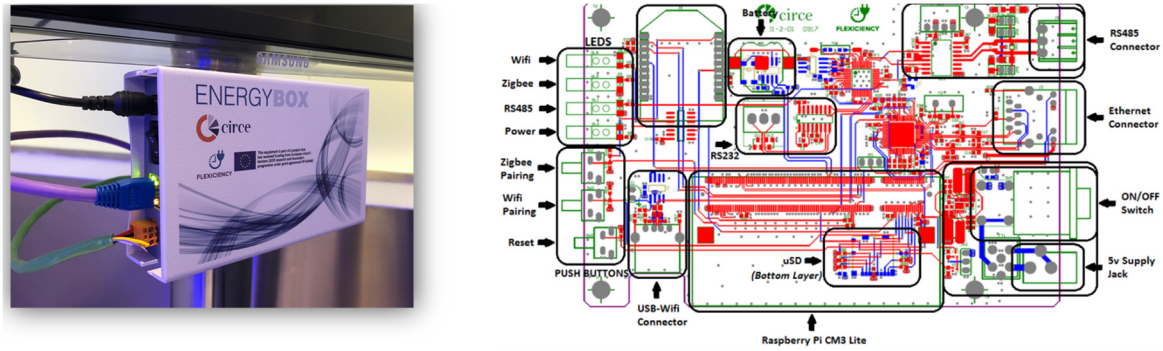


Figura 3. EnergyBox de CIRCE.

Es posible ejecutar remotamente servicios y monitorización de alto nivel mientras que la operación local puede ser procesada por la propia EB, mejorando la calidad, seguridad y eficiencia del servicio. Dispone de un hardware fabricado *ad hoc* y un software que se divide en dos bloques: comunicación y gestión. El bloque de comunicaciones se encarga de integrar los diferentes protocolos de los dispositivos de campo del piloto: ZigBee y WiFi para los sensores inalámbricos, y Modbus para los analizadores de redes. También implementa la comunicación con el centro de control mediante MQTT, un protocolo usado para las comunicaciones M2M en escenarios IoT. Por su parte, el bloque de gestión se encarga de reunir toda la información del sistema para su subida al centro de control, además de realizar la gestión en tiempo real del sistema. Para ello se han desarrollado algoritmos locales en su software para generar las distintas consignas en tiempo real a partir de las planificaciones y objetivos de funcionamiento recibidos de la nube.

## RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el proceso de validación de los *smart contracts*. Estos resultados se han centrado en el análisis funcional de los *smart contracts* y en el consumo de recursos del sistema durante la ejecución de diferentes clientes *blockchain* realizado en la plataforma de Ikerlan.

### Estudio de consumo de recursos del sistema

Para que la plataforma funcione correctamente los datos medidos por los *smart-meters* de los agentes involucrados (consumidor y generador) en el contrato deben ser insertados en *blockchain*. Habitualmente, estos dispositivos no cuentan con los recursos suficientes para ejecutar un nodo completo *blockchain*, que se considera necesario para enviar transacciones a la red. Por ello, se utiliza un dispositivo a modo de gateway: lee los datos procedentes de los *smart-meters* e introduce estos datos en *blockchain* cuando el contrato lo requiera. Este dispositivo debe ser una fuente fiable de información, de ahí que en el marco *blockchain* sean denominados *smart oracles*. Será necesario contar con uno de estos dispositivos en cada punto de entrada de datos para que la plataforma pueda funcionar en un entorno real. Con el fin de reducir costes en el despliegue: 1) *Smart oracles* capaces de manejar varios *smart meters* 2) *Smart oracles* que consuman pocos recursos del dispositivo y por consiguiente, dispositivos de bajo rendimiento que resultan más económicos. En este estudio hemos medido los recursos que necesita un *smart oracle*, utilizando para ello una Raspberry Pi Model 3 B. Debido a la gran cantidad de recursos que se necesitan para la validación de bloques en *blockchain*, el *smart oracle* debe ejecutar un *light node*, lo cual también implica que el *smart oracle* no forma parte de la validación de bloques de *blockchain*. Dentro de Ethereum, Geth y Parity son los clientes que posibilitan esta opción. Dentro de Ethereum, las redes de prueba más utilizadas son Kovan y Rinkeby, que corresponden, respectivamente, a Parity y Geth. Estas redes de prueba son diferentes a la hora de implementar el algoritmo de consenso de *blockchain* y, en consecuencia, se han contrastado los resultados del consumo del *smart oracle* con ambos clientes. Los casos de estudio han sido, primero, el consumo CPU y RAM de los dos clientes *blockchain*. Segundo, el consumo CPU y RAM de *smart oracle* y, finalmente, el tráfico de datos del *smart oracle* (cliente *blockchain* + script de *smart oracle*). En el proyecto RENAISSANCE, la EnergyBox desarrollado por CIRCE podrá actuar como *smart oracle*.

En primer lugar, se analiza el **consumo de CPU y RAM de los dos clientes *blockchain***. En cuanto al consumo de CPU, las Figura 4 y 5 muestran un mayor consumo por parte de Parity. Asimismo, mientras que Geth muestra una tendencia más o menos periódica, Parity tiene una tendencia con más altibajos. Las gráficas muestran lo que se ha podido

comprobar en la realización de las pruebas: tanto la sincronización como la recepción de bloques es más fluida en Geth, y Parity tiende a fallar más. En lo que a consumo de RAM se refiere, se observa al comparar las figuras 6 y 7 que Geth consume más que Parity. Esto sucede, sobre todo, al inicio, ya que es el momento de sincronización. Una vez sincronizado, el consumo baja casi hasta al nivel de Parity, 4-5%.

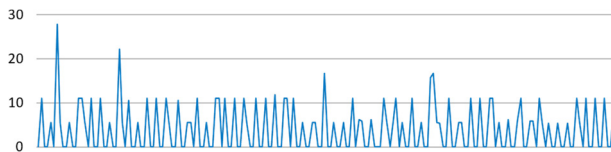


Figura 4. Porcentaje de CPU consumida por Geth.

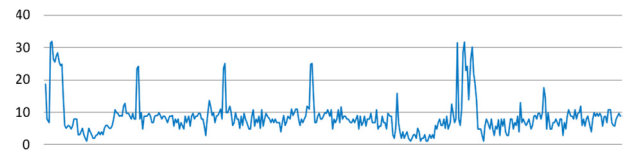


Figura 5. Porcentaje de CPU consumida por Parity.

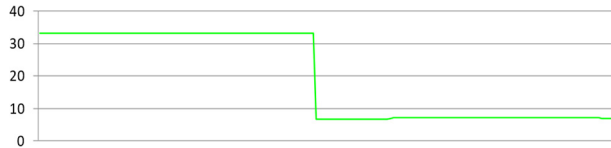


Figura 6. Porcentaje de RAM consumida por Geth.



Figura 7. Porcentaje de RAM consumida por Parity.

En segundo lugar, se analiza el **consumo del smart oracle**. En cuanto al consumo de CPU, se observa en la Figura 8 que en el inicio del script el consumo es más elevado, con picos que se superan el 100%, lo que significa que utiliza más de un núcleo de la Raspberry. Esto ocurre porque en esta etapa se detectan todas las subastas activas. Después, el consumo tiene una tendencia más periódica, donde los picos de consumo ocurren cuando se reciben nuevos bloques y cuando se ejecutan acciones para la monitorización y subasta de pujas. Antes de finalizar el consumo (caída a 0%), se observa un pico más alto, que refleja el envío de la transacción. En lo que a consumo de RAM se refiere, se trata de una curva casi estabilizada al 18 %.

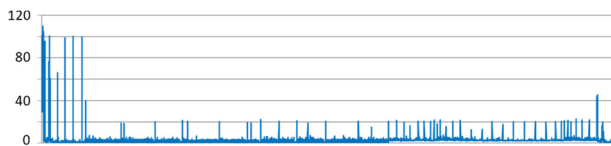


Figura 8. Porcentaje de CPU consumida por el smart oracle.

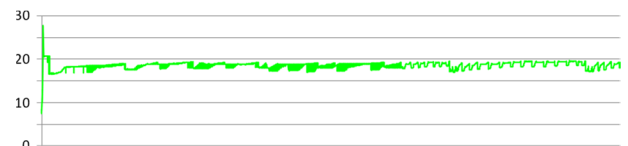


Figura 9. Porcentaje de RAM consumida por el smart oracle.

Finalmente, se analiza el **consumo de datos**. Se aprecia que Geth tiene menos tráfico que Parity. Tal y como se puede apreciar en la comparación de ambas líneas de tendencia, Geth pasa por una etapa inicial de sincronización donde se descarga toda la cadena. Por el contrario, Parity no sincroniza toda la cadena.

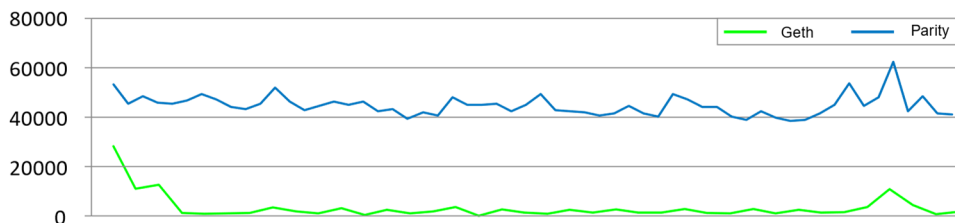


Figura 10. Tráfico de datos en Bps del smart oracle con Geth y Parity.

## CONCLUSIONES

En esta comunicación se ha presentado una plataforma dirigida a las LECs, donde las transacciones energéticas y monetarias se realizan de forma descentralizada, eliminando intermediarios y empoderando a los usuarios. Además, se ha podido comprobar que la tecnología *blockchain*, estudiada principalmente como herramienta para las tecnologías de la información, puede trabajar juntamente con elementos del Internet of Things (IoT), es decir, los

*smart contracts*. De esta forma, se ha verificado que *blockchain* puede interactuar con elementos y magnitudes reales, no solo virtuales.

En el ámbito de la computación, se constata que, por un lado, Geth es más eficiente en cuanto a consumo de recursos frente a Parity. No obstante, debido a la inmadurez de las tecnologías, se concluye que son necesarios estudios más exhaustivos para obtener resultados más relevantes. Por otro lado, se verifica que el *smart oracle* no requiere hardware de gran potencia. Sin embargo, a la hora de tener que gestionar un gran volumen de subastas y pujas en la red, se observa que podría afectar considerablemente su rendimiento.

También se ha presentado un equipo avanzado de medida, Energy box, que además de todas sus capacidades de interoperabilidad es capaz de operar como *smart oracle* como nodo ligero (*light node*) dentro de una red *blockchain*.

## AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo ha sido realizado bajo el marco del proyecto RENAISSANCE (Nº 824342), financiado por la Comisión Europea en el programa H2020.

## REFERENCIAS

- [1] C. Romero-Rubio and J. R. de Andrés Díaz, "Sustainable energy communities: A study contrasting Spain and Germany," *Energy Policy*, vol. 85, pp. 397–409, 2015.
- [2] C. Rae and F. Bradley, "Energy autonomy in sustainable communities—A review of key issues," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 9, pp. 6497–6506, Dec. 2012.
- [3] TEAMNET, "TEAMNET | EEM - Energy Expense Management." [Online]. Available: <http://www.teamnet.es/eem-energy-expense-management.html>. [Accessed: 17-Sep-2019].
- [4] Wattics, "Turnkey Energy Management & Monitoring Solutions." [Online]. Available: <https://www.wattics.com/turnkey-solutions/>. [Accessed: 17-Sep-2019].
- [5] Energinet, "Data om energisystemet i form af rådata, statistikker og rapporter | Energinet." [Online]. Available: <https://energinet.dk/EI/Data-om-energisystemet>. [Accessed: 17-Sep-2019].
- [6] C. Zhang, J. Wu, C. Long, and M. Cheng, "Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects," *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 2563–2568, 2017.
- [7] K. Biswas and V. Muthukumarasamy, "Securing smart cities using blockchain technology," Proc. - 18th IEEE Int. Conf. High Perform. Comput. Commun. 14th IEEE Int. Conf. Smart City 2nd IEEE Int. Conf. Data Sci. Syst. HPCC/SmartCity/DSS 2016, no. December, pp. 1392–1393, 2017.

# INTEGRACIÓN DE METODOLOGÍA BIM EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN

**David Barrio Cervera**, Normalización, Viesgo Distribución Eléctrica

**Salvador Prellezo Gutiérrez**, Responsable de Diseño y Licenciamiento, Viesgo Distribución Eléctrica

**Dr. Ramsés Garrote García**, Responsable de Planificación de Inversiones y Proyectos, Viesgo Distribución Eléctrica

**Resumen:** La metodología BIM, como herramienta de transformación en la gestión de activos de distribución eléctrica, proporciona la capacidad para soportar la transición del modelo de desarrollo actual hacia un entorno de máxima exigencia como el que presenta la Industria 4.0. En el presente documento, nos aproximaremos a las iniciativas, pilotos, estudios y análisis preliminares, que Viesgo Distribución Eléctrica S.L. (Viesgo en adelante) está realizando para la integración de esta metodología en sus procesos operativos, mediante el desarrollo individualizado de pilotos parciales en diferentes etapas del desarrollo del activo, tal que permite establecer una estrategia de implantación soft-landing, basada en la progresiva aproximación entre la situación actual y un modelo de digitalización máxima en la gestión total del ciclo de vida del activo.

**Palabras clave:** BIM (Building Information Modeling), Gestión de Activos, Ciclo de Vida, Industria 4.0, Modelo Digital, BEP (BIM Execution Plan)

## INTRODUCCIÓN

En el entorno actual, en donde las exigencias sobre la actividad de Distribución Eléctrica son cada vez mayores, la implementación de herramientas que permitan integrar cualidades como la eficiencia, colaboración, adaptación al cambio, resultan imprescindibles frente al paradigma “clásico” en la Gestión de los Activos de Distribución.

Viesgo, mediante la observación que proporcionan metodologías de Benchmarking, ha identificado a la metodología BIM (Building Information Modeling), como el vehículo idóneo para vertebrar una nueva estrategia de gestión del activo a lo largo de todo su ciclo de vida.

Adicionalmente, atendiendo a las iniciativas promovidas desde la Unión Europea mediante la Directiva 2014/24/UE, así como al impulso dado por el Ministerio de Fomento, estableciendo desde el 17 de diciembre de 2018 su obligación de uso en proyectos de edificación con financiación pública de más de dos millones de euros y desde el 26 de julio de 2019 en proyectos de infraestructuras con financiación pública, identifica esta metodología como una plataforma con el impulso y apoyo suficiente como para convertirse en un paradigma en el desarrollo de infraestructuras.

Con todo lo anterior, se plantea el desafío de atraer las fortalezas de una herramienta diseñada para unos sectores específicos, aunque con analogías claramente extrapolables al desarrollo y gestión de activos de distribución, e interpretarlas en sus propios términos; así como, amortiguar las debilidades que presenta la carencia de un marco específico para el desarrollo de infraestructuras específicas de la Distribución Eléctrica.

El ciclo de vida de los activos de Distribución Eléctrica supone una cadena de valor lo suficientemente extensa como para necesitar metodología Agile de análisis complementario, tal que el impacto esperado en sus diferentes estadios permite identificar los requerimientos totales del proceso. Ante esto, Viesgo ha estructurado diferentes iniciativas y pilotos que atienden a las etapas clave de desarrollo del activo, así como a otras fases de gestión de su vida, identificando los activos con mayor exigencia para la implantación de esta metodología. De esta manera, Viesgo dispondrá de la información necesaria para estructurar una estrategia de implantación en la organización conforme a las actividades propias en el desarrollo y gestión de activos de activos de Distribución Eléctrica, proporcionando soporte a actividades más allá de las actualmente conocidas.

## METODOLOGÍA BIM

Entre las diferentes definiciones que describen la metodología BIM, destacamos la recogida por la comisión estatal ES.BIM, que la describe como “una metodología de trabajo colaborativa para la gestión de proyectos de edificación u obra civil a través de una maqueta digital. Esta maqueta digital conforma una gran base de datos que permite gestionar los elementos que forman parte de la infraestructura durante todo el ciclo de vida de la misma.

La metodología BIM está suponiendo una verdadera revolución tecnológica para la cadena de producción y gestión de la edificación y las infraestructuras. Esta herramienta permite construir de una manera más eficiente, reduciendo

costes al tiempo que permite a proyectistas, constructores y demás agentes implicados trabajar de forma colaborativa". De esta manera, se identifica como elemento central el desarrollo de una maqueta, modelo o gemelo digital del activo sobre el que se garantizará el seguimiento de activo real objeto de gestión a lo largo de toda su vida.

Así mismo, mediante el modelo BIM, esta metodología nos va a permitir el desarrollo del activo bajo diferentes vectores de análisis para la digitalización de su ciclo de vida; estas "dimensiones", como se conocen comúnmente, han sido tipificadas en siete (se describen en la Figura 1), y contemplan desde la incorporación de toda la información, metadatos, documentos, sobre el modelo digital que contendrá la caracterización total de las propiedades de todos sus componentes (3D), el establecimiento de su desarrollo temporal en la vida del activo, atendiendo a la planificación de las etapa de su desarrollo, explotación, ... planificando el activo en el sentido extenso (4D), el análisis detallado de las mediciones y costes del activo según sus etapas (5D), estudio de la eficiencia energética, impacto ambiental esperado, ... determinando la sostenibilidad del activo (6D), así como analizando las afecciones a las actividades de explotación y mantenimiento del activo a lo largo de su vida útil (7D).

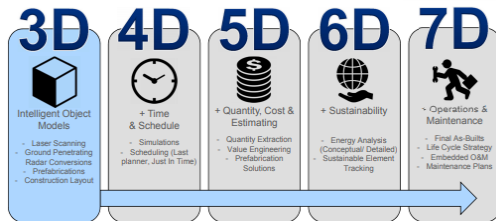


Figura 1. Esquema de Dimensiones BIM.

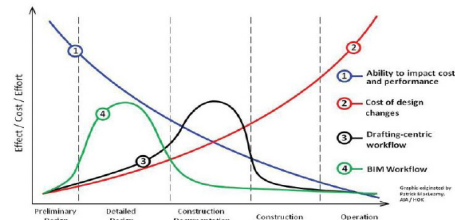


Figura 2. Curva de Esfuerzo de MacLeamy.

Esta metodología representa un cambio en el planteamiento de gestión que se manifiesta en dos prismas claramente identificados:

- **Impacto tecnológico:** el desarrollo de iniciativas en esta metodología tiene una clara dependencia de un conjunto de aplicaciones software y sistemas de almacenamiento y gestión de la información, que permitirá establecer los medios de desarrollo del ecosistema digital que soportará los requerimientos y compromisos de la metodología. Este entorno debe garantizar el cumplimiento de los estándares de intercambio de la información, tal que permita la integración de diferentes proveedores tecnológicos comprometidos con las reglas de intercambio fijadas.
- **Impacto en proceso operativo y sistema:** la adopción de esta metodología supondrá la implantación de pautas para el trabajo colaborativo entre los diferentes agentes que intervendrán a lo largo de la vida del activo, tal que será imprescindible disponer de medios capaces de proporcionar la información necesaria, de manera segura y fiable a cada de las partes interesadas durante el ciclo de vida del activo.

Atendiendo a todo lo anterior, Viesgo ha estimado un desplazamiento de los esfuerzos necesarios para la gestión del activo hacia el comienzo de su ciclo de vida, aportando de esta manera, eficiencias significativas en las etapas más longevas de su gestión (estudios específicos de otros sectores también lo apuntan, Figura 2), que justificarían el análisis de su implantación y adaptación a los procesos operativos vinculados a la gestión de activos de Distribución Eléctrica.

## IMPACTO EN CICLO DE VIDA

El análisis de las afecciones de la metodología BIM al ciclo de vida de los activos de Viesgo, se estructurará mediante el estudio de cada de las etapas previstas (Figura 3), en donde se estima las siguientes afecciones:

- **Diseñar / Proyectar:** como se ha mostrado anteriormente, esta etapa integra el esfuerzo principal de la organización para garantizar la digitalización total del ciclo de vida, permitiendo el desarrollo colaborativo en el diseño por parte de los diferentes equipos especializados (implantación - movimiento de tierras, obra civil - electromecánica, control - protección, etc.), sobre un modelo federado en subsistemas que compondrán en su conjunto el modelo digital del activo, permitiendo eficiencias en diseño como detección de colisiones, identificación de optimizaciones, etc.
- **Gestionar Tramitaciones:** conforme a las tendencias que presentan las administraciones públicas, en donde se prevé a medio plazo un intercambio de información basado en modelos digitales BIM, resultará imprescindible

presentar la implantación real del activo en la ubicación solicitada como elemento claro que facilitará la aprobación por parte de la administración para su ejecución (de gran valor en entornos urbanizados).

- Gestionar Suministros - Licitación Servicios: atendiendo a la legislación establecida por la UE y el Ministerio de Fomento, la tendencia de los procesos de licitación de activos de infraestructuras se encaminan claramente al intercambio de modelos digitales BIM de los activos con su soporte para la caracterización de todos los aspectos necesarios para la valoración del mismo; así mismo, en procesos de adquisición de equipos estratégicos resultará condición imprescindible que los diferentes fabricantes faciliten los modelos BIM compatibles de sus productos.
- Ejecutar Construcción / Seguimiento de Obra: de acuerdo a lo comentado anteriormente, unos de los valores que esta metodología nos proporciona en el diseño temporal de la construcción del activo, por lo que el seguimiento y certificación a lo largo del proceso de construcción establece un patrón de comparación que permite evaluar en tiempo real su avance; así mismo, la integración en herramientas de movilidad permitirá la identificación de desviaciones respecto del modelo, con el inmediato análisis de afecciones y validación o alerta, con lo que dispondremos de un modelo actualizado de seguimiento a lo largo de la ejecución, no siendo necesaria la confección de la clásica ingeniería "As Built" al final de la construcción.
- Poner en Servicio: la integración de toda la información asociada al activo sobre un único modelo digital disponible para la organización posibilitará su integración en los sistemas de gestión, inventarios y reporte al regulador, transmitiendo una trazabilidad automática entre el activo desarrollado y las partes interesadas (operador del sistema, regulador, etc.).
- Explotar / Ejecutar Mantenimiento: así mismo, tal y como se comentó, el soporte a la explotación que nos proporciona el modelo digital BIM, facilitará la puesta en servicio de iniciativas de formación y entrenamiento de los operadores locales sobre el activo en un entorno de realidad virtual sin riesgo para personas e instalaciones, así como integrar la información disponible en el modelo mediante técnicas de superposición con la visión real del activo (realizada aumentada), lo repercutirá en operativas más eficientes y seguras. De igual manera, en lo referente al mantenimiento, el modelo digital BIM facilitará la integración del activo en los sistemas de mantenimiento predictivo, así como disponer de una máxima facilidad para la actualización del modelo digital que se precise en cada actuación sobre el activo.



Figura 3. Estimación Inicial de Impacto BIM en Gestión de Activos Viego.

Con todo lo anterior, la aplicación específica de BIM a la gestión de activos de Distribución Eléctrica aportará una clara potencialidad que repercutirá a lo largo de su ciclo de vida.

## EXPERIENCIAS PILOTO

Viego está realizando su análisis particular de aplicación de metodología BIM mediante el desarrollo de diferentes pilotos individualizados en varias etapas del ciclo de vida del activo, entre los que podemos encontrar:

- En fase de Diseño del activo se intensifican las iniciativas sobre las diferentes especialidades implicadas, por lo que podemos identificar:
- Obra Civil - Edificación: piloto de desarrollo BIM sobre el proyecto de edificio operativo para nuevo Centro de Control de la red de distribución del PCTCan en Santander (Figura 4).
- Movimiento de Tierras: iniciativa en desarrollo sobre nueva subestación eléctrica 55kV Puerto de Santander con identificación y estimación del movimiento de tierras necesario.

- Diseño Electromecánico: iniciativa en desarrollo sobre nueva subestación eléctrica 55kV Puerto de Santander (Figura 5), en la que se incorpora con detalle constructivo los elementos electromecánicos que se incluyen en la ingeniería de detalle convencional.
- Diseño de Control y Protección: iniciativa en implantación de tecnología híbrida conforme a librería técnica propia y proyecto tipo de subestación híbrida PT-SEHI.01, con el desarrollo paramétrico compatible con BIM.
- Simulación y Análisis del modelo: iniciativa en desarrollo sobre nueva subestación eléctrica 55kV Puerto de Santander para simulaciones mecánicas y frente al rayo; y estudio de comportamiento en centro de transformación según proyecto tipo de centro de transformación prefabricado PT-CTEP.01.

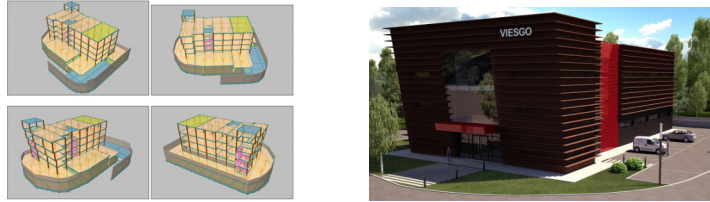


Figura 4. Piloto BIM edificio operativo PCTCan, detalles de forjados y renderizado de acabados.

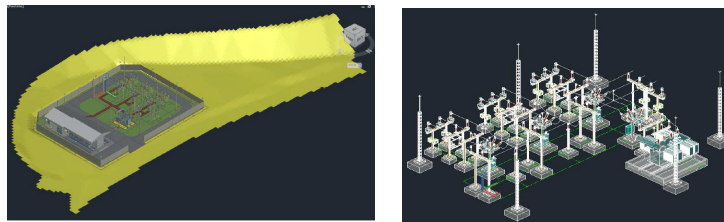


Figura 5. Piloto BIM S.E. Puerto de Santander 55KV, estimación movimiento de tierras y montaje electromecánico AT.

- En fase de Gestión de Tramitaciones, se desarrollan iniciativas complementarias con orientación al soporte específico ante las partes interesadas, como las administraciones y afecciones de la instalación:
- Integración en SIG: iniciativa de incorporación de modelo digital BIM sobre Sistemas de Información Geográfica compatibles, facilitando la localización del activo y facilitando el análisis de afecciones de las partes interesadas (Figura 6), sobre nueva subestación eléctrica 55kV Puerto de Santander.

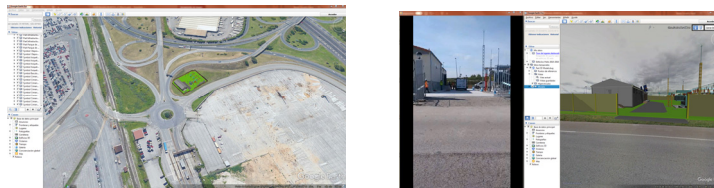


Figura 6. Piloto BIM S.E. Puerto de Santander 55KV, detalle de integración SIG y comparativa SIG – ejecución real.

- Intercambio de modelo de información: desarrollo de versión de modelo digital para el intercambio de información sobre soporte no específico BIM, tal que permita compartir el modelo digital por usuarios convencionales mediante software de difusión masiva (archivos .pdf); realizado sobre nueva subestación eléctrica 55kV Puerto de Santander (Figura 7).

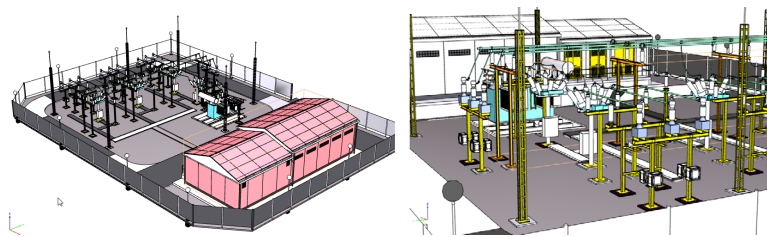


Figura 7. Piloto BIM S.E. Puerto de Santander 55KV, vista general pdf 3D y detalle pdf 3D.

- En fase de Explotación y Mantenimiento, sobre el soporte de los desarrollos anteriores, actualmente están programadas iniciativas con una orientación de valor añadido a las siguientes actividades sobre el activo:
- Formación sobre la instalación: mediante la integración del modelo digital BIM sobre aplicaciones de realizada virtual, dispondremos de la posibilidad de establecer programas de formación sobre la operación y mantenimiento del activo con una garantía total de adecuación a la realidad (Figura 8).
- Apoyo en tiempo real sobre la instalación: actualmente está programado el análisis para la integración del modelo digital BIM en entorno de realidad aumentada, como elemento de apoyo constante tanto a la operación en tiempo real, como a las actividades de mantenimiento en campo sobre soportes hardware en movilidad (Figura 9).
- Captura de instalaciones en servicio: así mismo, como soporte para las actividades de mantenimiento y renovación de las instalaciones, está programado el estudio de escaneo 3D de instalaciones, como punto de inicio a un gemelo digital compatible con metodología BIM.

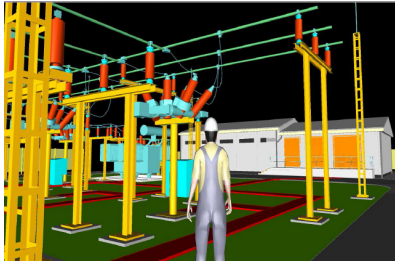


Figura 8. S.E. Puerto de Santander 55KV, Entorno RV.

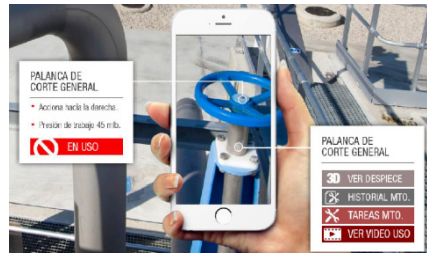


Figura 9. Ejemplo aplicación RA en campo.

## ESTRATEGIA DE IMPLANTACIÓN

Bajo la visión recogida por los diferentes iniciativas y pilotos antes indicados, Viesgo está actualmente en proceso de estudio y análisis para la implantación de la metodología BIM, mediante el desarrollo de una estrategia alineada con las siguientes premisas:

- La estrategia que Viesgo plantea ante la metodología BIM, tiene como condición necesaria, su avance progresivo en las actividades de desarrollo y gestión de los activos, sin que ponga en riesgo sus compromisos de desarrollo de la red de distribución eléctrica; ante esto una estrategia de soft-landing en la que se establezca un itinerario compatible con sus procesos operativos resultará imprescindible.
- En el proceso de implantación de la metodología BIM en la organización, resultará necesaria la confección de un equipo multidisciplinar de técnicos permita concretar y seguir la evolución de su implantación (Figura 10)
- Será necesario elaborar un documento técnico de soporte, "BEP" (BIM Execution Plan), que establezca el marco técnico necesario para la definición del modelo digital BIM por todas las partes que intervienen en su ejecución; este "Plan de Ejecución BIM", resultará imprescindible y constituirá una adaptación de la práctica habitual de otros sectores, como la construcción de obra civil, en donde este tratamiento se individualiza por proyecto singular, mientras que el objetivo de Viesgo se orientará hacia un proceso que soportará múltiples proyectos de alcance inferior.

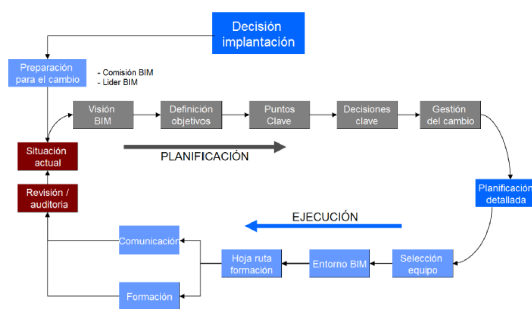


Figura 10. Ejemplo de fases de implantación BIM.

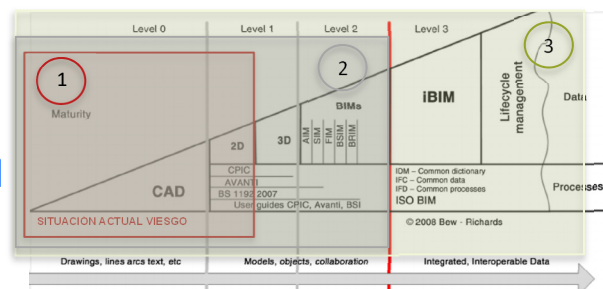


Figura 11. Niveles de Madurez BIM. Modelo de madurez Bew-Richards.



Del mismo modo, atendiendo al esfuerzo exigido por la metodología BIM en las fases iniciales de diseño del activo, Viesgo está desarrollando un soporte a la ingeniería de detalle de cada uno de sus activos, conforme las siguientes fases:

- Captura del conocimiento de detalle propio de cada tipología de activo, identificando unidades constructivas singulares, tal que permita configurar una Librería Técnica suficiente para la caracterización modular en detalle del diseño de cada activo de la red de distribución.
- Desarrollo de las unidades identificadas en la Librería Técnica de Ingeniería de Detalle, en modelos digitales BIM parciales, conforme a los requerimientos establecidos en el BEP.
- Integración de los modelos digitales BIM parciales según las tipologías de activo, con el objetivo de obtener un modelo digital específico del activo cuyo ciclo de vida comienza, respetando los requerimientos y especificaciones fijados por el BEP.

Atendiendo a esta línea de desarrollo, así como al modelo de madurez de la metodología BIM desarrollado para sectores análogos (Figura 11), resultará evidente identificar la senda que nos va a proporcionar las fases anteriores, pasando del estadio 1, mediante las prácticas más convencionales, hacia un estadio 2 con integración de herramientas de alto nivel, llegando a un estadio 3 en donde se integra en el sistema de gestión de activo para aportar las eficiencias esperadas en su ciclo de vida.

## CONCLUSIONES

Los resultados preliminares identificados en las experiencias piloto en curso apuntalan la validez de las potencialidades que aporta la implantación de la metodología BIM frente al modelo actual, proporcionando una plataforma para incorporar la digitalización en las distintas fases del ciclo de vida del activo y en actividades para las que hasta ahora no se habían contemplado. Al mismo tiempo resulta patente la carencia de un marco técnico específico del sector, frente al avance en arquitectura, construcción u obra civil, lo que implicará un alto esfuerzo para alcanzar los estándares operativos que se requieren, y que vendrán acompañados por el desarrollo fijado desde las organizaciones de Normalización (ISO, CENELEC, IEC, AENOR, etc.).

## REFERENCIAS

- Consejo Económico y Social (2016). El papel del sector de la construcción en el crecimiento económico: competitividad, cohesión y calidad de vida.
- Coloma Picó, E. (2008). Introducción a la tecnología BIM.
- Del Solar Serrano, P., Andrés Ortega, S., Vivas Urías, M. D., de la Peña González, A., y Liébana Carrasco, O. (2016). Uso de BIM en proyectos de construcción en España. *Spanish Journal of Building Information Modeling*, núm 16(1).
- Drucker, P. F. (1985). The discipline of innovation. *Harvard business review*.
- esBIM (2017) Informe del observatorio es.BIM de Licitaciones.
- Infraestructuras.cat (2017). Guía BIM para la gestión de proyectos y obras
- National Building Information Model Standard Project Committee (NBIMS-US). (2015)
- Sánchez Botero, T., D' Paola Puche, E. y Botero, L.F. (2015). Building Information Modeling como nueva tecnología en la enseñanza de la ingeniería civil, la arquitectura y la construcción. (2015)
- <http://bim-level2.org/globalassets/pdfs/bim-maturity-model.pdf> (2017)
- <https://www.nationalbimstandard.org/> (2017)

# INTERNET SOCIAL DE LAS COSAS PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

**Francisco Ramos**, Innovation Manager, Schneider Electric  
**Amelia Álvarez**, R&D Project Manager, Schneider Electric  
**David Pampliega**, R&D Project Manager, Schneider Electric

**Resumen:** En un contexto donde en 2025 se espera que el 75% de los empleados sean Millennials, surge un nuevo enfoque para la comunicación con las Subestaciones a través de los dispositivos (RTU, Gateway o IED) aplicando el paradigma de Social Internet of Things. Dispositivos de subestación capaces de comunicarse entre ellos mismos y con los humanos en una Red Social (Twitter, Slack, Telegram) en lenguaje natural utilizando Inteligencia Artificial permitiendo el acceso a la información instantáneamente y de forma segmentada por parte del personal adecuado directamente en sus Smartphones es, sin lugar a duda, un complemento a los actuales sistemas y es un nuevo paso en la transformación digital de la subestación.

**Palabras clave:** SIoT, Subestación, Redes Sociales, IoT, Inteligencia Artificial, Digitalización

## INTRODUCCIÓN

Internet de las Cosas (IoT) es ya una realidad y representa un nuevo potencial para el sector industrial. Desde la optimización de procesos hasta el desarrollo de nuevos modelos de negocios, la industria se encuentra con la necesidad de explotar las innovaciones tecnológicas que ofrece IoT para mejorar la competitividad de sus soluciones y aumentar sus ingresos.

En la actualidad, existen ya múltiples plataformas de IoT y protocolos y, por tanto, los esfuerzos se centran en el desarrollo de aplicaciones inteligentes. Dichas aplicaciones en su mayor parte están destinadas a usuarios, y todavía son pocas las implementaciones reales que se pueden encontrar en el sector industrial [1]. Las principales razones por las que la industria es reacia a incorporar nuevas tecnologías son: los estrictos requisitos de fiabilidad y tiempo real, la interoperabilidad limitada entre estándares, el desconocimiento del estado actual de la tecnología, y el alto costo y la larga vida útil de productos industriales [2], [3].

Estos requisitos específicos han dado lugar a la llamada IoT Industrial (IIoT) o visión industrial de Internet de las Cosas que cuenta con el apoyo del Industrial Internet Consortium (IIC) fundado en 2014 por AT & T, Cisco, GE, IBM e Intel, y que incluye a miembros relevantes del sector como Schneider Electric, con la misión de coordinar las iniciativas de ecosistemas para conectar e integrar objetos con personas, procesos y datos, utilizando arquitecturas comunes, interoperabilidad y estándares.

El impacto futuro del IoT en la industria se analizó en el “World Economic Forum, Geneve, en 2015” [2] y reveló que se espera, a corto plazo, lograr la eficiencia operativa y la creación de nuevos productos, y a largo plazo, ecosistemas conectados, mercados y plataformas, y automatización y optimización de recursos. Esta visión es compatible con los sistemas industriales basados en agentes [4] en el paradigma de Agentes de las Cosas (AoT, Agents of the Things) [5].

Así pues, existe un conocimiento limitado de la tecnología IoT desde la industria y, por lo tanto, existe la necesidad de encuadrar desarrollos recientes. En [5] se propone un modelo útil y funcional del IoT que define dos ámbitos diferentes: IoT Industrial y IoT Humano. Las principales diferencias entre ambos se enumeran en [3] y [6], que además ponen de manifiesto una limitación importante cuando hacen referencia a la interacción humana.

IoT industrial se refiere al control autónomo, donde el flujo de datos es asimétrico y principalmente hacia arriba, y donde las reglas se pueden cambiar, aunque los cambios impulsados por el ser humano se consideran como algo fuera de lo normal.

Dicha limitación se resuelve parcialmente en el IoT Humano, donde las acciones explícitas o arbitrarias de las personas pueden cambiar las reglas o desencadenar secuencias de control. La interacción con el ser humano también podría resolverse en el ecosistema de Internet Social de las Cosas (SIoT). Así pues, SIoT surgió como un nuevo enfoque conceptual donde el paradigma de Red Social se aplica al mundo de IoT facilitando el proceso de comunicación, y trabajando hacia un nuevo modelo de mejora de la conexión entre dispositivos y entre usuarios por un lado y entre los propios dispositivos por otro lado, más allá de la clásica comunicación M2M o M2H.

## IOT, EL PARADIGMA DE LAS REDES SOCIALES Y SIOT

Las Redes Sociales han demostrado disponer de unas inmejorables características a nivel estructural y relacional centradas en lo que respecta al usuario, lo que les ha permitido disfrutar de un impresionante impacto social y, en definitiva, ha creado una nueva forma de comunicación y entendimiento.

El principio de que gran número de personas vinculadas en una red social puede proporcionar respuestas más precisas a problemas complejos que un solo individuo, ha sido explotado en diferentes ámbitos relacionados con Internet, y ha sido utilizado para la implementación de sistemas de Internet de las Cosas, que esperan integrar un gran número de tecnologías y conectarse a decenas de miles de millones de objetos a corto plazo y poder explotar dicho principio.

En este contexto de conectividad entre millones de objetos y los usuarios de servicios de Internet de las Cosas, se aplica el concepto de las Redes Sociales al IoT, y entre sus objetivos más ambiciosos se encuentra el que los propios objetos imiten el comportamiento humano y creen relaciones basadas en las normas establecidas por sus propietarios. Esto permitiría mejorar la comunicación entre los seres humanos y la inmensa cantidad de objetos conectados a la red, que sigue creciendo día tras día [7], [8]. Así pues, la combinación de la Red Social y el IoT aportará a esta última las siguientes nuevas características y capacidades:

- Capacidad de definir un perfil.
- Capacidad de suscripción a perfiles y/o canales.
- Creación de comunidades y/o canales de acuerdo con perfiles.
- Establecimiento de diferentes relaciones en función del entorno.
- Mejora de comunicaciones para sistemas distribuidos.
- Escalabilidad.
- Control de acceso, elementos y políticas de seguridad.

El arquetipo de Internet Social de las Cosas (SIoT, Social Internet of Things) define cómo las personas acceden y se integran con las cosas, llevando conceptos de Redes Sociales al ámbito del Internet de las Cosas. Además, SIoT resuelve la mayor parte de los problemas cuando se establece una comunicación, concretamente:

- Descubrimiento: cuando se establece una comunicación, en los sistemas tradicionales es necesaria la intervención de un agente intermediario. Sin embargo, SIoT presenta mecanismos de autodescubrimiento de dispositivos.
- Direccionamiento: los dispositivos en una red privada suelen estar asignados a una dirección estática o, en caso contrario, a una dirección dinámica. En ambos casos, se entorpece el proceso de ruteado. En el SIoT, la identificación de los usuarios está asignada en la Red Social y de esta forma la plataforma gestiona fácilmente el proceso de ruteado.
- Bidireccionalidad en la comunicación: normalmente el problema de direccionar correctamente los dispositivos obstaculiza la comunicación en dos sentidos. El SIoT da solución a dicha problemática asegurando la comunicación.

Al mismo tiempo, SIoT permite la publicación de mensajes sin la necesidad de descubrir los dispositivos, simplemente utilizando círculos o comunidades de confianza, tras el previo filtro de seguridad y control de acceso definido en dichas comunidades. Así, se establece un nivel de confianza que potencia el grado de interacción entre los objetos clasificados como "amigos", es decir, es posible asociarlos mediante algún tipo de relación dentro de la red. Los objetos pueden establecer relaciones sociales sobre la base del perfil del objeto, actividades e intereses (aplicaciones implementadas en el objeto y servicios que ofrece). Estas relaciones se pueden clasificar por los eventos que desencadenan su establecimiento [9]:

- Una relación de "co-ubicación" entre los objetos que se utilizan siempre en el mismo lugar.
- Una relación de "co-trabajo" cuando los elementos colaboran para proporcionar una aplicación común de IoT.
- Una relación "parental" relacionada con los objetos pertenecientes al mismo lote de producción.
- Una relación "social" cuando los objetos entran en contacto, de forma esporádica o continua, debido a que sus propietarios tienen contacto unos con otros durante sus vidas.
- Una relación de "co-propiedad" entre los objetos heterogéneos que pertenecen a un usuario.

Igualmente, como otra capacidad añadida, se pueden reutilizar los modelos diseñados para estudiar las redes sociales para abordar los problemas asociados al IoT, relacionados principalmente con la gestión de extensas redes de objetos

interconectados. En este contexto a continuación se presenta la concepción de una metodología basada en SIoT para un Sistema de Control de Subestaciones Industrial.

## LA RTU COMO REPRESENTANTE DEL IOT EN LA SUBESTACIÓN

La RTU (Remote Terminal Unit) es un dispositivo electrónico controlado por microprocesador que conecta objetos en el mundo físico a un sistema de control distribuido o SCADA mediante la transmisión de datos de telemetría al sistema, y mediante el uso de mensajes del supervisor. La RTU es el sistema embebido predominante en la Subestación eléctrica y el que en último término comunica con el SCADA del Centro de Control. Por tanto, es el claro representante de las “cosas” en la aplicación del concepto de IoT al ámbito de la Subestación eléctrica.

En este contexto, es necesario tener en cuenta los actores humanos que interactúan con la Subestación eléctrica. Éstos presentan distintos perfiles y roles en función de la situación en la red, funcionalidad y las características específicas de la Subestación con la que deben interactuar, además de su propia función. Así, entre los actores y roles para la gestión y el mantenimiento de Subestaciones eléctricas destacan los siguientes: Gerente de operaciones de la red; Encargado del centro de control; Operario del centro de control (técnico SCADA); Jefe de mantenimiento, técnico superior; Técnico de mantenimiento. Otros actores que también pueden intervenir en una Subestación eléctrica pueden ser: Ingeniero/ técnico especialista e ingeniero/técnico de aplicación; Técnico de calidad; Responsable de comunicaciones y responsable de seguridad; Ingeniero/técnico de comunicaciones e ingeniero/técnico de simulación; Personal de retén; Encargado de limpieza, de ampliación/adequación, de desherbado, de desratización, de mantenimiento manual.

Por tanto, nos encontramos ante un escenario en donde primero se aplica el concepto de IoT al Sistema de Automatización de Subestaciones, donde la RTU ejerce como el representante de las “cosas” del mundo del IoT, segundo se listan los principales roles y funciones de los humanos que interactúan con la Subestación, y finalmente se aplica al conjunto el concepto de SIoT, a través de las Redes Sociales como se desarrolla en el siguiente apartado.

## PRUEBA DE CONCEPTO

Ante el escenario presentado, la aproximación propuesta para probar el concepto de un nuevo modelo de interacción entre la RTU y el usuario de Subestación se basa en el uso de las Redes Sociales como habilitadores tecnológicos. Este entorno permite el establecimiento de jerarquías entre los dispositivos de acuerdo con los perfiles, y proporciona comunicación bidireccional en un lenguaje natural con los usuarios. Para dicha prueba de concepto, la RTU podrá actuar como Front-end (concentrador de datos) y actuar a nivel de campo como unidad de adquisición en un nivel jerárquico inferior.

Desde el punto de vista del usuario, habrá usuarios profesionales (por ejemplo, responsables de la gestión, operación, mantenimiento y seguridad de la Subestación) y usuarios no profesionales, interesados en ciertos datos genéricos y rendimiento de las Subestaciones eléctricas. En este caso, el uso del paradigma SIoT ofrece la posibilidad de proporcionar a los usuarios no profesionales información general y no sensible.

Una vez resuelta la viabilidad de las comunicaciones a través de las Redes Sociales, el siguiente paso que se plantea es profundizar sobre el valor añadido que aporta comunicarse en lenguaje natural entre RTUs en Redes Sociales. Dicho valor añadido surge como complemento a las comunicaciones industriales clásicas, ya que las RTUs continúan realizando sus misiones en la Subestación, comunicando con otras RTUs y el SCADA por protocolos industriales como IEC101, IEC104, DNP3 o Modbus.

Así pues, la investigación se articula en torno a las RTUs que siguen funcionando como se espera, que a su vez están dotadas de la capacidad de comunicarse en Redes Sociales y que interactúan entre ellas y con el usuario humano a través de las mismas. A continuación, se representa este tipo de RTUs en el que conviven lo que podemos denominar la parte “RTU clásica” y la parte “RTU SIoT”, y en el que existe un sistema de comunicación entre ambas partes.

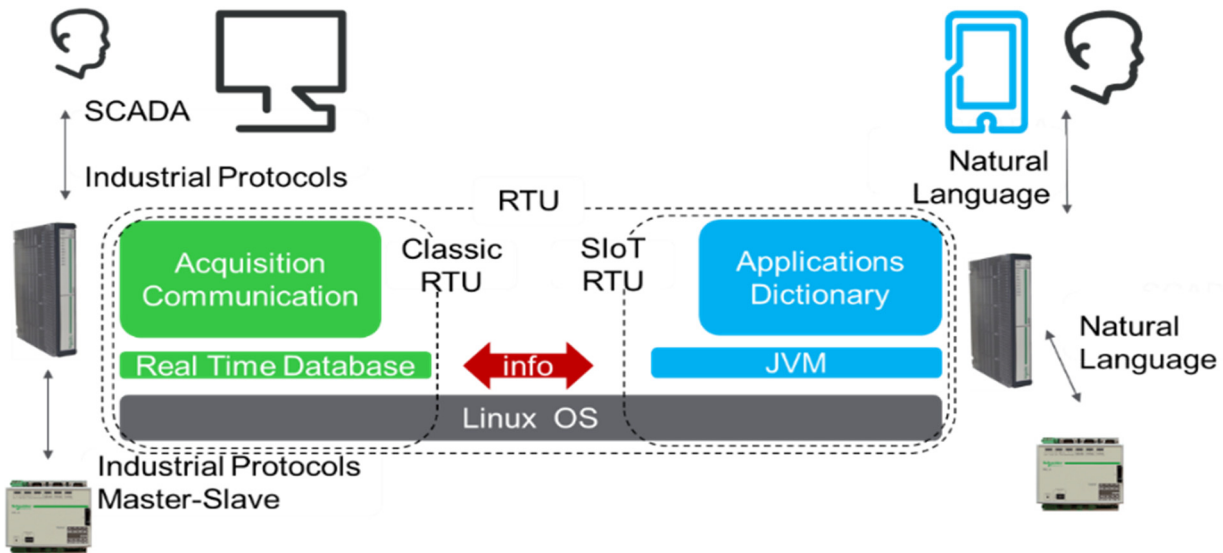


Figura 1. Representación de la parte clásica de la RTU (a la izquierda) que comunica por protocolos industriales maestro-esclavo y la parte SloT de la RTU (a la derecha) que comunica en lenguaje natural.

Como se puede observar en la figura anterior, la RTU clásica posee un sistema operativo Linux sobre el que básicamente se encuentra una base de datos en tiempo real, el software para la implementación de las comunicaciones por protocolos industriales y el software dedicado a la adquisición de entradas y salidas. Sobre el mismo sistema operativo y gracias a una máquina virtual Java, se implementa la nueva estructura para la RTU SloT, con las aplicaciones correspondientes de las Redes Sociales.


Así pues, dotando a varias RTUs de la capacidad SloT y utilizando Redes Sociales, las RTUs son capaces de dialogar con el usuario humano y entre ellas. La posibilidad de dialogar en lenguaje natural entre RTUs en un mismo canal en el que se encuentre el usuario humano permite al humano conocer el estado de los dispositivos de Subestación, y lo que es mejor aún, le permite detectar incidencias sin necesidad de utilizar un sistema experto, simplemente siguiendo conversaciones entre RTUs. Así pues, el potencial valor añadido de la comunicación en lenguaje natural entre RTUs se demuestra con distintos casos de uso en diferentes ámbitos de aplicación como, por ejemplo, mantenimiento, seguridad, depuración de fallos e incluso operación. Seguidamente se ilustra un caso de uso.

## Caso de Uso de Seguridad


Se plantean conversaciones en las que RTUs ponen de manifiesto un ataque en el grupo de Redes Sociales. Es necesario comentar que, en este ámbito, existen sistemas de gestión de eventos e información de seguridad (SIEM, Security Information and Event Management) que recolectan datos de la infraestructura a proteger, los analizan y correlacionan generando las correspondientes alertas de seguridad. La gran potencia de los SIEM se encuentra en que son capaces de tener en cuenta eventos que, por su naturaleza, no representan en principio una amenaza de seguridad o que, analizados aisladamente, no presentan indicios de ser maliciosos.

El escenario se presenta de tal forma que la seguridad de la Subestación está siendo comprometida por un grupo de piratas informáticos, que lanzan dosificadamente ataques a una Subestación eléctrica. Para dichos ataques los piratas utilizarían vectores de ataque que solo se manifiestan a través de eventos que, analizados aisladamente, carecen de relativa importancia. Así pues, la detección de este tipo de ataques solo sería posible si se encuentran correlaciones entre varios de los eventos después de ser analizados por un experto o un SIEM, los cuales podrían reaccionar generando una alarma de seguridad después de haber encontrado dichas correlaciones entre eventos. El escenario se compone de una subestación que consta de RTUs que tienen un canal específico de seguridad en la Red Social de la Subestación en el que se encuentra el Jefe de Seguridad y de piratas informáticos lanzando ataques.

## Seguridad



Jefe de seguridad (@JS).



RTU1



RTU2



RTU13

- Subestación bajo ataque informático.

Hola a todas, alguien ha intentado usar el password por defecto dos veces, pero no ha conseguido entrar 09:02

@JS pidió que se cambiaran todos los password en la última auditoría 09:02

Intentaron acceder sin éxito, un intento fallido y lo dejaron 09:32

Hola, han accedido a mi servidor web con el password por defecto 😞 09:45

@JS tengo el password por defecto todavía 09:45

He recibido comunicaciones por protocolo IEC104 con campos que no tengo configurados y no he podido procesarlo 09:50

Me están cambiando los privilegios de acceso 09:55

Atentas todas, parece que estamos siendo atacados el centro de control os saca de servicio inmediatamente, gracias por la información 10:01

Detección temprana de ataque.

Figura 2. Conversación entre RTUs y el Jefe de Seguridad.

Aunque pudiera parecer sencillo, la detección de un ataque de estas características puede resultar muy complejo. Este tipo de conversación alerta sobre una situación crítica, cuya detección temprana puede evitar enormes problemas. Además, personal que no necesita estar altamente cualificado en seguridad puede detectar un ataque. Esto contrasta con la complejidad y el importante coste económico de los SIEM, así como la necesidad de personal experto en seguridad que estos sistemas requieren.

Así pues, las conversaciones entre RTUs en lenguaje natural, siendo un complemento a la infraestructura de control existente, añaden valor de las siguientes formas:

- Ofrecen las Redes Sociales y por tanto los Smartphones y Tablets como nueva interfaz de interacción con el Sistema de Automatización de Subestación frente a los SCADA.
- Acerca a los usuarios menos cualificados información de lo que está sucediendo en los dispositivos de Subestación, al no necesitar conocer, por ejemplo, los protocolos industriales o SCADA.
- El acceso a la información deja de ser solo local en la Subestación o centralizado en el SCADA para pasar a estar en los Smartphones del personal.
- La información se puede segmentar por canales en función de cada necesidad concreta.

## CONCLUSIONES

Se ha presentado un nuevo enfoque para la comunicación con las Subestaciones a través de las RTUs aplicando el paradigma de SIoT, que ofrece un nivel adicional de abstracción entre dispositivos y usuarios permitiendo la comunicación de los humanos con los dispositivos en lenguaje natural.

La prueba de concepto presentada demuestra el potencial y las ventajas de la aplicación de SIoT al sector industrial, como es el caso del Sistema de Automatización de Subestación. El acceso a la información instantáneamente y de forma segmentada por parte del personal adecuado directamente en sus Smartphones es, un importante valor añadido y complemento a los actuales sistemas.

Además, el que la información se presente en lenguaje natural supone la posibilidad de utilizar personal de menor cualificación, lo que representa otra ventaja para las empresas que operan en el sector eléctrico, al no tener que cualificar personal en “complicados” protocolos de comunicaciones industriales y sistemas SCADA entre otros.

Por último, remarcar la utilización de inteligencia artificial para que los dispositivos puedan, por un lado, desarrollar conversaciones más naturales y, por otro lado, reaccionar al entorno y sacar conclusiones de lo que se esté comentando en las conversaciones.

## REFERENCIAS

- [1] Perera, C. H. Liu, S. Jayawardena, and M. Chen, «A Survey on Internet of Things From Industrial Market Perspective,» *IEEE Access*, vol. 2, 2014, pp. 1660–1679.
- [2] «Industrial Internet of Things: Unleashing the Potential of Connected Products and Services, World Economic Forum, Geneve, SW, 2015,» [En línea]: <http://www.weforum.org>.
- [3] «Connecting with the Industrial Internet of Things (IIoT), Moor Insights & Strategy, Texas, USA 2013.,» [En línea]. <http://www.moorinsightsstrategy.com/>.
- [4] Kumar Nunna, S. Doolla, «Multiagent-Based Distributed-Energy-Resource Management for Intelligent Microgrids,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.60, no.4, 2013, pp.1678.
- [5] A. M. Mzahm, M. S. Ahmad, A.Y.C. Tang, «Enhancing the Internet of Things (IoT) via the Concept of Agent of Things (AoT),» *Journal of Network and Innovative Computing*, vol. 2, 2014, pp. 101-110.
- [6] «Behaviorally Segmenting the Internet of Things (IoT), Moor Insights & Strategy, Texas, USA 2013,» [En línea]. <http://www.moorinsightsstrategy.com/>.
- [7] Roberto Girau, Michele Nitti, Luigi Atzori, «Implementation of an Experimental Platform for the Social Internet of Things,» *Innovative Mobile and Internet Services in Ubiquitous Computing (IMIS)*, 2013 Seventh International Conference on.
- [8] Victoria Beltran; Antonio M. Ortiz; Dina Hussein; Noel Crespi, «A semantic service creation platform for Social IoT,» *Internet of Things (WF-IoT)*, 2014 IEEE World Forum on.
- [9] Luigi Atzori, Antonio Iera and Giacomo Morabito, «Social Internet of Things: Turning Smart Objects into Social Objects to Boost the IoT,» November 11, 2014. [En línea]. <http://iot.ieee.org/newsletter/november-2014/>.

# EL EMBALAJE COMO CATALIZADOR DEL CAMBIO HACIA UNA ECONOMÍA GLOBAL INTELIGENTE Y CONECTADA

Arturo Diaz Marcos, Director General, Nefab

**Resumen:** El proyecto tiene como objetivo, potenciar el uso racional de los recursos en las cadenas de valor, frente al consumo individual de cada participante en dichas cadenas, aplicados en este caso al sector energético, mediante el diseño de un embalaje denominado: “circular, inteligente, conectado”. Cada cadena de suministro está constituida por diferentes proveedores de equipos para hacer posible la transmisión eficiente de la electricidad. Cada proveedor consume su propio embalaje, así como otros recursos, tratando de optimizar el impacto y el coste de estos productos en los productos o servicios que el de manera independiente gestiona. Estos embalajes, como muchos de otros muchos productos consumidos, no están optimizados para el conjunto de la cadena de suministro, sino para la aplicación concreta para los que se diseñan, lo que hace que el consumo de los mismos se multiplique en la cadena de valor por cada uno de los participantes. Esto supone un importante impacto sobre el medio ambiente en términos de eliminación de materiales y emisiones de CO<sub>2</sub>. El proyecto trata de dar solución a este problema mediante el diseño de un único embalaje para el transporte de componentes desde el proveedor3→proveedor2→proveedor 1→ hasta el OEM. Adicionalmente, cada embalaje incorporaría una unidad de seguimiento; “tracker”, para conocer en todo momento las condiciones de transporte a las que estaría sometido el producto transportado, en términos de localización, humedad, impactos (G), temperatura, etc. y con ello optimizar rutas y utilidades, con ello, el proyecto trata de catalizar esta visión global y forma de trabajar, utilizando en lugar de consumiendo y optimizando para el conjunto, en lugar de optimizar localmente. En definitiva, llamar la atención sobre la necesidad de optimizar las cadenas de valor por encima de las visiones individuales de los participantes en las mismas. Mercado objetivo: 6,3 M€/año (volumen estimado actual de compras de embalaje)

**Palabras clave:** Optimización, Economía Circular, Embalaje Inteligente, Embalaje Conectado, Uso Versus Consumo, Sostenibilidad

## INTRODUCCIÓN

La industria en general ha basado sus actividades en el consumo de los recursos que necesita para hacer posible su actividad. Cada día más, es necesario plantearse estas necesidades en un contexto global, sin dejar a un lado los intereses individuales, verdadero motor del aseguramiento de los intereses globales, pensando en el coste total del ciclo de vida de los productos y servicios de la actividad económica e industrial y no sólo desde una visión centrada en el coste económico, sino en el impacto que el consumo de estos recursos tienen tanto en la propia empresa como en la sociedad actual y futura.

Las empresas, conscientes de este problema global, han empezado a optimizar el consumo de sus recursos, adaptando y optimizando su consumo. Sin embargo, son escasas, por no decir casi nulas, las iniciativas que van más allá y plantean el problema de una forma conjunta, analizando, no sólo el consumo de recursos de una empresa, sino el de todas las empresas que participan en sus cadenas de valor.

Este proyecto trata de despertar el interés en todos los actores de la actividad económica sobre la necesidad de dar este paso hacia el uso de los recursos en lugar de su consumo y la necesidad de hacerlo de forma óptima para las cadenas de valor sin limitarse al ámbito de la empresa.

Bien es sabido que el óptimo de una función global, no tiene porqué ser la suma de los óptimos de las funciones que la componen, observación que es igual de evidente en el ámbito empresarial.

En este proyecto se tratará de determinar, los costes, revisados estos, desde varios puntos de vista, no tan sólo el económico, y lo que ello puede representar en las actividades del sector energético.

## DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: EMBALAJE CIRCULAR CONECTADO INTELIGENTE

El potencial de desarrollo de un proyecto como el planteado, necesita de unas bases sólidas para poder ejecutarlo, donde deben estar representadas dos condiciones básicas; el potencial económico que pueda demostrar el impacto del mismo, así como el interés demostrado de los participantes por la innovación.

Analizado el contexto económico-empresarial, la CAPV es una sólida referencia para este planteamiento basándose en los datos de la fig. 1.





Figura 1. Datos de la actividad en la CAPV.

La utilización del embalaje como catalizador de una nueva visión centrada en el uso de los recursos y no en su consumo, basada en la sostenibilidad y la economía circular, debe implantarse en sociedades preparadas para ello, donde se sepa entender el impacto que un elemento tan básico como el embalaje, pudiera ejercer en el conjunto del resto de los recursos de la cadena de valor.

Este proyecto quiere llamar la atención sobre la imposibilidad de garantizar la sostenibilidad, si no se empiezan a modificar los hábitos del consumo indiscriminado de recursos por mucho que las economías locales puedan permitirselo, frente a la necesidad de potenciar el hábito de la utilización de estos recursos con el deber, una vez utilizados, de dejarlos a disposición de quienes pudieran volver a hacer uso de los mismos. Para ello es necesario que todos los actores, entiendan que la optimización de las cadenas de valor donde participan, aporta sin duda un retorno mayor, tanto al conjunto de los participantes, como al conjunto de la sociedad.

Para ello se han analizado las cadenas de valor del sector de la energía del País Vasco, eligiéndose como modelo a implantar en otros escenarios, un conjunto de actores de la actividad económica, Figura 2.

#### Actores elegidos

- Tier 3. Carpintería Metálica
- Tier 2. Montajes eléctricos
- Tier 1. Electrónica de potencia
- EPC. Engineering, Procurement and Construction
- Transportistas involucrados

Volumen estimado actual de compras de embalaje dentro de la cadena de suministro objeto del proyecto en la CAPV: 1.024.000 €/año.

Volumen estimado actual de compras de embalaje utilizado dentro del sector energía en la CAPV: 6.300.000 €/año.



Figura 2. Actores elegidos dentro del sector.

El detalle del número de empresas incluidas en el proyecto, así como su volumen de ventas y el potencial del volumen que representa el embalaje, puede verse en la tabla I. En este proyecto se trabajará sobre la cadena de valor elegida, por lo que como puede verse, el impacto sobre el conjunto de la actividad puede ser casi seis veces mayor.

Cadena de Valor del Proyecto	Nº de empresas CAPV	Volumen de Ventas	Mercado potencial de Embalaje
Tier 3. Carpintería Metálica	271	505.280.000	212.218
Tier 2. Montajes eléctricos	182	578.700.000	243.054
Tier 1. Electrónica de potencia	208	664.000.000	278.880
EPC	2	692.200.000	290.640
<b>Subtotal Cadena de Valor</b>	<b>663</b>	<b>2.439.980.000</b>	<b>1.024.792</b>
<b>Total sector Energía CAPV</b>		<b>15.032.000.000</b>	<b>6.313.440</b>

Tabla 1. Detalle del nº de empresas vs volumen de sus ventas vs volumen de compra de embalaje.

## METODOLOGÍA

Se han analizado las actividades de los actores de la cadena de valor elegida, Fig. 2. Determinándose un embalaje que sirviera como elemento de transporte y comunicación para el conjunto de los actores.

Los ingenieros de diseño han establecido como el embalaje más eficiente para este uso, en concreto un modelo tipo XL, fig. 3, que sirve de soporte para el envío desde las chapas y estructura de los armarios eléctricos, así como la incorporación y el montaje de los distintos elementos eléctricos y electrónicos hasta su prueba final.



Figura 3. Diseño del embalaje sobre estructura XL.

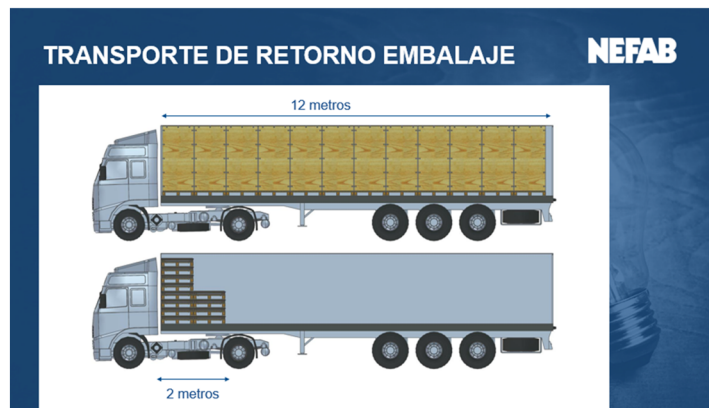


Figura 4. Modelización del volumen para el retorno de embalajes.

El embalaje se ha diseñado para ser el elemento de transporte tanto externo, entre actores de la cadena de valor, como interno, dentro de las fábricas o unidades de montaje de cada uno de los actores implicados.

Desde el inicio, una de las condiciones básicas del diseño ha sido la reutilización por todos los actores de este embalaje, así como la necesidad de convertirlo en un embalaje retornable, fig. 4, para minimizar el impacto económico en el transporte de su recuperación. Mostrándose una simulación real a escala.

El complemento adicional, era dotar al embalaje de "inteligencia", para hacer posible la optimización de su uso, para lo cual se le ha incorporado un elemento de seguimiento capaz de detectar las condiciones de su uso, humedad, impactos (G), temperatura, altitud, apertura, etc, así como su localización.

Con todo ello se pretende conocer tanto el estado del embalaje, como su utilización, a la vez que se proporciona a la cadena de suministro un elemento clave para controlar el flujo de materiales, plazos de entrega, tiempos de instalación, etc.

## RESULTADOS

Analizada la viabilidad del embalaje propuesto, fig. 3, era necesario ver la bondad de la solución ofrecida.

Para ello se han realizado los cálculos de impacto tanto económicos, como medioambientales de dicha solución.

Para la realización de los cálculos medioambientales se ha utilizado la herramienta Nefab GreenCALC V1.2, dicha herramienta ha sido auditada y aprobada por Bureau Veritas Certification. Basado en las entradas establecidas y que se expondrán a continuación. La herramienta Nefab GreenCALC entrega resultados de la evaluación del ciclo de vida de acuerdo con ISO 14040 e ISO 14044.

Para establecer las diferencias con la situación actual, se ha comparado la solución ofrecida, XL, con respecto a una solución básica del embalaje de madera, utilizado por la mayoría de los actores de la cadena de suministro WOOD.

Con el ánimo de no provocar discusiones en los resultados se ha minimizado la rotación de los embalajes ofrecidos, frente a los existentes, dejando el consumo en un embalaje por mes y actividad.

Los resultados de disminución de kg de CO<sub>2</sub> se muestran en la fig. 5, donde se observa que el resultado de la disminución del consumo de CO<sub>2</sub> en el plazo de cinco años es de 1.327.679 Kg.

### Nefab report for Smart Grid

SU Spain

2019-09-29

Solutions	GWP savings (Kg of CO2 eq)	Comparison in %
XL	1 327 678 Kg of CO2 eq	-1008 %
WOOD		

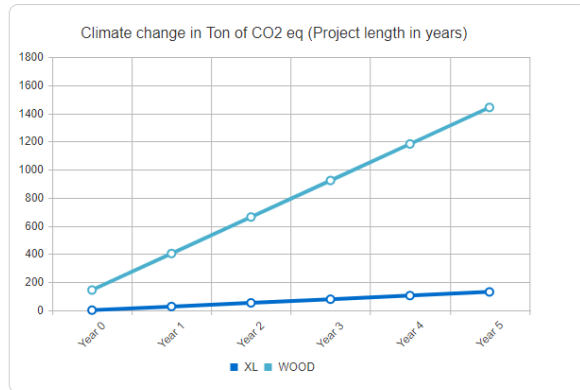
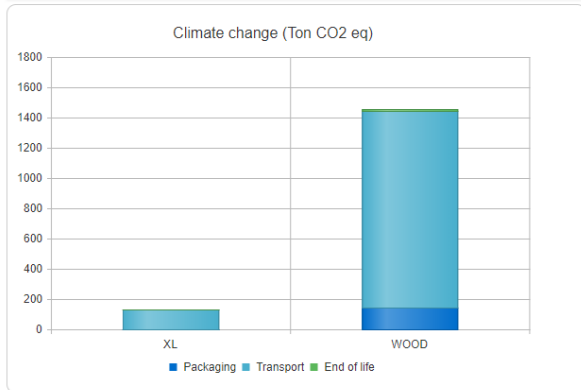


Figura 5. Comparación del consumo de CO<sub>2</sub> XL vs WOOD.

Haciendo un análisis de los distintos factores a lo largo del ciclo de vida del producto, se puede observar en la siguiente figura 6, el comportamiento de una y otra solución, así como las fases en las que se realizan los diferentes consumos.

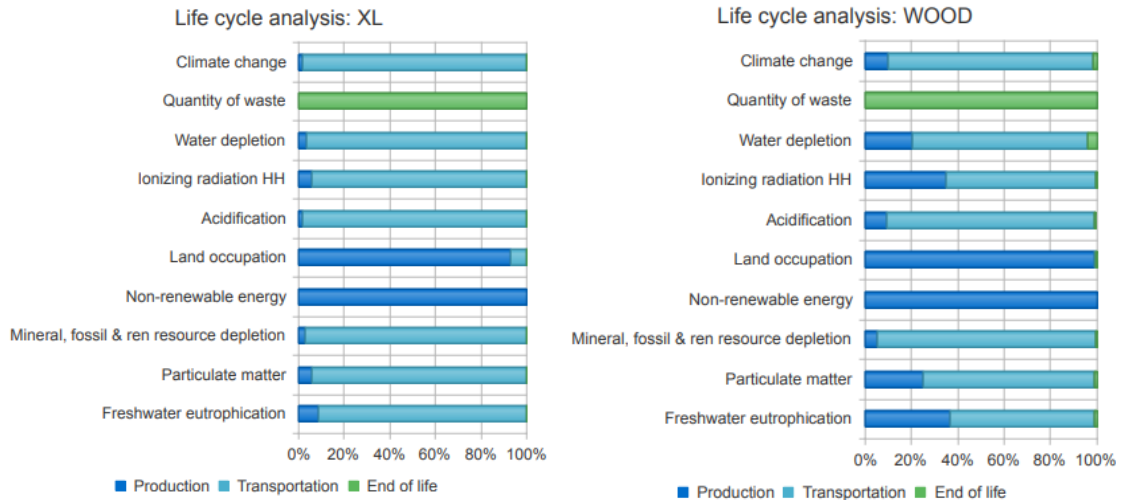


Figura 6. Comparación Ciclo de Vida e impactos, XL vs WOOD.

En la misma se puede ver el mayor impacto de la solución actual derivado de sus procesos de producción, así como el uso más extensivo en el transporte. Para facilitar la comparación se adjunta la fig. 7.

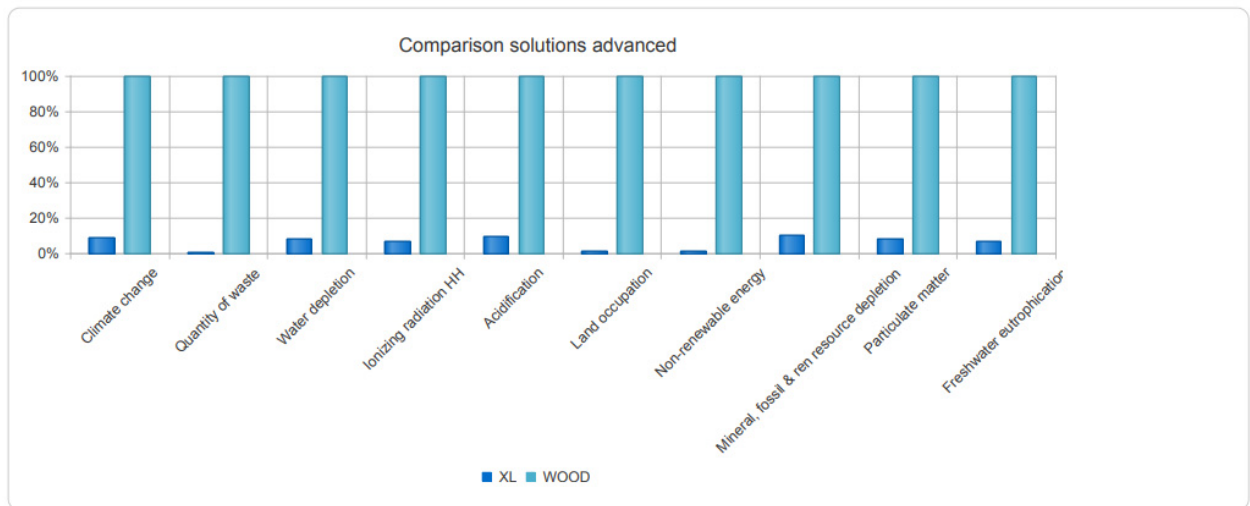


Figura 7. Comparación Ciclo de Vida e impactos, XL vs WOOD.

Respecto a la comparación económica, señalar que el consumo, como se ha propuesto de un embalaje por proveedor y actividad al mes, daría el consumo de 3 embalajes/mes (Cada uno de los participantes del modelo, tiers, 1,2 y 3), lo que representaría 36 embalajes/año, frente a 1 embalaje/año si el ciclo de retorno fuera de un mes o a lo sumo 3 embalajes/año, si el ciclo fuera de retorno de dichos embalajes fuera de tres meses. Lo que daría una comparación de 100,00 € a 8,33 €. Si el embalaje diseñado, como se asegura tuviera un ciclo de vida de al menos 4 años, se estaría hablando de una comparación de 100 € a 2,08 €.

Es decir, una situación no competitiva sería aquella que ofreciera a los participantes en la cadena de suministro un embalaje circular inteligente conectado cuyo coste fuera 48 veces superior al actual. El embalaje y la plataforma necesaria para las soluciones planteadas, están muy lejos de representar esta diferencia de costes.

Para dar una idea de la magnitud del ahorro conseguido en impactos medioambientales, se expresan los valores obtenidos en diferentes medidas de consumo equivalente, figura 8.

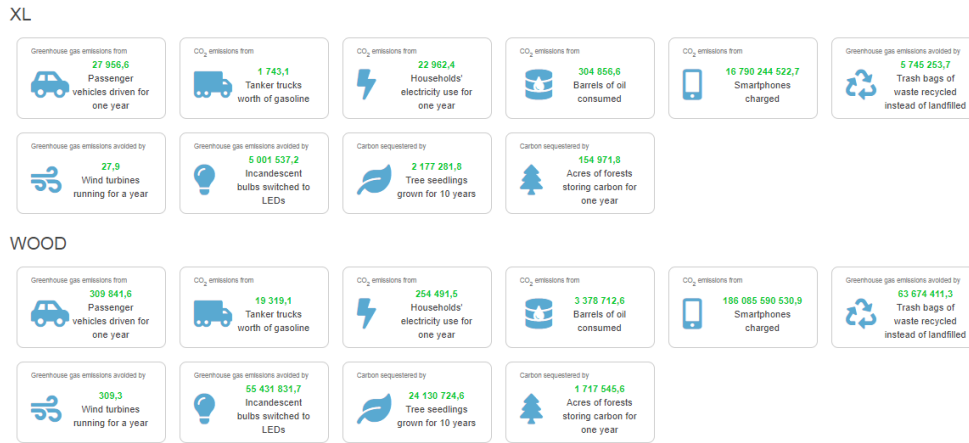


Figura 8. Equivalencia en consumos tipos entre XL vs WOOD).

Para la exacta definición del proyecto, aunque pueden verse aquí las conclusiones generales, sería necesaria la revisión de la cadena de suministro objeto del estudio, así como de los ciclos que cada participante maneja en la misma. El sólo análisis conjunto de estas actividades desvelaría las mejoras a alcanzar en las cadenas de suministro. La utilización del embalaje como sistema de comunicación entre los participantes, a modelo de sistema Kanban, así como la inteligencia aportada a los mismos a través de los sistemas de medida y seguimiento, podría provocar una ruptura con los métodos tradicionales de gestión integral de la cadena de suministro, donde como se indicaba en la introducción del proyecto, lo menos relevante desde el punto de vista económico, podría llegar a ser el embalaje en sí, sino todo el resto de productos y servicios involucrados en la cadena de valor.

## CONCLUSIONES

La industria necesita modelos disruptivos de gestión que hagan posible alcanzar los niveles de eficiencia que el planeta exige en la utilización de recursos. No basta con demostrar la eficiencia de los métodos actuales sobre visiones parciales de las cadenas de valor. Sistemas como el blockchain irrumpen para aportar una visión global de estas cadenas basándose en la integración de la información que manejan todos los actores en las cadenas de valor.

Con este proyecto, se quiere llamar la atención sobre esta necesidad, la economía del futuro no puede, ni debe estar basada en el tradicional consumo, sino en el uso eficiente de los recursos y para ello, elementos como la durabilidad, fiabilidad, mantenibilidad del producto y la información que sobre éste se tenga, se convierten en herramientas fundamentales para garantizar, no sólo los objetivos que necesitamos, sino las soluciones que debemos implantar de forma inmediata para hacer frente a un problema real.

El IOT (Internet Of Things) apuesta de nuevo por estos conceptos, al estar dotando, a cualquier elemento de los sistemas, de medida y comunicación con el resto del entorno. Este proyecto, expresado como EMBALAJE CIRCULAR INTELIGENTE CONECTADO, viene a dar una respuesta a estas corrientes, absolutamente necesarias y a aportar un modelo disruptivo al sistema.

Los resultados teóricos obtenidos:

- Disminución del consumo de CO<sub>2</sub> en el plazo de cinco años es de 1.327.679 Kg
- Reducción del coste necesario para la operación en un 4.800 %

Hacen más que necesario que todos los agentes de la cadena de valor, así como las instituciones afectadas, afronten el reto de desarrollo.

## PROYECTO NEOSUB – LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ECODISEÑADA: EFICIENCIA Y SOSTENIBILIDAD

**Gorka Benito Alonso**, Responsable de proyectos, IK Ingeniería

**Carlos González Landeta**, Ingeniero de proyecto, Boslan

**Jesús Izcara Zurro**, Ingeniero de investigación, Ormazabal

**Begoña Lecue Solaun**, Investigadora, Artech

**Arantza López Romo**, Investigadora, Tecnalía

**Begoña Molinete Cuezva**, Responsable de proyectos, Cluster de Energía del País Vasco

**Sonia Muela Ortiz de Quintana**, Investigadora, Ingeteam

**Óscar Salazar Peña**, Director de proyectos, General Electric

**Eutimio Sánchez Pérez**, Director de proyectos, Tecnalía

**José Ramón Santiago Marcos**, Director de tecnología, ZIV

**Resumen:** El gran reto de NEOSUB consiste en alcanzar y superar los requisitos medioambientales más exigentes de toda la cadena de valor de las subestaciones eléctricas a través de la integración de criterios de ecodiseño, promoviendo la mejora en prestaciones, abaratando costes y considerando tanto la demanda del cliente final como la evolución del sector energético en su conjunto. Con dicho propósito el proyecto, promovido por el Cluster de Energía del País Vasco, liderado por Boslan y coordinado técnicamente por Tecnalía, cuenta con la participación de Artech, General Electric, IK Ingeniería, Ingeteam, Ormazabal Distribución Primaria, Ormazabal Ólvega Transformadores y ZIV. Este consorcio permite al proyecto poner el foco en la subestación en su conjunto y particularizar el mismo a varios equipos y sistemas de la subestación: transformador de potencia, transformadores de medida, celdas de distribución primaria de media tensión y sistemas de protección y control. Se trata de un proyecto de 2 años y medio de duración que prevé su conclusión en diciembre-2020.

**Palabras clave:** Ecodiseño, Subestación Eléctrica, Best in Class, Análisis del Ciclo de Vida, Impacto Ambiental, Economía Circular

### CONTEXTUALIZACIÓN

Considerando que más del 80% de los impactos ambientales de un producto se determinan en la fase de diseño [1], el ecodiseño constituye una herramienta clave para la minimización de los impactos ambientales asociados al ciclo de vida de un producto desde etapas tempranas de su desarrollo. Conscientes del potencial de esta herramienta, y habiéndose establecido retos tan ambiciosos como convertir a la Unión Europea en neutra en carbono en 2050 [2], la Comisión Europea lleva años impulsando el despliegue e integración de aspectos de ecodiseño en diferentes sectores como el energético, prueba de ello es la aprobación en 2009 de la Directiva 2009/125/CE por la que se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía [3].

El ecodiseño, por tanto, puede favorecer y dar soporte en la transición energética y contribuir al cumplimiento de objetivos globales como el de mejorar la eficiencia energética impulsado, entre otros, por el Acuerdo alcanzado en París en 2015. La Unión Europea no solo se ha sumado a implementar este objetivo, sino que ha reforzado su compromiso de mejorar en eficiencia energética para el periodo 2021-2030, pasando de un 27% inicialmente establecido, a un 32,5% comprometido en la actualidad [4].

En este contexto y amparado por el marco favorable propiciado por el sector eléctrico de la CAPV, nace el proyecto NEOSUB. La Estrategia de Especialización Inteligente RIS3 de Euskadi (prioridades RIS3 de Energía y Ecosistemas) [5] constituye el eje impulsor principal del proyecto y guiará las decisiones que se adopten en el mismo con el objetivo de asegurar la validez de los trabajos realizados y su permanencia en el tiempo. NEOSUB es, por tanto, una iniciativa estratégica pionera que cuenta con la participación de relevantes empresas del sector eléctrico del País Vasco y que, a través de la introducción de criterios de ecodiseño, contribuirá a la mejora del comportamiento ambiental de toda la cadena de valor del sector eléctrico, asegurando el mantenimiento o mejora de prestaciones técnicas y la reducción de costes. Cabe destacar que el proyecto NEOSUB asegurará el cumplimiento de estos objetivos considerando, además, tanto la demanda del cliente como la evolución del sector energético en su conjunto.

## EL PROYECTO

### Objetivos

El objetivo general del proyecto NEOSUB es diseñar y desarrollar subestaciones eléctricas con criterios de ecodiseño que permitan dotar a los operadores, ingenierías y fabricantes de bienes de equipo para subestaciones de ventajas competitivas en dos aspectos clave:

- En costes, a través de una mayor eficiencia en los consumos de materiales y energía que permitan reducir los gastos de producción y mantenimiento de las instalaciones.
- En sostenibilidad, al minimizar el impacto ambiental de las infraestructuras a lo largo de su vida útil, reduciendo las emisiones y/o vertidos tanto en la fase de fabricación de los equipos como en las de instalación, uso y mantenimiento, y favoreciendo en su fin de vida la reutilización y reciclaje de los equipos y los materiales que los componen.

Más específicamente, NEOSUB propone definir una metodología para la evaluación económica y ambiental de la subestación bajo criterios de ecodiseño e integrarla en una herramienta de diseño que permita considerar y tener en cuenta estas variables, garantizando el cumplimiento de los estándares internacionales de aplicación. La metodología tiene en cuenta los requisitos de las PCRs (Product Category Rules) relacionadas del sector a la hora de definir sus criterios. En lo que a equipos se refiere, se revisan los criterios de diseño y procesos de cálculo de subestaciones para facilitar el cumplimiento de las EPDs (Environmental Product Declaration) de los equipos críticos de una subestación.

### Consortio

NEOSUB es un proyecto promovido por el Cluster de Energía del País Vasco, liderado por Boslan y técnicamente coordinado por Tecnalia. IK Ingeniería adquiere la responsabilidad de desarrollar el marco metodológico que permita llevar a cabo la evaluación ambiental y económica tanto de la subestación como de los equipos que la integran. Boslan aportará la visión de conjunto de la subestación y, considerando que gran parte del impacto ambiental del ciclo de vida de las subestaciones está directamente vinculado a los equipos que las componen y a su comportamiento en fase de uso, el papel que juegan los fabricantes en cuanto a ecodiseñar de forma efectiva los equipos presentes en la subestación, es de vital relevancia. De esta forma, NEOSUB aspira a ser el mejor en su clase o “best in class” en celdas de distribución primaria, transformadores de potencia, transformadores de medida y sistemas de protección y control gracias a las contribuciones de reconocidos fabricantes de equipos para redes eléctricas: Ormazabal Distribución Primaria, Ormazabal Ólvega Transformadores, Artech y General Electric, Ingeteam y ZIV respectivamente.

Además de enfocar y participar en todas las tareas técnicas, Tecnalia, como coordinador técnico del proyecto, apoyará a Boslan Ingeniería para asegurar el correcto desarrollo del proyecto.

El conocimiento generado en el proyecto pretende ser transmitido a otras cadenas de valor del sector energético vasco. De esta forma, las lecciones aprendidas serán aplicadas con un carácter más amplio que el del propio proyecto, fomentando la integración de los progresos dados en la materia a otros ámbitos. El Clúster de Energía del País Vasco facilitará la difusión de los resultados y promoverá la transferencia de buenas prácticas a otras cadenas de valor del sector energético.

### Estructura de desarrollo

El proyecto se articula, además de las tareas de coordinación y difusión y explotación de resultados, en seis paquetes de trabajo técnico, con los siguientes objetivos específicos:

- PT1. Marco Metodológico. Establecimiento de las bases metodológicas para el análisis económico y ambiental efectivo de subestaciones y los equipos que las integran, a fin de posibilitar un óptimo ecodiseño de todos los elementos.
- PT2. Subestación Ecodiseñada. Definición de procesos de ingeniería de una subestación eléctrica en base a criterios de ecodiseño y desarrollo de una aplicación que permita evaluar el cumplimiento de los requisitos de ecodiseño y estimar costes.
- PT3. Desarrollo de celdas de distribución primaria con un impacto ambiental reducido. Sustitución de SF6, selección de materiales compatibles y mejora de corrosión en accionamientos.
- PT4. Transformadores de potencia. Mejora de eficiencia y comportamiento ambiental, mediante nuevos materiales para reducción de pérdidas y empleo de dieléctricos biodegradables en sustitución de aceite mineral.

- PT5. Transformadores de medida de alta tensión. Desarrollo de bloques de bornes metálicos, en sustitución de los actuales de resina.
- PT6. Sistemas de Protección y Control. Desarrollo de nuevos equipos y armarios de protección y control, minimizando el uso de materiales menos sostenibles, mejorando su eficiencia y la de su proceso de fabricación.

NEOSUB se completa con un PT7 centrado en la difusión y explotación de resultados. En la Figura se recoge la estructura en paquetes de trabajo del proyecto y las principales contribuciones de los socios.

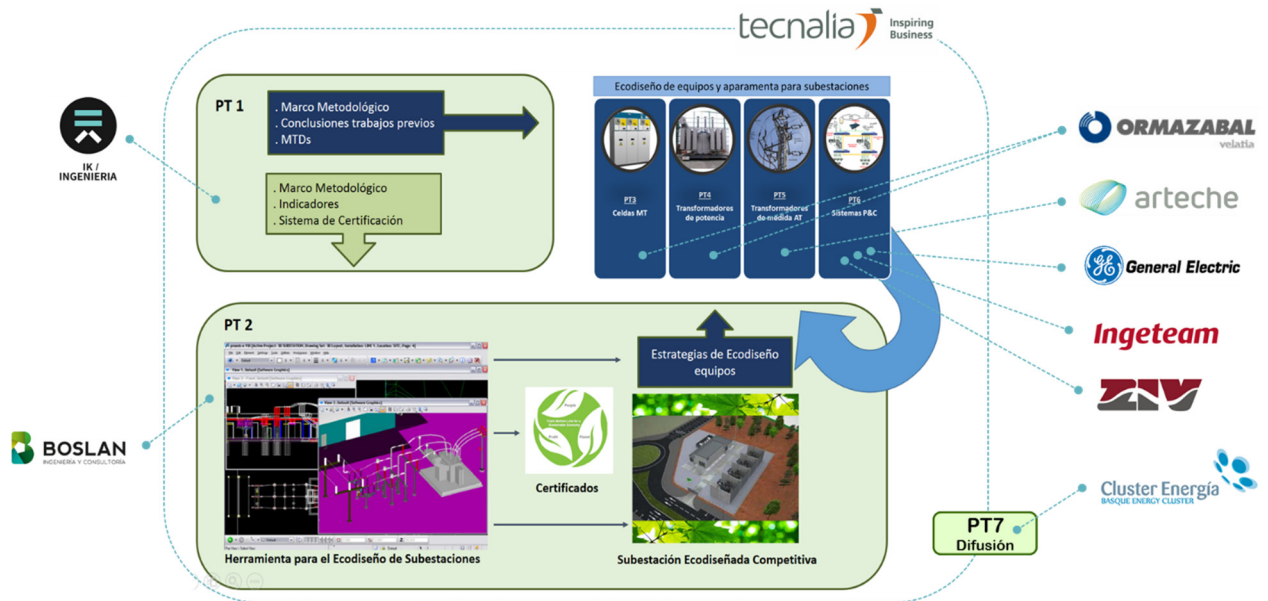


Figura 1. Estructura de paquetes de trabajo y rol principal de los socios.

## Comité asesor

Los socios del proyecto NEOSUB cuentan con el apoyo de un Comité Asesor compuesto por expertos representantes de los principales operadores de transporte y distribución eléctrica, en calidad de posibles usuarios de la futura subestación ecodiseñada: Iberdrola Distribución Eléctrica (i-DE), EDP Distribución (E-Redes), Viesgo Distribución Eléctrica y Red Eléctrica Española (REE).

Los socios y el Comité Asesor mantienen reuniones de contraste periódicas en las que se comparte información sobre los avances y resultados del proyecto, así como sobre los planes y actuaciones de los operadores en relación con el fomento de la sostenibilidad en sus infraestructuras. De este modo, se facilita un intercambio productivo que permite incorporar las necesidades identificadas por los operadores en las actividades del proyecto y alinear los desarrollos abordados con las demandas del mercado.

## PRIMEROS RESULTADOS

Durante la primera anualidad del proyecto se han producido ya algunos resultados de interés. IK Ingeniería ha liderado la definición de la metodología de análisis ambiental y de costes de aplicación al proyecto. Boslan ha avanzado en el planteamiento del concepto de subestación ecodiseñada, sentando las bases para el desarrollo de una herramienta de diseño de subestaciones que incorpore criterios de ecodiseño. Los fabricantes de equipos, Ormazabal Distribución Primaria, Ormazabal Ólvega Transformadores, Artech, General Electric, Ingeteam y ZIV, han avanzado de forma heterogénea y acorde con su propio cronograma, en la evaluación de los equipos a ecodiseñar y en la definición de las estrategias de ecodiseño a adoptar. Por su parte Tecnalía ha elaborado el método de trabajo, aportado enfoque y validado los desarrollos, jugando un papel clave en cuanto a la coordinación técnica de los socios participantes. A continuación, se desarrollan los principales resultados obtenidos en la primera anualidad de NEOSUB.



## Marco metodológico

Con objeto de analizar el impacto ambiental y económico de las subestaciones eléctricas y de los equipos presentes en las mismas y posibilitar la identificación de puntos críticos ambientales en los que centrar las estrategias de ecodiseño, la metodología acordada en NEOSUB se ha asentado en los principios del análisis del ciclo de vida según establece la norma ISO 14040 [6], para la parte ambiental, y de la UNE-EN 60300-3-3:2017 [7], para la parte de costes. Asimismo, la metodología sigue las pautas establecidas en mecanismos de certificación alineados con la norma ISO 14044 [8] y que son reconocidos en el segmento de mercado de aplicación, como son el *PEP EcoPassport* y *The International EPD system* (Figura 2).



Figura 2. Sellos distintivos de los sistemas de certificación adoptados en NEOSUB.

El alineamiento con estos mecanismos posibilitará que las evaluaciones ambientales de los equipos se lleven a cabo bajo un criterio y alcance común. Además, favorecerá el reconocimiento a nivel internacional de los trabajos desarrollados y permitirá realizar contrastes con otros estudios del mismo sector una vez se haya llevado a cabo la evaluación. Como parte de los resultados de la primera anualidad, cabe destacar que la intensa búsqueda bibliográfica realizada en el proceso de definición metodológico ha puesto de manifiesto la falta de trabajos realizados en materia de ecodiseño de subestaciones y equipos, demostrando el carácter innovador del proyecto y la necesidad del mismo. Esta oportunidad se verá reforzada gracias al establecimiento de qué se entiende por un “best in class” en el ámbito de aplicación de NEOSUB. Siendo este aspecto crucial, tendrán que ser definidos los criterios ambientales más exigentes a los que aspirar con el ecodiseño de la subestación y sus equipos con la idea de posicionarse como los “best in class” en el mercado, sentando las bases para la implantación de los procesos de mejora continua deseados.

## Bases para el desarrollo de la herramienta de Ecodiseño de subestaciones

En paralelo a la definición del marco metodológico, Boslan ha establecido las bases para el desarrollo de una herramienta que facilite la consideración del diseño ecológico a la hora de llevar a cabo los proyectos de ingeniería conceptual y de detalle de una subestación eléctrica.

Por una parte, y basándose tanto en la representatividad para la CAPV como en la factibilidad de extrapolar los resultados a otras subestaciones de la red eléctrica, se ha hecho una selección de subestaciones para que puedan ser analizadas gracias a la herramienta. Con diferentes tensiones en alta y media tensión, las subestaciones preseleccionadas son de maniobra o reparto con transformación, con alta tensión en intemperie y aislamiento en aire, y con media tensión en interior.

Por otra parte, los criterios en la ingeniería de detalle de una subestación ecodiseñada, los parámetros de funcionamiento y los procedimientos de instalación, mantenimiento y fin de vida, han sido revisados con objeto de establecer tanto los límites a considerar por la herramienta, como las especificaciones y requisitos a exigir a los equipos principales. Con todo ello se ha comenzado con la creación de un repositorio de información que será el que dé sustento a la evaluación en la herramienta. Alternativas de entrada de datos, comparaciones a realizar en el marco de la evaluación y otro tipo de funcionalidades que se desea que la herramienta cubra, también han sido definidas durante la primera anualidad.

## Planteamiento de las estrategias de ecodiseño a adoptar por los fabricantes de equipos

A la hora de abordar la implementación de estrategias de ecodiseño, los fabricantes de equipos han seguido dos enfoques diferentes. Por una parte, Ormazabal y Artech identificaron con carácter preliminar una serie de estrategias de ecodiseño sobre las que se están realizando pruebas de laboratorio y diferentes ensayos para ayudar a determinar su viabilidad.

- Ormazabal Distribución Primaria se marca como objetivo el diseño de celdas de distribución primaria con nuevos materiales dieléctricos, medioambientalmente más sostenibles y la mejora de la resistencia a la corrosión en accionamientos en celdas de distribución primaria de media tensión (hasta 36kV) y para ello está probando las prestaciones de gases alternativos que están arrojando resultados prometedores.
- Ormazabal Ólvega Transformadores busca mejorar la eficiencia energética de sus transformadores y su comportamiento ambiental. Para ello se están realizando pruebas con chapas de mejores características y de espesores reducidos y se están probando nuevos líquidos dieléctricos basados en ésteres vegetales. Las pruebas han supuesto el descarte de algunas de las alternativas consideradas, la realización de nuevas variaciones en el diseño y la consideración de nuevos materiales.
- Arteche está explorando alternativas metálicas a la tradicional resina para los bloques de bornes secundarios en los transformadores de medida de alta tensión. La solución propuesta presenta múltiples ventajas como materiales más amigables con mayor reciclabilidad, mejora de las prestaciones mecánicas y de estanqueidad, menor consumo de energía en el proceso productivo, mayor versatilidad para adaptarse a los requisitos de mercado, reducción de costes unitarios y menor impacto ambiental. Tras la validación de prototipos y órdenes de fabricación controladas se continuará con la implantación en toda la gama de producto paulatinamente.

Por otra parte, General Electric, Ingeteam y ZIV han seguido un enfoque diferente y partirán del análisis ambiental de sus sistemas de protección y control para orientar en el marco del propio proyecto las estrategias de ecodiseño a adoptar. Algunos de los aspectos que han salido como resultado de las primeras evaluaciones están relacionados con la utilización de materiales alternativos con mayor reciclabilidad y reusabilidad, alargamiento de la vida útil de los equipos, optimización del proceso productivo, facilitación del mantenimiento y del desmontaje, y la mejora de los embalajes y espumas protectoras, etc.

El hecho de abordar la reducción de impactos ambientales desde dos enfoques diferentes ha propiciado flexibilidad a los socios del proyecto en cuanto a la forma de abordar la implementación del ecodiseño en sus centros. En este sentido, la conexión entre los desarrollos de los equipos NEOSUB viene dada por la utilización de la metodología de análisis común, desarrollada por IK Ingeniería, para la evaluación del impacto ambiental y económico. Dicha metodología se utiliza para analizar el éxito de las estrategias de ecodiseño adoptadas a través de la comparación de los impactos del equipo antes y después de la introducción de las modificaciones. Asimismo, los resultados de impacto obtenidos en la evaluación individual de los equipos serán vitales para llevar a cabo el análisis del impacto ambiental y económico de la subestación en su conjunto.

## PRÓXIMOS PASOS

Como próximos retos a abordar en el proyecto se incluye el continuar trabajando en el análisis y selección de las estrategias de ecodiseño de aplicación a los equipos y a la subestación, el definir qué se entiende como “best in class” en el marco del proyecto NEOSUB, el elaborar una herramienta de ecodiseño de subestaciones eléctricas robusta y que incluya la evolución tecnológica, el transmitir a la cadena de valor los éxitos de los trabajos realizados y el ganar en reconocimiento en el mercado.

## CONCLUSIONES

NEOSUB pretende consolidar un mecanismo de evaluación económica y ambiental que sea implementado y reconocido en el ámbito de las subestaciones eléctricas y los equipos que la componen. Asimismo, dicho mecanismo permitirá validar la distintividad ambiental de aquellos equipos y subestaciones que hayan realizado más progresos en materia de ecodiseño. El mecanismo en desarrollo impulsará la implantación de procesos de mejora continua, traccionará la cadena de valor de las redes eléctricas y distinguirá aquellos desarrollos que presenten un carácter ambiental diferenciador.

Gracias al carácter innovador del proyecto y del enfoque adoptado, al marco de ejecución favorable propiciado desde Gobierno Vasco y al potente consorcio encargado de su ejecución, en NEOSUB se esperan obtener resultados de impacto que fomenten el posicionamiento de la CAPV como polo de competitividad e innovación y contribuyan a la consecución de los retos ambientales planteados.

La página web del proyecto ([www.clusterenergia.com/neosub](http://www.clusterenergia.com/neosub)) proporciona información sobre la motivación del mismo, sus objetivos y el consorcio, así como noticias relacionadas con la temática del proyecto.

## AGRADECIMIENTOS

El proyecto NEOSUB está financiado por el Departamento de Desarrollo Económico e Infraestructuras del Gobierno Vasco (Programa HAZITEK) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), con expediente ZE-2018/00033.

## REFERENCIAS

- [1] Comisión Europea, <https://ec.europa.eu/jrc/en/research-topic/sustainable-product-policy> (10 septiembre 2019)
- [2] 28/11/2018 – COM (2018) 773 – Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra.
- [3] Directiva 2009/125/CE por la que se instauro un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.
- [4] European Union, 2030 climate & energy framework, [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en)
- [5] RIS3 Euskadi, <https://www.spri.eus/es/ris3-euskadi/>
- [6] ISO 14040:2006. Gestión ambiental – Análisis del ciclo de vida – Principios
- [7] UNE-EN 60300-3-3:2017 - Gestión de la confiabilidad. Parte3-3 Guía de aplicación. Cálculo del coste del ciclo de vida
- [8] ISO 14044:2006. Gestión ambiental – Análisis del ciclo de vida – Requisitos y directrices

# INCORPORACIÓN DE ASPECTOS CLAVES DE LA CIUDAD EN UN MODELO LOCAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

Ariadne Serrano, Asesor, AVEol

**Resumen:** En este trabajo se pretende explicar las relaciones entre los elementos urbanos que podrían ser modificados en cada ciudad según sus características diferenciadoras en cuanto a diseño urbano y movilidad y las variables de oferta y demanda del balance energético, con la finalidad de evaluar el impacto en los indicadores que reflejen una planificación energética, enmarcada en los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Se desarrolla el modelo en una herramienta que permita evaluar las estrategias en el año horizonte a través de la simulación de escenarios. El modelo pretende servir de apoyo a las autoridades locales en el desarrollo de iniciativas que apunten a la sostenibilidad de la ciudad.

**Palabras clave:** Desarrollo Sostenible, Ciudades Sostenibles, Energías Renovables, Energía, Planificación Energética

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo al reporte del Banco Interamericano de Desarrollo Sostenibilidad Urbana en América Latina y el Caribe (BID,2011), en Latinoamérica el 80% de la población habitaba en ciudades para el 2010 y se estima llegará al 89% en el 2050, según proyecciones de la Organización de Naciones Unidas (ONU)

El consumo de energía en las ciudades proveniente del uso del transporte y del uso de la electricidad de los diferentes sectores: residencial, comercial e industrial, son los que representan el mayor aporte a la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, principalmente el dióxido y monóxido de carbono causantes del efecto invernadero

En este sentido las autoridades locales tienen un papel protagónico-como se señala en el capítulo 28 de la Agenda 21 en cuanto al fortalecimiento de los grupos principales- en la gestión de la energía de las ciudades direccionado por las políticas nacionales y apuntando a los Objetivos del Desarrollo Sostenible ODS, principalmente el OD7, OD11 y OD13 asociados a energía sostenible (figura 1).



Figura 1. ODS asociados a energía sostenible.

Por otra parte, la planificación energética centralizada y basada principalmente en combustible fósiles ha resultado en inequidades, deuda externa y degradación del ambiente, por lo que se propone planificación descentralizada, ya que la autoridad local está más cerca de los ciudadanos y permite impulsar su actuación.

Adicionalmente, cada ciudad tiene sus características diferenciadoras en cuanto al diseño urbano y movilidad que influyen en el consumo final de la energía y por ende en las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este trabajo se expondrá la planificación energética a través de un modelo local que pretende explicar las relaciones entre los elementos urbanos que podrían ser modificados en cada ciudad con la finalidad de evaluar el impacto en los indicadores que reflejen una planificación energética sostenible, a través de la simulación de escenarios.

## PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

La Planificación energética sostenible se puede definir como el proceso en el cual se establecen los posibles escenarios que logren el balance de energía presente y futuro cumpliendo con los objetivos económicos, sociales y ambientales (Farhad ,2010)

Para medir dichos objetivos se han tomado como referencia, los indicadores que han propuesto 4 organismos internacionales más reconocidos en el área de energía sostenible: Agencia Internacional de Energía atómica (AIEA,2005), Consejo Mundial de energía (WEC, 2017), Organización Latinoamericana de Energía (OLADE,2018) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID,2011), a través de su programa de Ciudades Emergentes Sostenibles.

Combinando los enfoques de los 4 organismos, se puede concluir que para cumplir con los 3 objetivos principales a saber 1) cobertura del servicio en el ámbito social, 2) uso de los recursos en el ámbito ambiental y 3) uso de la energía en el ámbito económico, se resumen en 6 indicadores básicos: (figura 2).

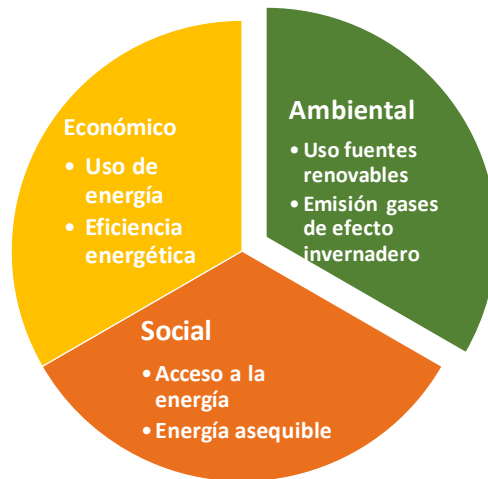


Figura 2. Indicadores de Energía Sostenible.

1. Uso de fuente renovables: el potencial de energía renovable varía en función de la localización geográfica y está asociada a la disponibilidad del recurso: eólico medido en velocidad del viento(m/seg), solar medido en irradiación (kWh/m<sup>2</sup>), hidroenergético determinado por el caudal (m<sup>3</sup>/s) y la caída del agua (metros).
2. Emisión de gases de efecto invernadero: calculado en función de los parámetros del Grupo intergubernamental de expertos (IPCC, 2006) como cantidad de emisiones de gases específicos que contribuyen al calentamiento global, siendo el más representativo el dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, medido en toneladas emitidas a la atmósfera.
3. Uso de la energía: representa la cantidad de energía consumida por cada sector: transporte, industria, residencial y comercial. Como suele variar por tipo de combustible, se intenta llevar a una sola unidad calórica (joule o barriles de petróleo equivalente) para realizar el balance energético.
4. Eficiencia energética: es la relación entre la energía consumida y la energía producida, es adimensional y puede ser determinada para cada sector de consumo. También se utiliza la Intensidad energética que mide la relación del uso de la energía sobre el producto interno bruto (BEP/PIB).
5. Acceso a la energía, se suele simplificar como la cantidad de conexiones a los diferentes servicios de energía, generalmente gas y electricidad que satisfacen las necesidades de cocción, iluminación, climatización en los hogares o de energía mecánica para la industria. Aunque se supone que la energía cumple con los requerimientos de los usuarios, se puede agregar otros indicadores que midan la confiabilidad del servicio (frecuencia y duración de fallas) y calidad del producto (cumplimiento de estándares)
6. Energía asequible: está relacionada a poder pagar por el servicio por lo que suele representarse por la tarifa del mismo.

## PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA LOCAL

De los seis (6) indicadores principales de la planificación energética sostenible descritos, los primeros cuatro (4): uso de fuente renovables, emisión de gases de efecto invernadero, uso de la energía y eficiencia energética, pueden ser gestionados a nivel local ya que están referidos a aspectos tecnológicos, políticos y de sensibilización a la ciudadanía. Sin embargo, en los dos (2) últimos accesibilidad y asequibilidad de la energía, las autoridades locales tienen muy poca injerencia, ya que están asociados a aspectos de la política y economía a nivel nacional, por lo que no serán incluidos en la modelación.

Por otra parte, sí están concebidos dentro de la planificación urbana bajo responsabilidad de la autoridad local, otros dos (2) de los aspectos más relevantes de la ciudad: 1) la densidad de población (Lariviere,1999) y 2) la movilidad (Banister, 1997) que inciden tanto en el consumo de energía en el sector residencial como en el transporte y por ende impactan en la emisión de gases de efecto invernadero (Creutzig, 2015).

La relación entre el diseño de la ciudad y el transporte impactan en el consumo de energía por persona, por lo que se observa en la figura 3 como variables externas al modelo de demanda en el balance energético de la misma manera que la eficiencia energética.

El otro indicador potencial de recursos renovables se muestra como variable externa de entrada al modelo de oferta, el cual a través del proceso de generación de electricidad puede modificar la emisión de gases.

Como se observa en la figura 3, los 6 indicadores están interrelacionados y apuntan todos finalmente a las emisiones de gases de efecto invernadero como variable de salida y que será el indicador principal para evaluar los escenarios.

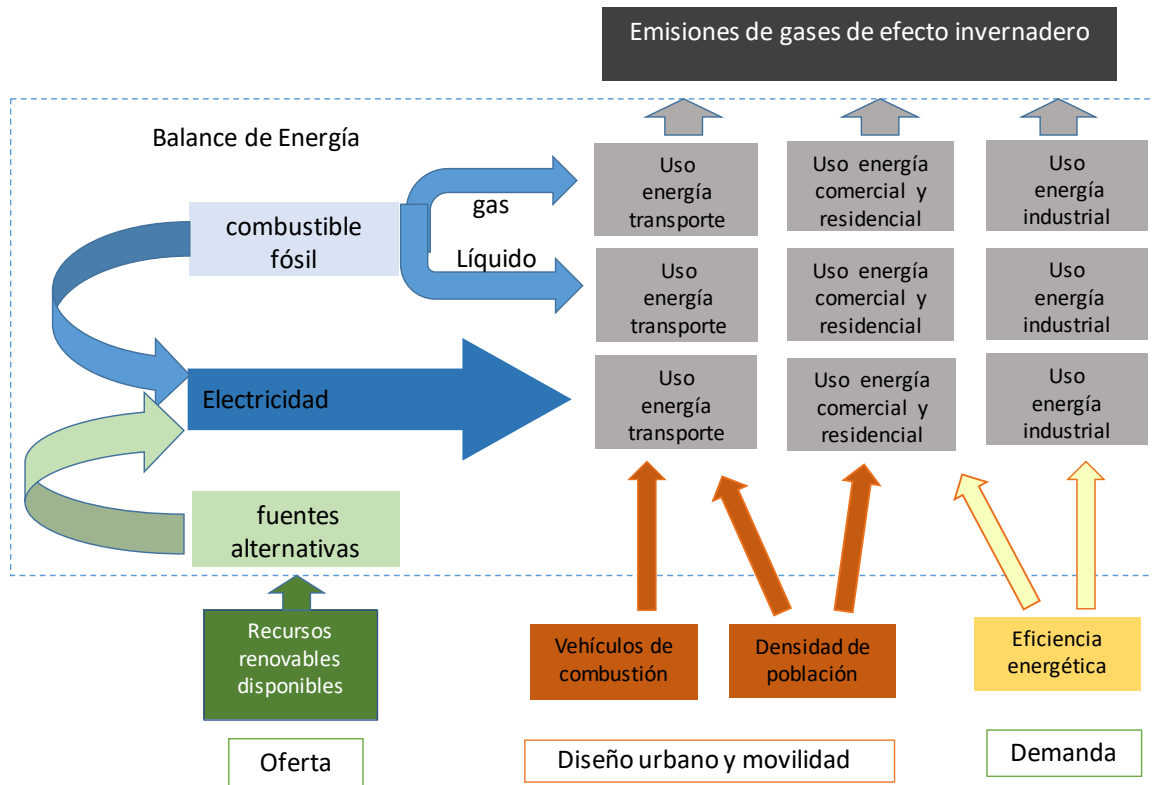


Figura 3. Elementos a considerar en la planificación energética local sostenible.

## DISEÑO DEL MODELO

### Características

El modelo cumple con las siguientes características (Van Beck,2003):

- El propósito específico se dirige a la evaluación de los impactos económicos, sociales y ambientales a través de los indicadores de desarrollo sostenible mencionados anteriormente, específicamente uso de la energía, uso de fuente renovables, eficiencia energética y emisión de gases de efecto invernadero. Si bien se realizará un balance energético actual y futuro, el énfasis está en el impacto de los aspectos relevantes de la ciudad en dichos indicadores.
- La estructura del modelo contiene variables endógenas en la oferta y demanda de energía y variables exógenas que corresponden a los aspectos claves de la ciudad: vehículos de combustión y densidad de población.
- La aproximación analítica es de abajo hacia arriba (bottom up) ya que se construye a partir de data desagregada para analizar la situación actual y futura.
- La predicción de la situación futura es de carácter exploratorio, donde a través de la simulación de escenarios se evalúan las diferentes intervenciones en la ciudad, lo que ayudaría a la autoridad local en su proceso de decisiones en las políticas energéticas locales.
- Se realiza una simulación de los posibles escenarios futuros en función de los posibles valores de las variables exógenas, principalmente densidad de población y uso de vehículos motorizados y no motorizados.
- La cobertura geográfica se limita a una ciudad o conjunto de municipios o comunidades locales autónomas.
- El horizonte temporal planteado es largo plazo o año horizonte. Si bien las autoridades locales suelen gobernar por periodos de corto plazo, la planificación energética debe ser prevista como un lineamiento continuo para garantizar eficacia en los resultados.

### Simulación

El área de estudio corresponde a una ciudad típica identificada como intermedia-entre 200mil y 2millones de habitantes, en la Tabla I se muestran las variables del modelo con valores de referencia para el año base.

Variable	Tipo	Unidad	Valor referencia
Emisión de gases	Salida	Toneladas CO2	6,5 ton CO2 per cápita
Uso energía transporte	Intermedia	Barriles de petróleo equivalente	98% gasolina, diésel 2% gas
Uso energía residencial y comercial	Intermedia	Barriles de petróleo equivalente	78% electricidad 13% gas 9% gasolina, diésel
Uso de energía industrial	Intermedia	Barriles de petróleo equivalente	40% electricidad 34%gas 26% gasolina, diésel
Vehículos de combustión	Entrada externa	Cantidad de unidades	2% transporte público 100% vehículos combustión
Densidad de población	Entrada externa	Habitantes por Ha	Desde 200hab/ha hasta 400hab/ha
Eficiencia energética	Entrada externa	MWh	2800kWh per cápita anual
Potencial energía renovable	Entrada externa	MW	Solar >2000kWh/m2 año Eólico 6m/s promedio

Tabla I. Variables del modelo local de planificación energética sostenible.

Se toma como potencial de energía renovable solo solar y eólica ya que son recursos que están disponibles en la mayoría de las ciudades del país, no así el potencial hídrico, maremotriz o geotérmico que depende de la localización, ni tampoco de la biomasa o biogás asociados a procesos agrícolas o gestión de residuos sólidos que es un tema de bastante complejidad y debe ser analizado por separado

El ahorro de energía por campañas de concientización se ha estimado entre 3%-4% de disminución de la energía eléctrica de acuerdo al Plan de Desarrollo del Sistema eléctrico Nacional PDSN 2013-2019 del Ministerio de Energía Eléctrica MPPEE

En cuanto al aumento densidad de la población, se ha evidenciado entre un 5% a un 7% de reducción en el consumo de energía, según resultados de un estudio realizado en varias ciudades de Quebec, Canadá (Lariviere, 1999).

## Análisis de escenarios

Los escenarios futuros están en función de las acciones que puedan ser ejecutadas por la autoridad local. En este sentido se plantean los siguientes escenarios:

Escenario 1. Replanteamiento urbano, modificando los usos de la tierra y densidad urbana en las Ordenanzas de Zonificación con la finalidad de disminuir la cantidad de viajes dentro del área e impulsar ordenanza sobre calidad térmica de las edificaciones tomando la envolvente de la edificación en base a la zonificación bioclimática y la integración de elementos arquitectónicos y materiales de construcción (Salazar, 2015)

Escenario 2: Mejora de la eficiencia energética. Promover el ahorro de energía de la población a través de campaña de concientización para modificar los hábitos de consumo. También incluir planes sustitución del alumbrado público por nuevas tecnologías.

Escenario 3: Redefinición de la movilidad, impulsando el uso de medios no motorizados (bicicletas), desarrollando alianzas con el sector privado para el aumento de flota de transporte público y generando políticas e incentivos a promotores de vehículos eléctricos, así como implementar la modalidad de auto compartido como complemento de taxis.

Escenario 4: Aprovechar potencial de fuentes renovables, apoyando a inversionistas interesados en autogeneración o generación distribuida con energías renovables basado en la nueva propuesta de Ley eléctrica, que permitirá la participación privada en el servicio eléctrico

Las variables se modifican en función de las expectativas de acuerdo a experiencias obtenidas en otras ciudades. A partir de los resultados de cada Escenario se compara la emisión de dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, observando cuál presenta la mayor contribución de manera de proceder posteriormente a los análisis de factibilidad detallados en función de los costos e implementación de los mismos.

## CONCLUSIONES

Las autoridades locales tienen mayor oportunidad de contribuir con la sostenibilidad energética en su área de responsabilidad si cuentan con una planificación energética que le permita dirigir los pocos recursos que estén a su alcance, así como también contar con un respaldo técnico que facilite el otorgamiento de financiamientos de entes multilaterales.

Las variables que se toman para la simulación son datos que existen en la mayoría de las ciudades y están a la disposición de las autoridades locales

Si bien la política energética está definida a nivel de país, las autoridades locales pueden motorizar acciones a través de:

1. Actualización del Plan de ordenamiento Urbano local PDUL y Ordenanzas de Zonificación, así como desarrollar nuevas ordenanzas, como por ejemplo la "Ordenanza sobre Calidad Térmica en Edificaciones en el Municipio Maracaibo"
2. Desarrollo de Alianzas Público-Privadas APP, para ello BID LAB apoya con un portafolio flexible de instrumentos de financiamiento, alta tolerancia al riesgo y gran capacidad de movilizar recursos de terceros a las ciudades de América Latina y El Caribe.
3. Incentivar empresas privadas a invertir en tecnologías para el uso de carros eléctricos, como por ejemplo las estaciones de la empresa Volta Charging (USA) donde los conductores no pagan por el uso de la estación ni por la energía eléctrica ya que el punto de recarga se financia con publicidad.
4. Permitir los negocios de "car sharing", como es el caso de Hertz ha lanzado su club de car sharing Hertz on Demand en Sydney, Australia. Los miembros tendrán acceso las 24 horas del día los 7 días de la semana a toda una flota de vehículos repartidos alrededor de la ciudad, donde estarán disponibles a través de la web.
5. Coordinar con la compañía de servicio eléctrico local la implementación de paneles fotovoltaicos en edificaciones que puedan ser conectadas a la red, así como los convenios con productores independientes de energía IPP que desarrollen pequeñas plantas eólicas para grandes centros comerciales, hoteles o edificios de oficinas.



## REFERENCIAS

- [1] Banister, D. (1997) Sustainable cities: transport, energy, and urban form Environment and planning, 24, pp 125-143
- [2] BID (2011) Sostenibilidad Urbana en América Latina y el Caribe. Oficina de relaciones externas del BID
- [3] Creutzig, F. (2015) Global typology of urban energy use and potentials for an urbanization mitigation wedge. Proceedings of the National Academy of Sciences, vol 112, pp 6283-6288.
- [4] Farhad, D. (2010) Applications of local energy indicator in municipal energy planning: a new approach towards sustainability, ACEEE Summer Study on Efficiency in Buildings pp 1148-1159
- [5] IAEA (2005) Energy Indicators for sustainable development. Agencia Internacional de Energía Atómica, abril 2005.
- [6] Lariviere, I. (1999) Modelling the electricity consumption of cities: effect of urban density. Energy Economics, 21, pp 53-66
- [7] OLADE (2018) Panorama energético de América Latina y el Caribe. OLADE, Diciembre 2018
- [8] Van Beck (2003) A New Decision support method for local energy planning in developing countries. Tilburg Center, Center for Economic Research
- [9] WEC (2017) Energy Trilemma Index 2017. World Energy Council
- [10] Salazar, J. Indicadores energéticos en Porlamar en base al comportamiento térmico del material de construcción en zona bioclimática, Tesis Doctoral Universidad Simón Bolívar, Enero 2015

# LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE COMO COLUMNA VERTEBRAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: NUEVOS AGENTES Y SERVICIOS, ELEMENTOS, INVERSIONES Y REGULACIÓN

**Jaime Menéndez Sánchez**, Investigador, Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad y Deusto Business School  
**Jorge Fernández Gómez**, Investigador Sénior y Coordinador del Lab de Energía, Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad y Deusto Business School

**Resumen:** Las redes inteligentes de electricidad jugarán un papel capital en las políticas orientadas a la consecución de los objetivos energéticos y climáticos marcados por la UE y, en España, por el PNIEC. Para comprender dicho rol en un contexto de elevados niveles de penetración de recursos energéticos distribuidos y de nuevas formas de consumo, se señalan los aspectos más relevantes del PNIEC en relación con cuatro aspectos clave para las redes inteligentes: el papel que jugarán los distribuidores de energía eléctrica; los elementos esenciales de las redes inteligentes; las inversiones necesarias para desarrollar redes inteligentes de distribución plenamente funcionales; y la necesidad de esquemas regulatorios que faciliten la inversión en I+D.

**Palabras clave:** Redes inteligentes, PNIEC, Transición Energética, Inversión, Distribuidor, Retribución, RIIO, Innovación

## INTRODUCCIÓN

La Comisión Europea (CE) indicó la importancia de las redes eléctricas inteligentes en la política energética y climática actual de la Unión Europea en la Comunicación *“A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy”*, en noviembre de 2018. En ella, la CE señaló que “el sistema energético del futuro integrará los sistemas y mercados de electricidad, gas natural, climatización y movilidad, con redes inteligentes que pondrán a los ciudadanos en el centro” [1]. La relevancia de las redes para la transformación del sistema energético tiene reflejo en el caso de España en el borrador de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) presentado a la CE en febrero de 2019 [8], pero existen desafíos que deberán superarse para aprovechar su potencial. Un estudio reciente de Orkestra titulado *“Las redes inteligentes y el papel del distribuidor de energía eléctrica”* [4], publicado en mayo de 2019, analiza aspectos clave para el desarrollo de las redes inteligentes y su rol en el contexto de la transición energética. En este artículo se exponen las principales conclusiones de ese trabajo y se relacionan con las directrices y retos de la política energética en España para la próxima década.

## EL ROL DE LAS REDES INTELIGENTES DENTRO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA

Se prevé que las inversiones en redes eléctricas y la electrificación de la economía supongan un 18% del volumen total de inversiones que contempla el PNIEC entre 2021 y 2030. Sin embargo, el impacto de las redes dentro de este plan es mucho más profundo. La mayor electrificación de la economía y la integración de recursos energéticos distribuidos a gran escala (el PNIEC marca como objetivos alcanzar un 74% de generación de energía eléctrica renovable, 2,5 GW de almacenamiento en baterías y 5 millones de vehículos eléctricos [8]) implicarán flujos de electricidad bidireccionales, intermitentes y descentralizados. Esta nueva realidad física y operativa requerirá una profunda transformación de las redes de distribución de energía eléctrica para garantizar un suministro eléctrico seguro y fiable.

Por su transversalidad dentro del sistema eléctrico, al afectar a todas las partes de la cadena de valor, disponer de redes eléctricas flexibles y resilientes resultará clave para alcanzar los objetivos de electrificación de la economía del PNIEC. Estos objetivos abarcan desde integrar la generación distribuida y otros recursos energéticos (como los dispositivos de almacenamiento) hasta fomentar la participación activa de los consumidores en el sistema energético y la eficiencia energética y desarrollar y acomodar nuevos agentes (p. ej., agregadores de energía) y servicios (p. ej., servicios de flexibilidad y de gestión de los sistemas distribuidos de generación-consumo). Por otra parte, el desarrollo de redes inteligentes permitirá capturar sinergias con otros sectores industriales (p. ej., electrónica de potencia, almacenamiento, automoción) y crear nuevos empleos (el PNIEC estima que se podrían crear entre 23.000 y 44.000 empleos al año directamente relacionados con el desarrollo de las redes).

Por ello, el PNIEC apunta a la necesidad de continuar dando prioridad a las redes en los esfuerzos de I+D+i, resaltando expresamente que los proyectos de redes inteligentes estuvieron entre 2014 y 2016 entre los que mayor financiación pública recibieron. En la misma línea, el Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020

indica que las redes inteligentes suponen uno de los campos en los que las actividades de I+D+i tienen carácter transversal [7]. Dicha transversalidad es importante por su efecto tractor y sus implicaciones sobre otras políticas. El mismo PNIEC, por ejemplo, sitúa las redes inteligentes como un elemento relevante dentro de las estrategias de especialización inteligente (RIS3), y el EIT [3] considera que las redes inteligentes facilitarán el desarrollo de la economía circular en el sector energético a través de la electrificación de usos de la energía como la climatización o el transporte.



Figura 1. Combinación de factores de cambio que inducen la descentralización de la red eléctrica.

La suma de políticas orientadas hacia las redes supone una presión “desde arriba” sobre el sistema energético por parte de todos los niveles administrativos (local, regional, estatal y europeo) (Figura 1). Por otro lado, los cambios en el comportamiento de los consumidores y la creciente concienciación medioambiental ejercen presión “desde abajo”. Por esta razón resulta esencial alinear la estrategia de transición energética con los intereses de los consumidores finales, ya que el apoyo social será clave para el éxito de un proceso de transición energética. El resultado de estas dinámicas dará lugar a una mayor penetración de recursos energéticos distribuidos y al aprovechamiento de las tecnologías existentes y en desarrollo (p. ej., digitalización y automatización). La consiguiente descentralización de los recursos energéticos y la digitalización y automatización de procesos se traducirán en el desarrollo de nuevas formas de consumo (p. ej., sistemas de autoconsumo) y en la aparición de nuevos agentes y servicios (p. ej., agregadores independientes). Esta profunda transformación, centrada en los consumidores, tendrá como hilo conductor las redes inteligentes de electricidad.

## EL DISTRIBUIDOR COMO FACILITADOR DE NUEVOS SERVICIOS ENERGÉTICOS

Garantizar la seguridad del suministro de energía en el futuro es uno de los grandes objetivos del PNIEC. Este objetivo se aborda, al igual que la reducción de la dependencia energética y la maximización de la diversificación energética, desde dos planos. Por un lado, incrementar la resiliencia del sistema energético nacional frente a limitaciones e interrupciones del suministro, asegurando una gestión eficiente de las redes inteligentes, en coordinación con todos los agentes implicados. Por otro lado, el PNIEC llama también a aprovechar las posibilidades de las nuevas tecnologías (eléctricas, digitales, etc.) para incrementar la flexibilidad del sistema, involucrando tanto a la oferta como a la demanda de energía [8].

En este contexto, el papel que jugarán los distribuidores será clave. Su principal objetivo seguirá siendo garantizar la operación eficiente y segura del sistema de distribución inteligente. Adicionalmente, el papel que juegan en la actualidad como operadores de las redes de distribución deberá adaptarse gradualmente a la nueva realidad física, debiendo facilitar tanto la integración a gran escala de recursos energéticos distribuidos como la provisión de nuevos servicios a los consumidores y el desarrollo de mercados locales competitivos de capacidad y energía.

El distribuidor será responsable de la planificación y el desarrollo de las infraestructuras necesarias para implementar las redes inteligentes y de adaptarlas a la evolución de la demanda y al ritmo de penetración de los recursos energéticos distribuidos. Deberá, además, gestionar de forma activa un sistema de distribución de energía inteligente (con un elevado nivel de automatización en los procesos de operación) y complejo (con flujos bidireccionales y desequilibrios locales entre demanda y generación). El modelo tradicional de despacho de la generación para “seguir a la demanda” cambia cuando esta es también capaz de “seguir a la generación”. La operación de las redes de

distribución inteligentes implica gestionar de forma conjunta tanto la capacidad de generación como la capacidad de gestión de la demanda, en coordinación con el gestor de la red de transporte.

Las nuevas formas de gestionar la distribución y la diversidad de situaciones operativas a las que se enfrentarán las redes (p. ej., desequilibrios entre demanda y generación en nodos locales, flujos bidireccionales, etc.) darán lugar a la demanda de nuevos servicios de flexibilidad -conceptualmente similares a los servicios complementarios en el ámbito de la red de transporte- que permitan optimizar los activos y el sistema de distribución en conjunto. El distribuidor se convertirá, de esta manera, en un facilitador de mercados locales de la flexibilidad que ofrece la capacidad de modulación de la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento de energía y la demanda.

El desarrollo de los mercados locales de capacidad y energía, con precios que reflejen el valor de la capacidad y la energía en los distintos nodos de la red de distribución y en cada momento, inducirá el despliegue de nuevos activos energéticos distribuidos y favorecerá la aparición de nuevos agentes (p. ej., agregadores independientes) que ofrezcan servicios innovadores a los consumidores (particularmente, los prosumidores) relacionados con la gestión en el mercado de las carteras de generación-consumo.

Además, el gestor de la red de distribución deberá gestionar, de manera neutral frente a todos los usuarios de la red y frente a todos los participantes en el mercado, los flujos de información y de comunicaciones que se generen en las redes inteligentes y que potenciarán la competencia en el mercado mayorista y en los mercados locales de energía y capacidad.

## DESARROLLO DE LAS REDES INTELIGENTES

El PNI EC prevé un aumento del PIB español entre 19.300-25.100 M€ al año, sustentado en los efectos de “nueva inversión” (impulso económico a lo largo de las cadenas productivas) y “cambio energético” (impulso económico derivado del ahorro energético y la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables) [8]. Para obtener estos resultados, se contemplan inversiones por valor de 236.124 M€ entre 2021 y 2030, de las cuales el 18% (41.846 M€) corresponden a las redes eléctricas y a la electrificación de la economía [8]. Este orden de magnitud está en línea con las estimaciones realizadas por el IPCC [5], que prevé un esfuerzo inversor necesario del 2,5% del PIB mundial entre 2016 y 2035 para alcanzar la neutralidad en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La captura de todos los beneficios potenciales ligados al pleno despliegue de redes inteligentes será posible si se dispone de un modelo de red inteligente adecuado, si se diseñan planes realistas para un despliegue eficiente de todas las inversiones necesarias y, finalmente, si existe un esquema de incentivos adecuado para que se lleven a cabo las inversiones necesarias.

## Caracterización de las redes inteligentes - Proyecto y metodología

Las redes inteligentes abarcan toda la cadena de valor de la electricidad y su desarrollo requerirá la participación de todos los actores involucrados en la misma. Sin embargo, la ausencia de una concepción común sobre las redes inteligentes puede representar una barrera a la hora de definir estrategias robustas y eficaces para su desarrollo, pudiendo reducirse de esta manera el impacto positivo esperado de las nuevas redes.

En los últimos años hemos asistido a un esfuerzo en distintas partes del mundo por homogeneizar y estandarizar los principales conceptos sobre los que se sustentan las redes inteligentes de energía eléctrica. En un reciente trabajo de Orkestra [4] se aborda una revisión de los principales avances conceptuales relativos a la definición de las redes inteligentes de energía eléctrica, con el objeto de desarrollar un esquema simplificado, didáctico y actualizado de las redes inteligentes de distribución, que pueda utilizarse para contribuir a una concepción común y ser empleado por los agentes para realizar análisis posteriores. Para ello, se identifican algunas características básicas de las redes inteligentes plenamente funcionales: (a) cubren toda la cadena de valor del suministro de electricidad, desde cada punto de generación hasta cada punto de consumo; (b) hay una elevada presencia de recursos energéticos distribuidos (generación renovable, almacenamiento, vehículos eléctricos, etc.); (c) existen flujos bidireccionales de energía e información; (d) los sistemas avanzados de comunicaciones son transversales; y (e) permiten la participación activa del consumidor en el sistema.

De acuerdo con lo anterior, pueden agruparse todos los elementos esenciales de una red inteligente de distribución en cinco bloques (Figura 2): (1) infraestructura de medición avanzada (AMI), que proporciona información sobre y para usuarios y el sistema; (2) sistemas avanzados de comunicaciones, para transmitir información y ejecutar procesos en tiempo real; (3) extensión y mejora de la automatización de la distribución hasta el nivel de la baja tensión; (4) centros de transformación inteligentes que facilitan la integración eficiente de los recursos energéticos distribuidos; y (5) redes de área locales y domésticas orientadas a optimizar el comportamiento de los consumidores.

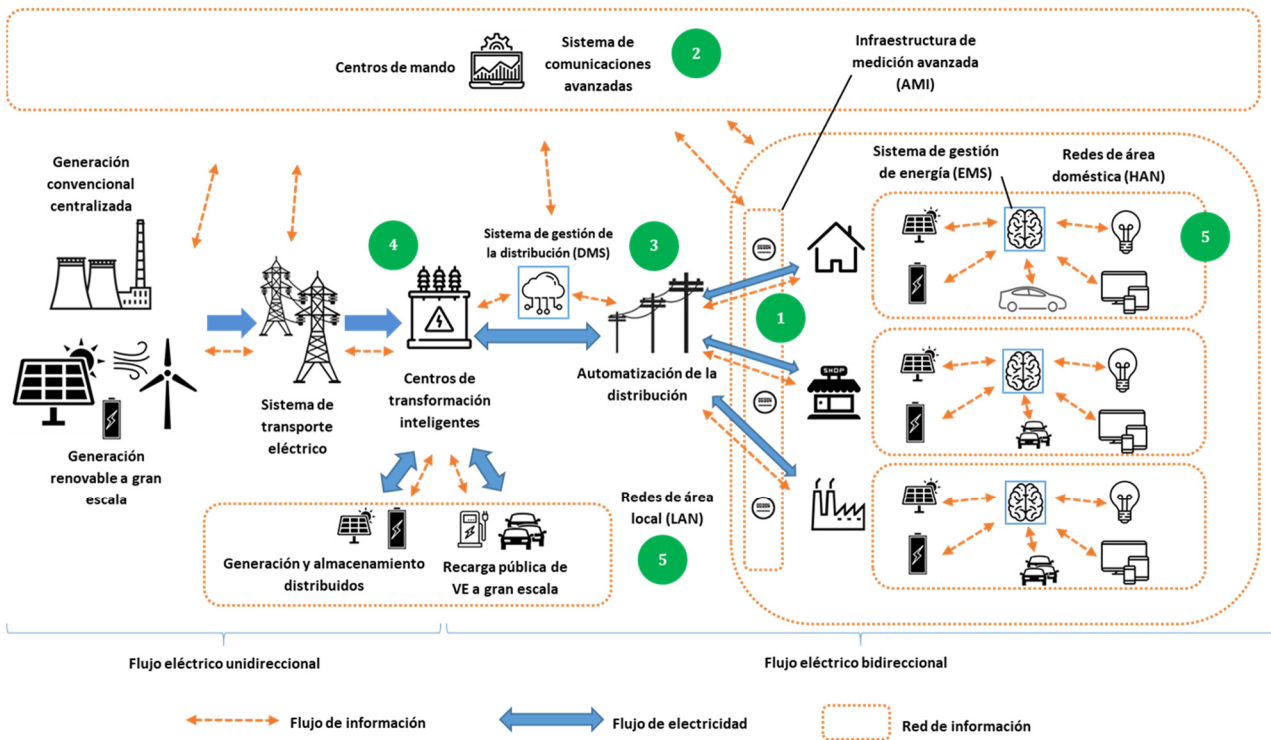


Figura 2. Esquema simplificado de una red inteligente tipo.

## Inversiones necesarias para el desarrollo de redes inteligentes - Resultados

En el estudio de Orkestra [4] se analiza el coste de desarrollo de una red de distribución de energía eléctrica inteligente plenamente funcional en el País Vasco en el horizonte 2050 y en tres fases (Figura 3), utilizando como base la metodología empleada por EPRI [2] y adaptando el ejercicio a la configuración genérica de las redes de distribución que existen en Europa (y España). A lo largo de las tres fases de desarrollo de la red inteligente, solapadas en algunos periodos, se va incrementando progresivamente la complejidad de la misma, a medida que avanzan la penetración de los recursos renovables y los vehículos eléctricos, el nivel de automatización de las líneas, la capacidad de transformación inteligente o los sistemas de gestión de la demanda.

En el estudio de Orkestra [4] se identifican 17 elementos principales de costes, cada uno de ellos a su vez asociado a uno de los 7 inductores de costes identificados: número de subestaciones, número de líneas de alimentación o *feeders*, número de clientes, número de transformadores, capacidad de generación renovable (solar y eólica) distribuida, la capacidad de almacenamiento distribuido y número de vehículos eléctricos. Como resultado del ejercicio se obtiene un valor agregado total de inversión de 2.034 M€ o unos 68 M€/año (en promedio y en términos corrientes) en el periodo 2020-2050 para el desarrollo de una red de distribución inteligente plenamente funcional en el País Vasco.

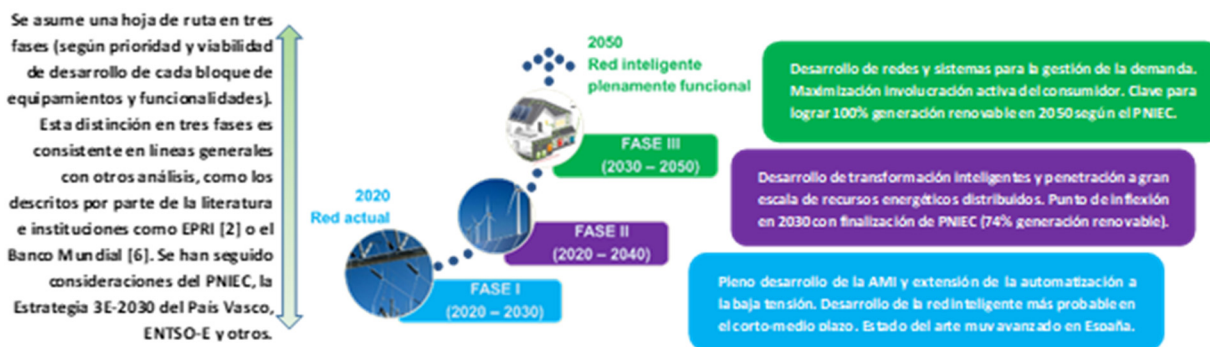


Figura 3. Fases de inversión progresivas para el desarrollo de una red inteligente tipo.

## Un modelo de regulación adecuado para el desarrollo de redes inteligentes

La necesidad de realizar fuertes inversiones en los próximos años para avanzar en la sensorización, digitalización y automatización de equipamientos y procesos operativos que faciliten la integración de grandes volúmenes de recursos energéticos distribuidos, así como el desarrollo de la figura del prosumidor y de mercados locales de energía y capacidad, supone un gran reto. Para el caso de España, el PNIEC contempla que un 20% de las inversiones necesarias sean realizadas por el sector público (con un 5% proveniente de fondos europeos), mientras que el 80% restante se espera que sea realizada por el sector privado [8].

Para que este flujo de inversiones se materialice, resulta esencial que el modelo retributivo y regulatorio genere incentivos adecuados para atraer y canalizar la inversión privada hacia aquellas áreas prioritarias para el desarrollo de redes inteligentes en cada momento. Esto supone implantar esquemas de regulación que permitan superar las barreras a la inversión que suponen los riesgos ligados a la innovación (principalmente, de obsolescencia de la tecnología empleada antes de que finalice el periodo de amortización) y alcanzar economías de escala y de red significativas. Deberá regular, también, aspectos relacionados con las responsabilidades de los distintos agentes usuarios de las redes de distribución y las nuevas formas de utilización de las redes (por ejemplo, autoconsumo, desarrollo de microrredes, etc.).

Los nuevos modelos de regulación basados en resultados (*output- o performance-based models*), como el modelo RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), implementado por el regulador británico Ofgem en el Reino Unido ofrecen pistas sobre cómo avanzar en este sentido. El modelo RIIO pone especial énfasis en los resultados de las empresas reguladas a lo largo de distintas dimensiones (p. ej., calidad del servicio, eficiencia operativa, parámetros medioambientales) y en esquemas de incentivos a la inversión en I+D aplicada y en tecnologías y procesos innovadores (que, además, contribuyan a los objetivos de descarbonización) y a la operación eficiente de las redes.

El análisis del esquema RIIO (ver [4]) permite identificar algunos elementos de un modelo de regulación adecuado para fomentar la inversión en redes inteligentes: (1) la definición de periodos regulatorios largos que permitan poner en marcha planes de negocio ambiciosos y no sujetos a la presión de obtener resultados en el muy corto plazo; (2) el énfasis en incentivos a la eficiencia relativos a los costes totales (no solo *opex*) de las empresas, para evitar niveles no deseados de capitalización de los costes; (3) la implementación de esquemas de incentivos que repartan de forma adecuada los costes y beneficios entre empresas reguladas y los consumidores; (4) el fomento de la innovación a través de esquemas de financiación de proyectos de I+D que justifiquen los beneficios netos sociales y medioambientales esperados; (5) un seguimiento detallado y continuo de los resultados de las empresas y del conjunto de parámetros del modelo regulatorio, para garantizar su eficacia; y (6) la comparación periódica de los resultados de las distintas empresas, con énfasis en parámetros sociales y medioambientales, para reforzar el componente reputacional del modelo y aumentar el apoyo social a la transición energética.

El modelo de regulación de la actividad de distribución vigente en el Reino Unido representa un avance significativo en la aplicación de esquemas de incentivos basados en resultados y orientados a favorecer el desarrollo de redes inteligentes. El objetivo final de este modelo es repartir entre las empresas y los consumidores (responsables, en última instancia, de financiar los costes de las infraestructuras) tanto los riesgos y costes de desarrollo de las nuevas redes como los beneficios que puedan derivarse de una mayor eficiencia operativa y de las mejoras medioambientales. El

debate actual en España sobre cuál es la retribución adecuada de las actividades de redes debe complementarse con una reflexión sobre cuáles son los mecanismos que favorecerán las decisiones de inversión en I+D y en los nuevos equipamientos y procesos operativos que se requieren para desarrollar redes inteligentes de electricidad plenamente funcionales.

## CONCLUSIONES

Las redes inteligentes de electricidad se sitúan en la política energética y climática como infraestructuras habilitadoras de la transición hacia un sistema energético descarbonizado que debe alcanzar, además, la sostenibilidad económica y financiera a largo plazo para resultar justo para los consumidores y para la ciudadanía en general.

Además de ofrecer un sistema de distribución de energía eficiente, las redes inteligentes facilitan el desarrollo de mercados locales de energía, de productos de flexibilidad y de servicios energéticos para consumidores y una gestión eficiente del conjunto de datos e información que se generan. Se producirá un cambio profundo en el rol de los distribuidores, que pasarán a operar y planificar un sistema de distribución de energía complejo que actuará como plataforma para nuevos servicios en torno a los consumidores de energía y de mercados locales de energía y capacidad.

Debido a la necesidad de invertir en I+D y en nuevas tecnologías y de poner en marcha nuevos procesos operativos, el desarrollo efectivo de las redes inteligentes deberá favorecerse asentando conceptos y modelos básicos y comunes sobre este tipo de redes y garantizando un acompañamiento efectivo de la regulación.

## AGRADECIMIENTOS

El estudio de Orkestra en el que se basa esta comunicación está realizado con la inestimable colaboración y ayuda de revisores de la industria y del campo de la investigación tecnológica, expresamente mencionados en el documento original. La Universidad de Deusto ha reconocido, a través de su Sello Deusto Research Social Impact 2019, el potencial impacto social de este proyecto de Orkestra en consonancia con los ODS, las prioridades políticas europeas y/o la Estrategia RIS3 del Gobierno Vasco u otras políticas relevantes relacionadas con la temática principal del proyecto.

## REFERENCIAS

- [1] Comisión Europea (2018). A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. COM (2018) 773 final, Bruselas.
- [2] EPRI (2011). Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid.
- [3] European Institute of Innovation & Technology – EIT (2019). Energy for circular economy. Thematic Roadmap. Innoenergy.
- [4] Fernández, J. y Menéndez, J. (2019). Las redes inteligentes y el papel del distribuidor de energía eléctrica. Cuadernos Orkestra 54/2019. Orkestra – Instituto Vasco de Competitividad.
- [5] IPCC (2018). Global Warming of 1.5°C, an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty”.
- [6] Madrigal, M., Uluski, R. y Mensan Gaba, K. (2017). Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy: The Case of Distribution. Revised Edition. World Bank Studies. Banco Mundial, Washington, DC.
- [7] Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (2017). Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020.
- [8] Ministerio para la Transición Ecológica (2019). Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

## PARQUE EÓLICO VILLONACO Y SU ACCIÓN ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO

**Christian Campoverde Ramírez**, Investigador, Universidad Nacional de Loja  
**Gloria Carrión Figueroa**, Investigadora, Universidad Técnica Particular de Loja  
**Marianela Carrión González**, Investigadora, Universidad Nacional de Loja  
**Patricia Díaz Guzmán**, Investigadora, Universidad Técnica Particular de Loja  
**Franklin Jiménez Peralta**, Investigador, Universidad Nacional de Loja  
**Santiago Medina León**, Investigador, Universidad Nacional de Loja  
**María del Cisne Ruilova Sánchez**, Investigadora, Universidad Nacional de Loja  
**Luis Rodríguez Montoya**, Investigador, Universidad Nacional de Loja  
**Marcelo Valdiviezo Condolo**, Investigador, Universidad Nacional de Loja  
**Andy Vega León**, Investigador, Universidad Nacional de Loja

**Resumen:** Las redes de electricidad convencional están viviendo sin duda sus últimos días, la falta de innovación tecnológica han impulsado su obsolescencia; los cambios que se vienen dando en el sector eléctrico están terminando con la relación unidireccional de las empresas generadoras y transmisoras de electricidad con el cliente; el cambio climático ha acelerado la inminente evolución de los sistemas eléctricos; las smart grids son las protagonistas estelares en esta transformación dinámica que vive la sociedad. La grave crisis ambiental que atraviesa el planeta nos obliga a cambiar la matriz energética de todos los países, abandonar la producción eléctrica con combustibles fósiles y reemplazarlas con fuentes de generación amigables con el medioambiente, al sur del Ecuador; en Loja, se destaca la central eólica Villonaco a 2720 msnm, posee 11 aerogeneradores con una producción energética de 16,5 MW. La primera etapa del proyecto evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente de 35 270 toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Las etapas II y III de la central eólica Villonaco constituyen parte del Bloque de ERNC previsto en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 de nuestro país, se estima una producción sobre los 110 MW y un beneficio ambiental importante; es el tema que abordaremos en el presente trabajo, la evaluación integral de la generación térmica del Ecuador representado con el cálculo del factor de emisiones en una línea cronológica similar a la edad de la central eólica Villonaco.

**Palabras clave:** Cenace (Consejo Nacional de Electricidad), S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado), ERNC (Energías Renovables No Convencionales), IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), Energía Eólica, Emisiones, Smart Grid, GEI (Gas de Efecto Invernadero)

### INTRODUCCIÓN

Las diversas actividades humanas desde la aparición de los combustibles fósiles, han incrementado considerablemente la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, en especial del CO<sub>2</sub>, que según el IPCC es el principal gas de efecto invernadero (GEI), este acontecimiento ha provocado que algunas variables climáticas sufran alteraciones de origen antropogénico. Las cumbres, tratados e informes científicos acerca del cambio climático tienen en común una conclusión; la vía idónea para frenar el aceleramiento del calentamiento global es la reducción de emisiones de GEI en la atmósfera en un 40%, respecto a los valores actuales. [2]

El cambio climático, se ha convertido en el enemigo común de las naciones de todo el globo terráqueo, la emisión de gases de efecto invernadero han aumentado aproximadamente en 415 partes por millón (ppm), un valor histórico que no se alcanzaba desde hace 3 millones de años, estos valores han causado alarma en las principales organizaciones políticas y de regulación energética del planeta. El marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030 contempla una serie de metas y objetivos políticos para toda la Unión Europea durante el periodo 2021-2030, en España el contexto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, en Latinoamérica la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) con año base 2015 y horizonte al 2030 justifica la propuesta de una política más agresiva en términos de eficiencia energética y penetración de energías renovables.

Ecuador en su "Plan Maestro de Electricidad" propone paulatinamente que toda su matriz energética sea producto de energías renovables, es así que la generación térmica ha disminuido en más de 50% respecto a sus valores originales en el sistema nacional interconectado. Al 2018, la energía bruta total producida fue 29.243,59 GWh, con el siguiente detalle: hidráulica 20.678,00 GWh, 70,71 %; térmica 8.019,28 GWh, 27,42 %; biomasa 382,44 GWh, 1,31 %; eólica 80,26 GWh, 0,27 %; biogás 45,52 GWh, 0,16 % y fotovoltaica 38,08 GWh 0,13 %, la central eólica Villonaco aumentará su producción en al menos 110 MW lo que permitirá al país acercarse a los objetivos 2030 planteados por la mayor parte de entidades de control de emisiones.



La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero puede representar una oportunidad de refuerzo mutuo para atenuar el cambio climático y mejorar la salud pública. Por consiguiente, la protección de la salud debe ser uno de los criterios para evaluar las medidas de mitigación según la OMS (Organización Mundial de la Salud).

Las Smart grids cumplen un papel fundamental en la lucha global contra el cambio climático, la eficiencia energética es la clave para evitar emisiones por consumo eléctrico, La descarbonización y la transición energética son el cambio que se propone con el objetivo de encontrar un nuevo modelo. Sistemas inteligentes que gestionan una red interconectada “smart grids”.

## DESCRIPCIÓN

Se analizará la producción energética de Ecuador a partir de combustibles fósiles y el daño que provocan las emisiones por quema de combustible; mediante el factor de emisión determinaremos la cantidad de CO<sub>2</sub> en la atmósfera por MWh de producción de las diversas fuentes de origen termoeléctrico que representan en 27,42% de la producción eléctrica nacional. [7]



Figura 1. Parque eólico Villonaco. [www.celec.gob.ec](http://www.celec.gob.ec).

El parque eólico Villonaco es el primer proyecto del país en este ámbito, constituye un reto técnico importante al ser la central eólica de mayor altitud a nivel mundial, se encuentra en zona montañosa con orografía compleja caracterizada por pendientes y rugosidad del terreno. La densidad del aire (0.89kg/m<sup>3</sup>) [4]

Los datos técnicos de la central se describen en la siguiente tabla:

Datos Técnicos	Valores
Potencia Total:	16.5 MW
Inicio de operación comercial	2013
Aerogeneradores	11 x GW 70/1500 IEC IA / S
Altura de buje	65 m
Velocidad de viento promedio	12.4 m/s
Producción de energía anual	71.94 GWh/año
Factor de planta	51.19%
Conexión a la red	Subestación Loja (69 kV)
Tipo de tecnología	Direct Drive
Tamaño de pala	35 m
Tipo de generador	Imanes permanentes
Control de potencia de salida	Pitch control
Certificación	Clase S

Tabla I. Datos Técnicos de la Central eólica Villonaco. ([www.celec.gob.ec](http://www.celec.gob.ec)).

## METODOLOGÍA

Utilizaremos la herramienta metodológica ACM0002 sobre la generación térmica para realizar el cálculo del Factor de Emisión de CO<sub>2</sub> de las centrales de generación de energía eléctrica con fuentes no renovables del país, luego se procederá a calcular los beneficios por MWh producidos por la central eólica Villonaco, luego se realizará la tabulación y comparación de los datos con el fin de obtener los beneficios tangibles de la acción de la energía eólica en la mitigación del cambio climático. [6]

### Factor de Emisión

La central eólica Villonaco entró en operación en el año 2013 por lo que los valores reales de la acción contra el cambio climático se ven reflejadas en el 2014; después de un año de producción de la central, se utilizó los datos entregados por la CENACE de las centrales térmicas existentes en el país, para calcular el factor de emisión utilizando la metodología ACM0002 (Metodología de la Convención Marco Sobre el Cambio Climático UNFCCC). [7]

El factor de emisión de OM simple se calcula como el CO<sub>2</sub> promedio ponderado por generación emisiones por unidad de generación neta de electricidad (t CO<sub>2</sub> / MWh) de todas las centrales generadoras sirviendo al sistema, analizando el consumo anual de combustible para las unidades/centrales conectadas a la red eléctrica del Ecuador, además del tipo de combustible utilizado por las unidades/centrales conectadas a la red eléctrica (Diésel, Fuel Oil, Gas Natural y Residuo) desde el 2014 al 2018.

### Emisiones Evitadas por la central Eólica Villonaco

Villonaco cuenta con 11 aerogeneradores del tipo GW70/1500 de 1.5 MW cada uno, con una velocidad promedio anual de 12.7 m/s a una altitud de 2700 msnm, aportando al S.N.I. una energía neta de 452,33 GWh desde su entrada en operación a mayo de 2019, Villonaco II y III tendrá potencia instalada mínima de 110 MW sumados a los 16,5 MW de Villonaco I; el proyecto completo aportaría al sistema nacional interconectado 126,5 MW.

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos establece que la generación de electricidad de una turbina eólica promedio se determina al multiplicar la capacidad promedio de una turbina eólica por el factor de capacidad eólica promedio y por la cantidad de horas por año. [9]

Se asumió que la electricidad generada de una turbina eólica instalada reemplazaría las fuentes marginales de electricidad de red. La tasa de emisión eólica marginal anual para convertir las reducciones de kilovatios-hora en unidades de emisiones de dióxido de carbono evitadas es de  $6.74 \times 10^{-4}$ . [9]

## RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

Se procedió a calcular el factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la red eléctrica de generación térmica utilizando la información que nos proporciona el CENACE. [7]

### Cálculo del Margen de Operación

$$FE\_MO_{simple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} NCV_{i,y} EF_{Co2,i,y}}{EG_y} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$FE\_MO_{simple,y}$ : Margen de operación simple del factor de emisiones de CO<sub>2</sub> [tCO<sub>2</sub>/MWh].

$FC_{i,y}$ : Cantidad de combustible del tipo i consumido por una central de generación de energía eléctrica

$NCV_{i,y}$ : Poder calorífico neto del combustible del tipo i en el año "y"

$EF_{Co2,i,y}$ : Factor de emisiones de CO<sub>2</sub> de combustible fósil del tipo i en el año "y" [tCO<sub>2</sub>m]

$EG_y$ : Cantidad de energía neta entregada a la red por la central de generación en el año "y" [MWh].

Los resultados fueron los siguientes:

Año	FE_MO [tCO <sub>2</sub> /MWh]
2014	0,66467285
2015	0,63666457
2016	0,60031656
2017	0,56804138
2018	0,50148716

Tabla II. Factor de emisión de CO<sub>2</sub> margen de operación.

Los datos expuestos en la sección resultados pertenecen a Ecuador.

Producción bruta total de energía por años desde la operación efectiva de la central eólica Villonaco.

### Producción bruta total de energía

- Producción bruta total de energía 21 920,03 GWh (2014)
- Producción bruta total de energía 23 020,52 GWh (2015)
- Producción bruta total de energía 23 298,07 GWh (2016)
- Producción bruta total de energía 23 943,99 GWh (2017)
- Producción bruta total de energía 25 038,53 GWh (2018)

### Producción bruta de energía térmica

- Producción bruta de energía térmica 9307,69 GWh (2014)
- Producción bruta de energía térmica 9 067,75 GWh (2015)
- Producción bruta de energía térmica 7 143,20 GWh (2016)
- Producción bruta de energía térmica 3 577,99 GWh (2017)
- Producción bruta de energía térmica 3 987,23 GWh (2018)

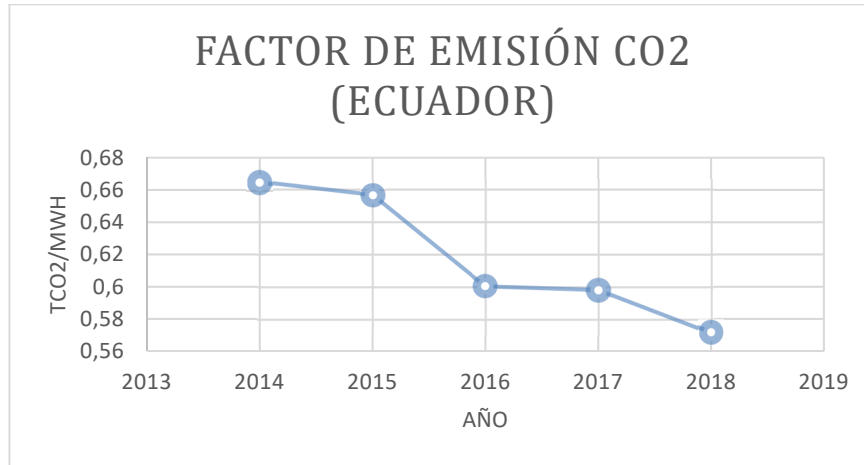


Figura 2. Factor de emisión energía térmica Ecuador.

## Cálculo de emisiones evitadas por el parque Eólico Villonaco

$$EV = (CP)(FC)(H_{\text{año}})(T_{\text{marginal}}) \quad \text{Ecuación 2}$$

*EV*: Emisiones Evitadas

*CP*: capacidad promedio de turbina eólica

*FC*: factor de capacidad eólica

*H\_año*: cantidad de horas por año

*T\_marginal*: Tasa de emisión eólica marginal anual

### Cálculos

1,5 MW de capacidad promedio x 0.33 x 8,760 horas/año x 1,000 KWh/MWh x 6.7449 x 10<sup>-4</sup> toneladas métricas de CO<sub>2</sub>/KWh reducido = 2924,72 toneladas de CO<sub>2</sub>/año/turbina eólica instalada. [9]

- 35 270 Toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas en un año con la etapa I
- 219 354 Toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas en un año con las etapas II y III
- 254624 Toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas en un año

## DISCUSIÓN DE RESULTADOS

- La producción de energía térmica a nivel país viene decayendo en beneficio del planeta tierra, el factor de emisión de CO<sub>2</sub> calculado demuestra que los valores de producción de emisiones han disminuido y su tendencia es seguir bajando.
- La evolución del factor de emisión de CO<sub>2</sub> anual del SNI de los años 2014 a 2018 muestran la reducción desde 0.66 hasta 0.50 del margen de operación, Estos valores implican que la producción de energía eléctrica ha reducido sus emisiones a la atmósfera
- La metodología de cálculo permitió estimar los factores de operación (OM), de las plantas de generación térmicas del país.
- La principal fuente de generación en el país es la energía hidráulica, la energía eólica presenta un crecimiento importante, la central eólica Villonaco producirá un promedio de 126,5 MW, evitando la emisión de 254624 Toneladas de CO<sub>2</sub>.
- Los resultados tanto de la disminución de generación de energía por quema de combustibles fósiles y el incremento de energía renovable como la eólica, muestran un panorama positivo en la descarbonización de la matriz energética de Ecuador.

# Beneficios de la central eólica Villonaco I, II, III

254 624 Toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas en un año

Equivalente a



9400 autos



2900 Buses

Funcionando al mismo tiempo durante 1 año

Figura 3. Beneficios Central eólica Villonaco.

## CONCLUSIONES

La energía eólica se convertiría en una alternativa real a otras fuentes de energía cuando los sistemas smart grid funcionen a cabalidad, las redes de distribución inteligentes son una opción válida para ciudades intermedias como Loja. La central eólica Villonaco y las demás fuentes de generación de energía eléctrica constituyen parte de la Smart grids del S.N.I, con redes inteligentes y tratamiento de la información, presentan resultados positivos en la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero la atmósfera.

La disminución de 254624 Toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas en un año, es un aporte importante de una ciudad de 180 mil habitantes al planeta; adicional a pequeñas fuentes de autoconsumo producto de instalaciones fotovoltaicas, hacen de Loja una ciudad alineada a los objetivos del planeta 2030.

El objetivo de la ciudad de Loja de convertirse en smart city inicia con las smart grids que permiten la optimización del sistema eléctrico interconectado, (generación, transmisión, distribución y comercialización) y conexión a la red, de la producción de energía de la central eólica Villonaco.

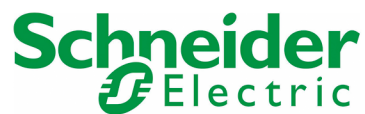
## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a los trabajadores de la central eólica Villonaco por su gran labor en la producción de energía limpia, que beneficia al planeta Tierra.

## REFERENCIAS

- [1] Villarubia, 2011, Ingeniería de la energía eólica, S.A. MARCOMBO, Barcelona
- [2] <https://www.ipcc.ch/> (14 de julio 2019)
- [3] <http://aeeree.org/> (04 de agosto 2019)
- [4] <https://www.celec.gob.ec/> (15 de agosto 2019)
- [5] <http://www.olade.org/> (15 de agosto 2019)
- [6] <https://cdm.unfccc.int/methodologies/> (23 de agosto 2019)
- [7] <http://www.cenace.org.ec/> (23 de agosto de 2019)
- [8] <https://www.regulacioneolica.gob.ec/> (23 de agosto 2019)
- [9] <https://www.epa.gov/> (23 de agosto 2019)

PATROCINIO ORO:



PATROCINIO PLATA:

