III CONGRESO SMART GRIDS

Madrid 18-19 Octubre 2016

LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZA:

GRUPOTECMARED

CO-ORGANIZA:

FutuRed

COMUNICA:

SMARTGRIDSINFO.es
Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes

APOYO INSTITUCIONAL:

¡MADRID!

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD

III CONGRESO SMART GRIDS
Madrid 18-19 Octubre 2016

LIBRO DE COMUNICACIONES

III Congreso Smart Grids

18-19 Octubre 2016

Madrid

Organizado por:

GRUPOTECMARED

Co-Organizado por:

FutuRed

Editado por:

Grupo Tecma Red S.L.
C/ Jorge Juan 31, 1º izq. ext.
28001 Madrid, España
Tel: (+34) 91 577 98 88
Fax: (+34) 91 101 19 33

Email: info@grupotecmared.es
Web: www.grupotecmared.es

ISBN: 978-84-617-5031-3
Depósito Legal: M-34403-2016
Copyright: © 2016 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

Esta tercera edición del Congreso Smart Grids permitirá al mismo consolidarse como el principal foro profesional para el sector de las Redes Eléctricas Inteligentes en España, reflejando su objetivo principal, que es, ser el espacio de encuentro profesional referencia para la exposición y debate sobre la actualidad y el futuro desarrollo del sector de las Smart Grids en nuestro país. La perspectiva del Congreso es del mercado español, pero situado en su contexto europeo.

La posición del Congreso es ser incluyente y contempla una amplia variedad de temáticas y formatos para permitir una visión holística e innovadora de las Redes Eléctricas Inteligentes. Abarca todos los aspectos más relevantes que afectan a las Smart Grids, como los tecnológicos, económicos, estratégicos, legales, etc. Y se hace hincapié en tratar temas de toda la cadena de valor incluyendo los tradicionales componentes como la generación, transporte, distribución, consumo y almacenamiento de la energía, y dentro de los mismos, toda la innovación en tecnologías, servicios y modelos; como por ejemplo la recarga del vehículo eléctrico, la generación distribuida, el autoconsumo, la ciberseguridad, la privacidad, la usabilidad y la digitalización de la información.

Paralelo a la evolución del sector, se han generado nuevas necesidades y oportunidades profesionales que demanda y ofrece el mismo. Para afrontar estos cambios, el mercado necesitará cada vez más profesionales, adecuadamente preparados, no solo tecnológicamente, sino que también sean personas innovadoras, creativas y eficientes. Realmente un buen reflejo de los cambios que surgen en el mercado de trabajo, y en la sociedad en general. El Congreso dedicará tiempo para debatir estos asuntos.

El Congreso tiene un carácter multidisciplinar incluyendo representantes de todos los diferentes actores que constituyen el sector de las Redes Eléctricas Inteligentes. Y en ese contexto destaca el valor del componente de Networking de alta calidad que ofrece el Congreso, permitiendo a todos los congresistas participar en el intercambio de ideas y opiniones con los principales agentes implicados en el desarrollo del mercado, como los expertos participantes en las conferencias magistrales, las mesas redondas y las sesiones de ponencias, además de muchos de los asistentes del mismo.

Para garantizar la máxima representatividad, calidad y relevancia de los contenidos del Congreso, se ha contado con un Comité Técnico conformado por cerca de 40 miembros de reconocido prestigio, representando a las Administraciones, Asociaciones y Colegios Profesionales más relevantes. El Comité Técnico ha definido las temáticas del llamamiento de comunicaciones, valorado todas las comunicaciones y elegido cuales serán presentadas de forma oral en el Congreso. Además, han propuesto y escogido las Ponencias Magistrales y las Mesas Redondas.

El llamamiento de comunicaciones se lanzó en mayo 2016, y como siempre, abierto a todos los actores del sector. De las cerca de 50 propuestas de comunicaciones inicialmente presentadas, se recibieron 39 comunicaciones finales, que cada una fue valorada por un mínimo de 8 miembros del Comité Técnico. De ellas, 20 serán presentadas oralmente y una será presentada como Ponencia Magistral en el Congreso. Todas las 39 comunicaciones finales se han publicado en este Libro de Comunicaciones, ordenadas primeramente por temáticas, y dentro de cada temática, por orden de llegada de las propuestas. Las Áreas Temáticas para el llamamiento de comunicaciones fueron:

- Automatización en la Red Eléctrica de Transporte y Distribución
- Generación Distribuida y Almacenamiento en las Smart Grids
- El Usuario en las Smart Grids: Vehículo Eléctrico, Smart Buildings, Contadores Inteligentes y Autoconsumo. Gestión de la Demanda
- Digitalización y Telecomunicaciones en las Smart Grids: Big Data, IoT, Seguridad, Privacidad e Interoperabilidad
- Oportunidades, Nuevos Modelos de Negocio y su Financiación en las Smart Grids

Me atrevo a decir que juntos hemos logrado generar un programa de excelente calidad, de gran variedad de temáticas, bien estructurado, e integrando la voz y experiencia de todo tipo de actores del sector.

Esperamos que de esta manera podamos aportar conocimiento y nuevas conexiones entre las personas que juntos diseñarán el futuro de las Smart Grids en España, que seguramente será muy diferente a la red de distribución eléctrica tradicional. La red eléctrica española está sin duda, destinada a convertirse en una Smart Grid, aunque este nuevo modelo de red eléctrica, no solo tiene que ser más "inteligente"; sino que, la futura red eléctrica estará profundamente afectada también por otras tendencias generales de la sociedad, materializadas tanto por las mismas leyes del mercado, como por directivas, normas y leyes que obliguen a acciones como sustituir energías fósiles por energías renovables; fomentar el almacenamiento energético; integrar nuevos productores en la red; aumentar la competitividad; incluir los puntos de recarga para vehículos eléctricos; fomentar la transparencia; mejorar la seguridad en la red; proteger la privacidad de los usuarios, y mucho más.

Y, como profesionales, es nuestra responsabilidad desarrollar e integrar tecnologías, sistemas y servicios, capaces de responder a estas demandas y necesidades. Es un reto difícil, complejo y a veces doloroso, pero a la vez puede ser un reto apasionante y gratificante, porque participamos en el diseño del presente y futuro de una infraestructura y unos servicios que nos afectan, y afectarán, a todos de forma muy cercana.

El III Congreso Smart Grids está organizado por Grupo Tecma Red y Co-organizado por FutuRed (Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas). Cuenta con el Apoyo Institucional del Ayuntamiento de Madrid y el Ministerio de Economía y Competitividad.

Colaboran en su promoción y difusión los organismos e instituciones: a3e, A.C.E., ACOGEN, AEDIVE, AFBEL, AFCE, AMETIC, AMI, ANAE, ANESE, BREEAM.ES, Cámara de Comercio Alemana, CDTI, CEDOM, CEIT-IK4, CENER, CNH2, CIC ENERGIGUNE, CIEMAT, CIRCE, ENERCLUB, Cluster de Energía del País Vasco, CNI, COIIM, COIT, COITT, CONAIF, CREVER, EMVS, ENERAGEN, ENERGYLAB, COEIC, ETSI Industriales Madrid, EURELECTRIC, FECOTEL, FENIE, FENITEL, Instituto IMDEA Energía, IO-CSIC, IREC, ITE, KNX España, OSGP Alliance, PESI, PLANETIC, RECI, SECARTYS, SERCOBE, TECNALIA, T&D EUROPE, UNEF, UNESA, Universidad de Valencia, Universidad Valladolid. El Congreso cuenta con el Patrocinio Plata de Telecontrol STM.

Quiero dar las gracias a todas estas entidades y las personas que las constituyen, quienes han colaborado en la organización y promoción, así como apostado por este Congreso.

También destacar que, realizar el lll Congreso Smart Grids y publicar este libro, no hubiera sido posible sin todos los profesionales que generosamente han querido compartir sus experiencias y sus conocimientos a través de las comunicaciones que han enviado al Congreso. En este punto, mi agradecimiento especial a los miembros del Comité Técnico, por el tiempo y esfuerzo que han dedicado a proponer contenidos, valorar comunicaciones y asistir a las reuniones para definir el excelente programa del Congreso. También mis agradecimientos a mis compañeros de Grupo Tecma Red que al final son quienes han realizado la mayoría del trabajo para organizar este Congreso y publicar este libro.

Y, por supuesto, no quiero olvidarme de dar las gracias a todos los congresistas del lll Congreso Smart Grids sin los que realmente éste carecería de sentido. El amplio interés por participar en esta tercera edición del Congreso ha mostrado la necesidad de un foro profesional presencial para el intercambio de ideas, conocimiento y sobre todo del networking entre nosotros, los profesionales del sector.

Espero que el III Congreso Smart Grids cumpla con vuestras expectativas y sirva para afianzar las bases de un futuro mejor para todos los que trabajamos en el sector de las redes eléctricas, el entorno, los usuarios, y la sociedad en general.

Madrid, octubre 2016

Stefan Junestrand
Director III Congreso Smart Grids
Director General Grupo Tecma Red S.L.

INTRODUCCIÓN - FUTURED

La evolución y avances en las Redes Inteligentes se están acelerando a medida que se incorporan nuevas tecnologías tanto en la dimensión física como en la lógica y de comunicaciones. Este avance se está realizando claramente en dos frentes: la infraestructura inteligente y el análisis avanzado de la información (digitalización). El despliegue de los contadores inteligentes, que estará finalizado para diciembre de 2018 en España, está suponiendo un cambio de paradigma así como una ventana de oportunidad hacia las redes eléctricas del futuro. El contador inteligente, como elemento sensor y de control remoto, ha supuesto un punto de inflexión que permite la integración de nuevas tecnologías dentro de la red eléctrica, transformando el modo en el que se opera la red y la visión de futuro que se tiene sobre la misma. Dicho contador inteligente no sólo permite crear nuevos servicios, sino que permite una monitorización precisa de la red de alimentación a los clientes, lo que supone una optimización de las operaciones y una mejora de la calidad del servicio.

De acuerdo con la visión de FutuRed, las redes eléctricas están llamadas a ser uno de los elementos principales en la transición hacia un modelo y mix energético más sostenible, como vertebradoras del sistema energético al conectar la generación renovable con la demanda, una demanda donde el vector electricidad cobra una importancia creciente. Este hecho, que ya era muy importante con los objetivos energéticos europeos y nacionales, se torna más relevante si consideramos los nuevos compromisos adoptados a raíz del COP21, que establece escenarios más ambiciosos, haciendo necesario nuevos desarrollos y fijando nuevos retos para el sector. Una de las líneas con más fuerza en la actualidad es la digitalización de la red. El aprovechamiento que ya hoy en día se está realizando de la información que proviene de la Red Inteligente, está permitiendo tomar decisiones que optimizan la gestión de los activos, mejoran la calidad del servicio y permiten un mejor conocimiento de las necesidades de los clientes para ofrecer productos y servicios de mayor valor añadido. Esta digitalización del sector eléctrico encuentra su complemento natural en la digitalización general de la industria, que permitirá una mayor interconexión entre empresa eléctrica y cliente, por no hablar de las oportunidades que hoy solo empezamos a vislumbrar derivadas de la digitalización de los hogares. Esta digitalización se configura como un reto significativo, ante la complejidad creciente del uso energético y la necesidad de integrar a clientes con capacidad de flexibilizar sus necesidades energéticas. La relevancia de este componente de digitalización se visualiza en el concepto de digital utility, que, según análisis recientes (McKinsey & Company), permitirá una mejora en los beneficios a lo largo de la cadena energética de entre 20 y 30%, siendo las palancas principales los contadores inteligentes, la red inteligente, herramientas digitales de productividad para los empleados y la automatización de procesos.

El Congreso Smart Grids cumple ya su tercera edición, y se ha constituido en un referente en España en la difusión del conocimiento y foro de intercambio del gran colectivo que participa e impulsa el progreso en este ámbito: empresas, centros tecnológicos, universidades, la propia administración, etc. La relevancia del Congreso queda plasmada en el alto grado de participación y en la calidad de las comunicaciones recibidas, que hace difícil el trabajo del Comité Técnico evaluador para decidir las comunicaciones que se presentan durante el Congreso. No obstante en el presente documento se recogen el conjunto de ponencias para permitir dar difusión a sus contenidos.

Quisiera terminar agradeciendo a las personas que han presentado comunicaciones y animo en general a continuar con la excelente labor que se está desarrollando en España en el avance tecnológico de las Redes Inteligentes y a que se comuniquen estos avances en próximas ediciones del Congreso. Espero igualmente que esta edición sea de alto interés y sirva para establecer nuevas alianzas que den lugar a futuras colaboraciones.

Madrid, octubre 2016

Blanca Losada
Presidenta FutuRed

MIEMBROS COMITÉ TÉCNICO

- **Santiago Blanco Pérez**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Juan Garbajosa**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Fernando García Martínez**, FutuRed
- **Enrique Morgades Prat**, Secretario Técnico, FutuRed
- **David Trebolle**, Eurelectric-DSO
- **Guillermo Amánn Aldecoa**, Vicepresidente, T&D Europe
- **María Luisa Revilla**, Representante Nacional en el Comité, Programa Energía H2020, CDTI
- **Mª Pilar González**, Punto Nacional de Contacto, Programa Energía H20202, CDTI
- **Mónica Aguado Alonso**, Directora Dpto. Integración en Red de Energía Renovables, CENER
- **Gabriel Barthelemy Candela**, Dpto. de Energía, Transporte, Fabricación y Sociedad Digital, CDTI
- **Luis Fontán**, Director Grupo Redes Inteligentes, CEIT-IK4
- **Nuria Gisbert**, Directora General, CIC Energigune
- **Laura Giménez de Urtasun**, Gestor del Área de Sistemas Eléctricos de Potencia y Jefe Proyecto Grupo Protecciones y Smart Grids, Fundación CIRCE
- **Milan Prodanovic**, Head of Electrical Systems Unit, Imdea Energía
- **Angel Díaz Gallo**, Director de Redes Eléctricas Inteligentes, Tecnalia
- **Cristina Corchero**, Jefe del Grupo de Economía de la Energía, IREC
- **Javier Rodríguez**, Junta Directiva, AFCE
- **Joaquín Chacón Guadalix**, Representante AEDIVE
- **Mar Duque**, Directora General, AFBEL
- **Pablo Burgos**, Junta Directiva, CEDOM
- **Carlos Merino Rodríguez**, Jefe de la Unidad de Simulación y Control, Centro Nacional del Hidrógeno
- **Arcadio Gutiérrez Zapico**, Director General, Club Español de la Energía
- **José Ignacio Hormaeche**, Director Gerente, Clúster de Energía del País Vasco
- **Blanca Gómez**, Directora, CNI Instaladores
- **Luis Francisco Alés Esteban**, Presidente de la Comisión de Sistemas de Control, COIIM
- **José Javier Medina**, Decano, COITT
- **Miguel Ángel García Argüelles**, Director Gerente, FENITEL
- **Juan Manuel Revuelta**, Director, FINNOVA Foundation
- **Luis Manuel Santos Moro**, Coordinador, Grupo Interplataformas de Almacenamiento de Energía
- **Alfredo Quijano López**, Director, ITE
- **Santiago Blanco Polo**, PLANETIC
- **Juan Rico**, PLANETIC
- **J. Javier Larrañeta**, Secretario General, Plataforma Tecnológica Española Seguridad Industrial, PESI
- **Mª Eugenia Díaz García**, Área de Bienes Equipo Eléctricos y Energía, SERCOBE
- **Jacobo Álvarez Fernández**, Responsable de Distribución, Dirección de Regulación y Asuntos Económicos, UNESA
- **Luis Hernández Callejo**, Universidad de Valladolid
- **Inés Leal**, Directora Editorial, Grupo Tecma Red
- **Stefan Junestrand**, Director General, Grupo Tecma Red

ÍNDICE

AUTOMATIZACIÓN EN LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

GESTIÓN DE CONGESTIONES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES 1
Mónica Alonso, Hortensia Amarís, Lorena González-Juárez, Brenda Rojas, Davide Della Giustina y Alessio Dede
Universidad Carlos III de Madrid y A2A Reti Elettriche

NUEVOS ALGORITMOS INTELIGENTES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DESEQUILIBRADAS 7
Ana Morales, Xavier Robe, Antonio Recas y Yuven Yerima
DIgSILENT Ibérica y DIgSILENT GmbH

APLICACIÓN DE LA IEC 61850 EN UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN 13
Hortensia Amarís, Ricardo Vázquez, Mónica Alonso, Maite Hormigo y Fernando Salazar
Universidad Carlos III de Madrid, Gas Natural Fenosa y Unión Fenosa Distribución

HACIA LAS SUBESTACIONES IEC 61850, UN RETO ACTUAL PARA LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS 19
Patricia del Río García
DNV GL Energy

BIDELEK SAREAK: DESPLIEGUE DE SMART GRID A GRAN ESCALA EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BILBAO 25
Eduardo Navarro y José Ignacio Hormaeche
Iberdrola Distribución Eléctrica y Clúster de Energía del País Vasco

CONTROL COORDINADO DE TENSIÓN EN REDES INTELIGENTES: DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN "HARDWARE IN THE LOOP" 31
Lorena González-Juárez, Hortensia Amarís, Brenda Rojas y Mónica Alonso
Universidad Carlos III de Madrid

EVALUACIÓN DE NUEVAS FUNCIONALIDADES DE RED PARA SMART GRIDS 37
Laura Giménez de Urtasun, Samuel Borroy Vicente y Noemí Galán Hernández
Fundación CIRCE

VALIDACIÓN MEDIANTE RTDS DE EQUIPO DE PROTECCIÓN DE REDES INTELIGENTES 43
Eduardo Martínez Carrasco, Marta Abad López, Samuel Borroy Vicente y Laura Giménez de Urtasun
Fundación CIRCE

IMPACTO DE LA CONEXIÓN MASIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN LA SEGURIDAD DE LA RED 49
Eduardo Martínez Carrasco, Marta Abad López, Samuel Borroy Vicente, David López Cortón, Rubén Andrino Gallego y Lucía Pindado Cebrián
Fundación CIRCE y REE

IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES EN LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS 55
Leonidas Sayas Poma y Eduardo Jané La Torre
Osinergmin

UN NUEVO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE Y COMPACTO PARA LA INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE BAJO CARBONO 61
Jon Alcorta, Severo Aranaga, Pablo Cirujano, Gonzalo Pérez de Nanclares, Luis del Río, Asier Soto, Alena Ulasenka y Mikel Zaldunbide
Ormazabal

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO EN LAS SMART GRIDS

SISTEMAS HÍBRIDOS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO CON BATERÍAS: ALUMINIO-AIRE Y LITIO-IÓN 65
Joaquín J. Chacón Guadalix, Florentina Arriaza López, Paloma Rodríguez Soler e Isabel Guerrero Martín
Albufera

LABORATORIO DE MICRORREDES CNH2: PLATAFORMA EXPERIMENTAL PARA EL PROTOTIPADO RÁPIDO DE SOLUCIONES DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO DE ENERGÍA 71
Félix García Torres, Daniel Hidalgo Serrano, Jesús Javier Martín Pérez y Carlos Merino Rodríguez
Centro Nacional del Hidrógeno

PROYECTO STORY: MODELIZACIÓN Y SIMULACIONES DE LA PLANTA PILOTO ESPAÑOLA 77
Dra. Raquel Garde, Sindia Casado, Alicia Kalms, David Rivas, Miguel Ángel Sicilia, Dra. Mónica Aguado Alonso y Clemente López
CENER y GREEN RENOVABLES

PROYECTO LIFE FACTORY MICROGRID: DESARROLLO E IMPLANTACIÓN DE UNA MICRORRED EN UNA PLANTA INDUSTRIAL **83**
David Miguel Rivas Ascaso, Miguel Ángel Sicilia López-Vailo, Mikel Santamaría Rubio, Dra. Mónica Aguado Alonso e Isabel Carrilero Borbujo
CENER y JOFEMAR

BATERÍAS DE NA-ION, UNA OPCIÓN DE FUTURO PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SMART GRID DE BAJO COSTE **89**
Montserrat Galceran Mestres
CIC EnergiGUNE

GESTIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SMART GRIDS **95**
Mónica Alonso, Hortensia Amarís, Brenda Rojas y Luis Hernández Callejo
Universidad Carlos III de Madrid y Universidad de Valladolid

GRUPO DE INTERPLATAFORMAS DE ALMACENAMIENTO **101**
Luis Manuel Santos Moro
Grupo de Interplataformas de Almacenamiento

PLATAFORMA VIRTUAL DE VALIDACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE ELECTROLIZADORES CON ENERGÍAS RENOVABLES Y DESARROLLO DEL CONTROL PARA PLANTAS POWER TO GAS **107**
Daniel Hidalgo Serrano, Mónica Sánchez Delgado y Gonzalo Manjavas Ortiz
CNH2

IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN LA MEJORA DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LAS SMART GRIDS **113**
Alberto Escalera Blasco, Barry Hayes y Milan Prodanovic
Instituto IMDEA Energía

CASO REAL DE APLICACIÓN DE PEAK SHAVING EN INDUSTRIA MANUFACTURERA **119**
Alfredo Pasabán Sánchez y Ramón Ugarte Olaetxea
DUTT

VALIDACIÓN DE NUEVOS ESQUEMAS DE COORDINACIÓN TSO/DSO PARA FAVORECER LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL HORIZONTE 2030+. EL PROYECTO SMARTNET **125**
Julia Merino, Carlos Madina, Joseba Jimeno y Helena Gerard
TECNALIA y VITO

EL USUARIO EN LAS SMART GRIDS: VEHÍCULO ELÉCTRICO, SMART BUILDINGS, CONTADORES INTELIGENTES Y AUTOCONSUMO. GESTIÓN DE LA DEMANDA

PROYECTO NOBELGRID - ENERGÍA INTELIGENTE AL SERVICIO DEL CIUDADANO **131**
Antonio Marqués, Lola Alacreu y Lucas Pons
ETRA I+D

ITC-BT 52: ALTERNATIVAS PARA EL ESQUEMA 2 - UN CONTADOR PRINCIPAL COMÚN PARA LA VIVIENDA Y LA ESTACIÓN DE RECARGA **137**
Txetxu Arzuaga Canals y Olaia Berinkua García
ZIV

ACTUALIDAD SOBRE EL USO E INFORMACIÓN A PARTIR DEL CONTADOR DE TELEGESTIÓN **143**
Javier Rodríguez Roncero y John Harris
Landis+Gyr EMEA

REDUCCIÓN DEL IMPACTO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A TRAVÉS DE UNA PLATAFORMA DE ECONOMÍA COLABORATIVA **149**
Roberto Álvaro Hermana, Julia Merino, José Jesús Fraile Ardanuy y Sandra Castaño
Universidad Politécnica de Madrid y TECNALIA

AUTOCONSUMO COMPARTIDO, UN GRAN POTENCIAL A DESARROLLAR **155**
Álvaro Larraza Lázcoz
Plataforma por un Nuevo Modelo Energético

LA PLATAFORMA DE TIEMPO REAL ADMS PERMITE A LA DISTRIBUIDORA GESTIONAR UNA RED EN LA QUE LA ECUACIÓN DE LA ENERGÍA ES MÁS COMPLEJA **161**
José Ángel Ríos Blanco
Schneider Electric

IMPACTO SOCIAL DE LAS SMART GRIDS: UNA EXPERIENCIA DE CÓMO AUMENTAR LA COLABORACIÓN DE LOS USUARIOS EN LA MEJORA DE LAS REDES INTELIGENTES **167**
Karmele Herranz-Pascual, Itxasne Diez Gaspon, Eduardo García Quincoces y Ana González Bordagaray
Tecnalia Research and Innovation e Iberdrola Distribución

LA RED TEMÁTICA REDYD-2050: OBJETIVOS, TECNOLOGÍAS Y PROPUESTAS PARA FACILITAR LA INTEGRACIÓN DE PEQUEÑOS Y MEDIANOS USUARIOS EN LAS SMART GRIDS **173**
Carlos Álvarez, José Ignacio Moreno, Gregorio López, Camilo Carrillo, Ignacio J. Ramírez, Sergio Valero, Javier Matanza, Antonio Gabaldón y Juan Medina
Universidad Politécnica de Valencia, Universidad Carlos III de Madrid, Universidad de Vigo, Universidad de Zaragoza, Universidad Miguel Hernández de Elche, Universidad Pontificia de Comillas y Universidad Politécnica de Cartagena

GESTIÓN ÓPTIMA DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDIDA DE LA CIUDAD DE CEUTA **179**
Alberto González Núñez, Rafael Gómez Blanes y Oscar Martínez Sousa
Telecontrol STM

DIGITALIZACIÓN Y TELECOMUNICACIONES EN LAS SMART GRIDS: BIG DATA, IOT, SEGURIDAD, PRIVACIDAD E INTEROPERABILIDAD

SOLUCIÓN DE COMUNICACIONES DE BANDA ANCHA ENTRE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT **185**
Jon Aguirre Valparis, Aitor Amezua Ayarza y Juan Antonio Sánchez
Ormazabal

ANÁLISIS DE LAS EMISIONES INDESEADAS EN LAS BANDAS CENELEC A Y FCC Y SU INFLUENCIA SOBRE LAS COMUNICACIONES PRIME **191**
Igor Fernández Pérez, Itziar Angulo Pita, Amaia Arrinda Sanzberro, David De la Vega Moreno, Noelia Uribe Pérez y Luis Hernández Callejo
Universidad del País Vasco, CEDER-CIEMAT y Universidad de Valladolid

EL RETO DE LA CIBERSEGURIDAD EN INFRAESTRUCTURAS DE MEDICIÓN AVANZADA **197**
Miguel Seijo Simó, Gregorio López López y José Ignacio Moreno Novella
Universidad Carlos III de Madrid

IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DEL PERÍODO LIBRE DE CONTIENDA EN PRIME **203**
Concha Mora de Aramillas, Javier Matanza Domingo y Gregorio López López
Universidad Pontificia Comillas de Madrid y Universidad Carlos III de Madrid

APLICABILIDAD DE LAS REDES DEFINIDAS POR SOFTWARE A LOS SISTEMAS BASADOS EN EL ESTÁNDAR IEC 61850 **209**
Elías Molina y Eduardo Jacob
Universidad del País Vasco

OBJETIVOS Y RESULTADOS ALCANZADOS EN EL PROYECTO OSIRIS: OPTIMIZACIÓN DE LA SUPERVISIÓN INTELIGENTE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN **215**
Mariano Gaudó, Fernando Salazar, Mariano Miguélez, Eutimio Sánchez, José Ignacio Moreno, Hortensia Amarís, Gregorio López, Alberto González, Cristina Martínez, José Manuel Rodríguez y David Domínguez
Unión Fenosa Distribución, TECNALIA, Universidad Carlos III de Madrid, Telecontrol STM, ZIV, ORBIS y NEORIS

IOT, BIG DATA Y ANALYTICS OF THINGS EN UTILITIES Y SMART CITIES **221**
Iain Stewart y Marta Arias
EMEA y Teradata España

OPORTUNIDADES, NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO Y SU FINANCIACIÓN EN LAS SMART GRIDS

ANÁLISIS DE INICIATIVAS "GRID 2.0" Y LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDA. ESQUEMAS DE PRECIOS **227**
Alberto Quintanilla Cabañero
Smart & City

III CONGRESO SMART GRIDS

Madrid 18-19 Octubre 2016

ORGANIZA:

GRUPOTECMARED

CO-ORGANIZA:

FutuRed

PATROCINIO PLATA:

Telecontrol STM
www.telecontrolstm.com

COMUNICA:

SMARTGRIDSINFO.es
Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes

APOYO INSTITUCIONAL:

GOBIERNO DE ESPAÑA · MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD

¡MADRID!

COLABORADORES:

a3e · A.C.E. Asociación de Consumidores de Electricidad · Servicios de Gestión de Energía · acogen Energía Eficiente · Asociación Española de Cogeneración · AEDIVE · AFBEL · Agrupación de Fabricantes de Contadores Eléctricos · AMETIC · AMI · anae La Asociación de los Consumidores de Energía · anese Asociación de Empresas de Servicios Energéticos · BREEAM ES · AHK Cámara de Comercio Alemana para España · CDTI Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial · CEDOM Asociación Española de Domótica · ceit IK4 Research Alliance · CENER ADItech · Centro Nacional del Hidrógeno · CIC energiGUNE energy cooperative research centre · Chemat · circe · Club Español de la Energía · Cluster Energía Basque Energy Cluster · cni · Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid · colegio oficial ingenieros de telecomunicación · COITT / AEGITT · conaif unidos por la calidad · CREVER · ¡MADRID! emvs · EnerAgen Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía · energylab · Enginyers Industrials de Catalunya · INDUSTRIALES ETSII | UPM · eurelectric Electricity for Europe · Fecotel Federación Coordinadora de Telecomunicaciones · FENIE Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España · FENITEL Federación de Instaladores de Telecomunicaciones · instituto IMDEA energía · CSIC Consejo Superior de Investigaciones Científicas · IREC Institut de Recerca en Energia de Catalunya · Catalonia Institute for Energy Research · ITE Instituto Tecnológico de la Energía · National KNX Spain · OSGP Alliance · PESI Plataforma Tecnológica Española de Seguridad Industrial · planetic · smartcity red española de ciudades inteligentes · secartys · Sercobe · tecnalia Inspiring Business · T&D europe · UNEF Unión Española Fotovoltaica · unesa Asociación Española de la Industria Eléctrica · Universitat de València Escola Tècnica Superior d'Enginyeria ETSE-UV · UVa · EUIA

GESTIÓN DE CONGESTIONES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Mónica Alonso, Investigadora Senior, Universidad Carlos III de Madrid
Hortensia Amarís, Investigadora Principal del proyecto IDE4L, Universidad Carlos III de Madrid
Lorena González-Juárez, Investigadora Doctora, Universidad Carlos III de Madrid
Brenda Rojas, Investigadora Junior, Universidad Carlos III de Madrid
Davide Della Giustina, Dirección de proyectos, A2A Reti Elettriche SpA
Alessio Dede, Director Técnico, A2A Reti Elettriche SpA

Resumen: La gestión de congestiones en las redes eléctricas de distribución es una de las operaciones más críticas a las que se enfrentan los operadores de las redes eléctricas inteligentes. En este trabajo el control de congestiones se plantea desde una doble perspectiva que funciona de forma coordinada. Por un lado, se plantea optimizar en tiempo real la operación de los recursos energéticos distribuidos que se encuentran en la red (STATCOM, fuentes de generación distribuida). Y, por otro lado; se plantea la reconfiguración dinámica de la red, mediante la apertura y cierre de los dispositivos de maniobra telecontrolados. El control de congestiones se ha probado en un piloto de una red de demostración inteligente del proyecto Europeo IDE4L.

Palabras clave: Congestiones, Redes Inteligentes, Recursos Energéticos Distribuidos (DERs), Reconfiguración de Red

INTRODUCCIÓN

El incremento paulatino de la demanda y la creciente incorporación de recursos energéticos distribuidos (DERs) a las redes eléctricas de distribución supone un cambio en la forma de afrontar la planificación y operación de las redes eléctricas. Bajo estas condiciones, los sistemas de potencia comienzan a trabajar próximos a sus límites técnicos, lo que puede derivar en congestiones en forma de violaciones de los límites de tensión establecidos, así como superación de la capacidad de trabajo de elementos del sistema como son las líneas y transformadores. Tradicionalmente, los problemas de congestiones se solucionaban mediante y refuerzo de la red de distribución, en forma de nuevas líneas (Vijayakumar, 2012). Sin embargo, recientemente los DERs se han presentado como una forma óptima de solucionar dichos problemas, entre ellos cabe destacar el empleo de reguladores con cambio de tomas, reguladores de tensión, dispositivos SVC y STATCOM (Divan & Johal, 2007), y más recientemente algoritmos de reconfiguración de redes eléctricas. No existe una solución única para resolver los problemas de congestiones en las redes de distribución, así que normalmente la mejor alternativa es una combinación de los métodos comentados anteriormente.

Los algoritmos de reconfiguración de redes eléctricas se han empleado para encontrar la configuración óptima radial de un sistema de distribución, en el cual se han detectado congestiones, atendiendo a determinados objetivos y restricciones en la operación del sistema congestionado. En la mayoría de los casos, la reconfiguración de la red eléctrica atiende a la mejora de parámetros del sistema como pueden ser las pérdidas de potencia activa, los perfiles de tensión, e incluso el balance de potencia. Los estudios más recientes (Shariatkhah & Haghifam, 2012), la reconfiguración de redes eléctricas de distribución se ha empleado para restablecer el servicio tras situaciones de emergencia.

Aunque los sistemas de distribución en las zonas urbanas son mallados, en la mayoría de los casos, los sistemas de distribución de potencia se operan de forma radial debido a cuestiones técnicas. Esta operación radial es una restricción a tener en cuenta a la hora de planificar y operar dichas redes eléctricas.

Por tanto, el empleo de DERs y algoritmos de reconfiguración de red son las herramientas del futuro para la operación de sistemas eléctricos de distribución bajo condiciones normales de operación, ante sobrecargas en algún elemente del sistema o incluso ante faltas que tengan lugar en la red de distribución.

Los algoritmos de reconfiguración de red pueden ser empleados, además, en la optimización de las redes de MT para determinar la configuración óptima o incluso más económica de operar el sistema eléctrico en situaciones normales de operación.

METODOLOGÍA PARA LA RESOLUCIÓN ÓPTIMA DE CONGESTIONES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

El objetivo del algoritmo es determinar la configuración óptima de un sistema de distribución de energía eléctrica, así como los puntos de operación de los dispositivos DERs presentes en el sistema, minimizando las pérdidas de potencia activa, así como las desviaciones del perfil de tensión en los diferentes nudos del sistema.

Para alcanzar dicho objetivo la metodología planteada consta de varios procesos:

- En primer lugar, se almacena la configuración actual de la red de distribución así como los estados de los interruptores del sistema y los puntos de operación de los DERs. Los estados de los interruptores pueden ser: normalmente cerrados, cuando conectan secciones de líneas, o normalmente abiertos, cuando se encuentra al final de una línea y sirven de unión con otros feeders.
- El segundo proceso crea un gráfico del sistema de distribución. Este gráfico es necesario para garantizar la operación radial de la red inteligente. Hay que tener en cuenta que dado un sistema con "n" interruptores, existen "2n" configuraciones posibles del sistema, sin embargo, no todas ellas pueden ser operadas de forma radial o generan zonas con funcionamiento en isla en el sistema.
- En tercer lugar, para poder llegar a cabo una reconfiguración óptima de la red y de la operación de los DERs, es necesario disponer de información acerca de las medidas reales y las previsiones de generación y demanda de las diferentes unidades presentes en el sistema. Así, para poder ejecutar el algoritmo de resolución de congestiones en redes eléctricas inteligentes (RCREI)) es necesario conocer el estado de los interruptores del sistema, la demanda de las cargas actuales así como su previsión, los puntos de operación de las diferentes unidades DERs presentes en el sistema y susceptibles de ser empleadas en el proceso de RCREI, las tomas de los transformadores reguladores, así como los puntos de operación y previsión de operación de los dispositivos controlables en MT.
- Finalmente, a partir de toda esta información, el RCREI se aplica a un sistema de distribución con congestiones para determinar la configuración óptima de la red así como los puntos de operación de los dispositivos controlables, minimizando las pérdidas de potencia activa y las desviaciones del perfil de tensiones del sistema.

Formulación del problema de resolución de congestiones

La formulación del problema del RCREI se describe a continuación:

Función objetivo

El objetivo del algoritmo RCREI es minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema de distribución, así como mantener la desviación del perfil de tensión dentro de los límites establecidos.

Las pérdidas de potencia activa pueden ser calculadas según la ecuación (1)

$$P_{loss,s} = \sum_{b=1}^{N} \left|I_{b,s}\right|^2 r_b \tag{1}$$

Donde

- $P_{loss,s}$ son las pérdidas de potencia activa para la topología "s" del sistema de distribución,
- r_b es la resistencia de la línea "b",
- $I_{b,s}$ es el módulo de la corriente para la línea "b" y la topología "s"

- N es el número de líneas del sistema.

Restricciones

Las restricciones empleadas en el RCREI están relacionadas con la operación de la red de distribución:

- Ecuaciones del flujo de cargas.
- Tensión admisible en los nudos del sistema.
- Capacidad máxima admisible en líneas y transformadores.
- Capacidad máxima y límites del ratio de transformación de los transformadores reguladores.
- Capacidad de generación de las diferentes unidades DERs presentes en el sistema.
- Operación radial del sistema de distribución.

RESULTADOS

Sistema de estudio

La metodología propuesta en esta comunicación se ha implementado en un sistema de distribución italiano de media tensión compuesto por:

- 1 subestación principal de MT-MT.
- 3 líneas de distribución (marcadas en color verde, azul y rosa en la Figura 1).
- 3 subestaciones secundarias con interruptores.
- 29 interruptores telecontrolados.

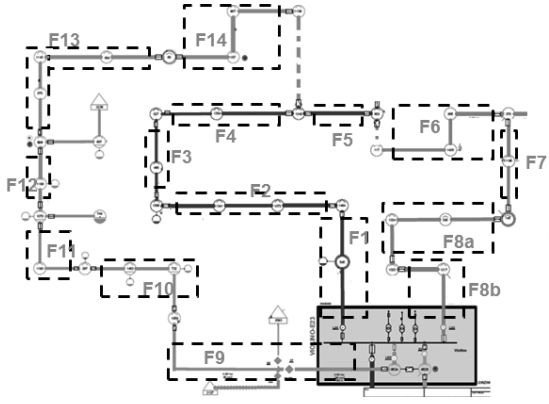


Figura 1. Red de distribución de MT empelada en la demostración

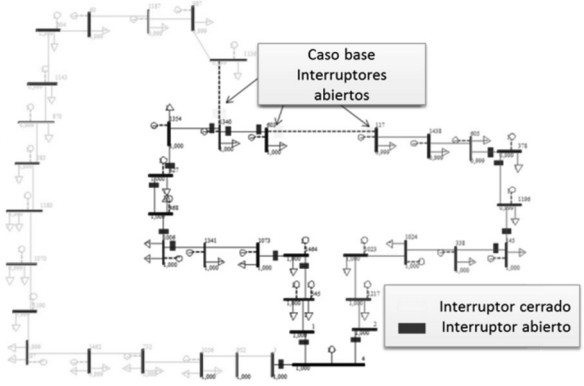


Figura 2. Estado de los interruptores en el estado inicial de la red de prueba

Los dispositivos telecontrolados (DERs, OLTC e interruptores) presentes en el sistema serán las variables empleadas en el proceso de optimización encaminado a resolver una congestión en el sistema:

- minimizando las pérdidas en el mismo
- restaurando el servicio a aquellas cargas que habían sido desconectadas como consecuencia de una falta en el sistema
- minimizando el número de operaciones de apertura y cierre de interruptores presentes en el sistema

El sistema de distribución empleado en el presente trabajo está ubicado en la ciudad de Brescia (norte de Italia). Dicho sistema se encuentra dentro del área de operación de la compañía de distribución A2A Reti Elettriche SpA.

El sistema empleado en la demostración se ha dividido en 14 zonas (F1 … F14). Cada zona está localizada entre dos interruptores teleoperados, que pueden ser abiertos o cerrados para aislar o conectar zonas congestionadas en el sistema.

Inicialmente el sistema está trabajando bajo condiciones normales de operación, de forma radial y sin presencia de congestiones en el mismo como puede apreciarse en la figura 2.

Casos de estudio

El algoritmo RCREI se ha empleado para la resolución de congestiones ante faltas en el sistema y tras la actuación de los dispositivos de localización, aislamiento y restauración del servicio (FLISR).

1. **Falta en la zona F2**
   Ante una falta en la zona 2 del sistema, correspondiente a la línea azul, el FLISR ha detectado la falta y actuado para despejarla en el menor tiempo posible. El resultado de la actuación del FLISR es el aislamiento de una zona de la línea azul que pasaría a trabajar en modo isla (figura 3).
   El algoritmo RCREI buscará la solución óptima que minimice las pérdidas en el sistema ante esta nueva situación de falta, manteniendo las tensiones en los nudos dentro de los límites. Para ello buscará el punto óptimo de operación del OLTC presente en el sistema, así como de la granja solar conectada en el nudo 545. Además, modificará el estado de los interruptores para restaurar el servicio al mayor número de cargas en el sistema.

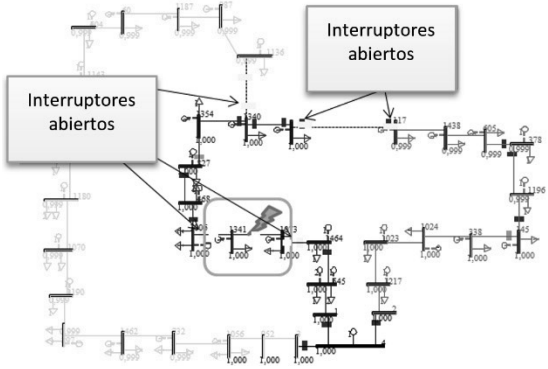


Figura 3. Estado de la red de demostración ante falta en la zona 2

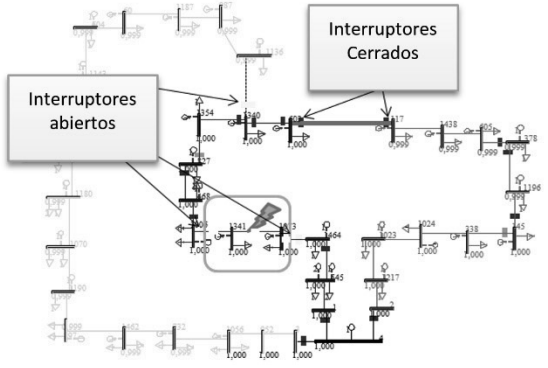


Figura 4. Estado de la red de demostración tras la operación del RCREI ante falta en la zona 2

La figura 5 muestra el nivel de carga de las diferentes líneas del sistema de demostración tras la actuación del RCREI. Como se puede observar, el RCREI es capaz de optimizar el estado de la red y restablecer el suministro a todas las cargas del sistema sin provocar congestiones en el mismo.

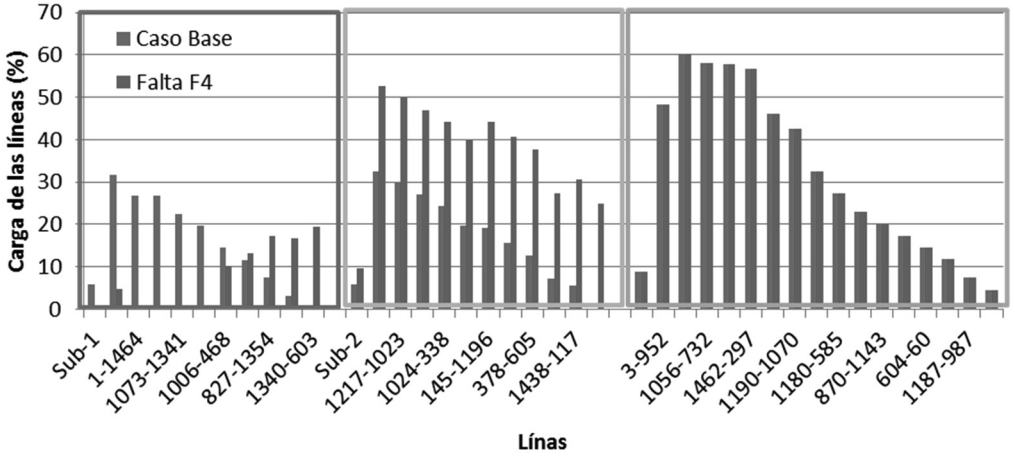


Figura 5. Nivel de carga de las líneas tras la actuación del RCREI ante falta en zona 2

2. Otros escenarios de falta

El sistema de demostración está dividido en 14 zonas. Se han simulado y analizado una falta monofásica en cada una de dichas zonas aplicando el RCREI tras la operación del FLISR. La figura 6 muestra los resultados obtenidos en términos de cargas aisladas tras la falta tras la actuación del FLISR y carga recuperada y abastecida tras la actuación del RCREI. Se puede destacar el caso de falta en la zona 1 (línea verde) que provoca la desconexión del 32% de la potencia demandada en el sistema tras la actuación del FLISR. Aplicando el RCREI al estado de respuesta del FLISR ante falta en F1 es posible encontrar una configuración óptima de la red capaz de restaurar el 25% de la carga desabastecida como consecuencia de la falta y la actuación del FLISR. Las mismas conclusiones se pueden obtener del estudio de las situaciones de falta monofásica en la zona F2 y F14.

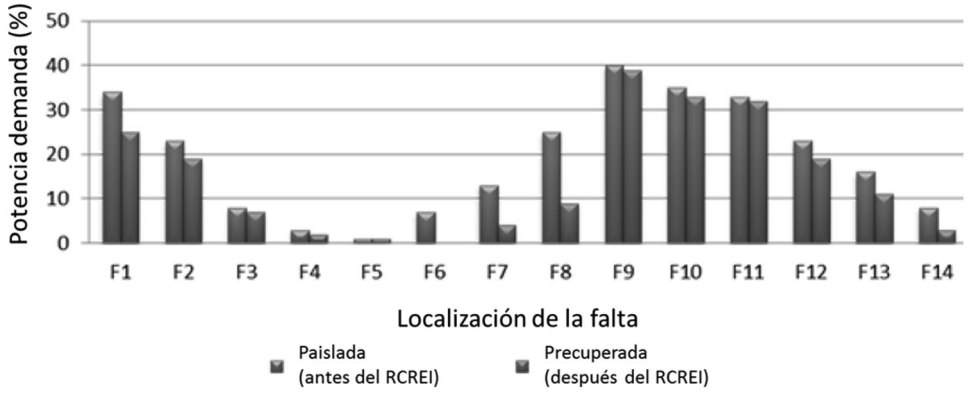


Figura. 6. Carga aislada tras el FLISR y recuperada tras la actuación del RCREI

Las figuras 7 y 8 muestran las pérdidas de potencia activa, así como el nivel de carga de las líneas para cada una de las 14 faltas monofásicas analizadas, correspondientes a las 14 zonas en las que se ha subdividido el sistema, respectivamente.

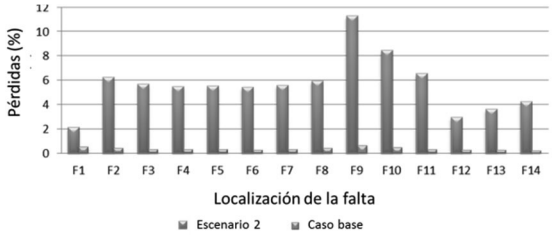


Figura 7. Pérdidas de potencia activa tras la actuación del FLISR y tras la actuación del RCREI

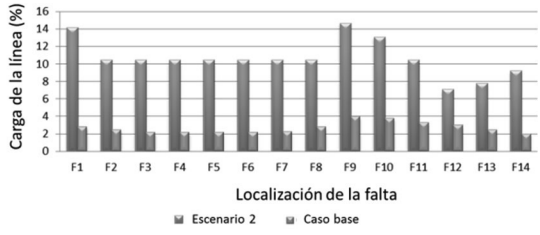


Figura 8. Nivel de carga de las líneas tras la actuación del FLISR y tras la actuación del RCREI

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

La resolución de congestiones es un problema al que se deben enfrentar los operadores de las redes de distribución derivado del creciente aumento de la demanda eléctrica. En este trabajo se presenta una nueva metodología para afrontar la resolución de congestiones basada en el empleo de equipos telecontrolables, como los dispositivos DERs, así como algoritmos de reconfiguración de red capaces minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema mediante la optimización de los puntos de operación de los DERs así como la reconfiguración de la red eléctrica. La metodología presentada se ha aplicado a un sistema de distribución italiano. Los resultados de los análisis realizados muestran la idoneidad de emplear la metodología propuesta para resolver congestiones derivadas de faltas en el sistema y no resueltas por los FLISR.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Unión Europea en el séptimo programa marco FP7-SMARTCITIES-2013 dentro del proyecto 608860 IDE4L – Ideal grid for all.

REFERENCIAS

- Divan, D. & Johal, H., 2007. Distributed FACTS—A New Concept for Realizing Grid Power Flow Control. IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 22, NO. 6.
- Shariatkhah, M. H. & Haghifam, M. R., 2012. Using feeder reconfiguration for congestion management of smart distribution network with high DG penetration. CIRED workshop.
- Vijayakumar, K., 2012. Multiobjective Optimization Methods for Congestion Management in Deregulated Power Systems, Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 2012, Article ID 962402, 8 pages.

NUEVOS ALGORITMOS INTELIGENTES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DESEQUILIBRADAS

Ana Morales; Xavier Robe, Directores **& Antonio Recas**, Consultor, DIgSILENT Ibérica
Yuven Yerima, Manager Consultant, DIgSILENT GmbH

Resumen: La normativa actual americana IEEE 1159 y NEMA proporcionan métodos para evaluar el desequilibrio en redes de distribución. Las normas americanas y europeas EN50160 y EN61000-2-2 emplean componentes simétricas para definir el desequilibrio. Estas normas no tienen en cuenta el cambio de ángulos de la tensión y por lo tanto no son adecuadas en redes desequilibradas de baja y media tensión. Las empresas de distribución actualmente están desarrollando nuevos métodos y algoritmos inteligentes para detectar el desequilibrio y actuar sobre él. Se presentarán dos métodos que se han desarrollado en DIgSILENT PowerFactory para minimizar el desequilibrio medio de potencia en una acometida o directamente la potencia en cabecera de línea.

Palabras clave: Automatización, Red Eléctrica de Transporte y Distribución, Desequilibrio, Pérdidas, Algoritmos, Recocido

EL DESEQUILIBRIO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Origen del desequilibrio

Existen varias causas de desequilibrio de tensión y corriente en redes de distribución. Algunas de las causas principales que nos gustaría citar aquí son: una distribución desigual de consumidores monofásicos, variación de la demanda del consumidor, corte de consumidores monofásicos, ruptura de conductor neutro, asimetría de las impedancias de la red, generación distribuida monofásica conectada a la red y distribuida de forma desigual, tecnologías mixtas en cada fase, etc.

Las nuevas fuentes y tecnologías de generación y consumo introducen nuevos desafíos en la gestión de grandes redes de distribución de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT).

Consecuencias del desequilibrio

Algunos de los problemas derivados del impacto del desequilibrio en la operación y la gestión de las redes se enumeran a continuación:

- Desplazamiento del punto neutro, tensiones fase-neutro fuera de los límites de operación normal.
- Dificultades para mantener la regulación de tensión.
- Utilización de la red de forma poco eficaz: en las horas de demanda punta, hay menos capacidad disponible en las fases más cargadas.
- Circulación de corriente de neutro y de tierra más importante, lo que tiene un impacto directo sobre los clientes conectados a la red.
- Pérdidas más elevadas en las fases A, B y C de los cables, transformadores y líneas aéreas: $I^2_A R_A + I^2_B R_B + I^2_C R_C + I^2_N R_N$
- En las instalaciones industriales con sistemas de accionamiento eléctrico de control de velocidad variable, en caso de desequilibrio de la red, existe el peligro de sobrecarga térmica excesiva y aparición de armónicos en el sistema.
- Un desequilibrio de 5% de la tensión en un motor asíncrono directamente acoplado a la red, puede conducir a un desequilibrio del 30% en la corriente de fase. Los bobinados de fase del estator y del rotor, transportan más corriente y causan pérdidas suplementarias, lo que afecta finalmente al aislamiento. Además, los motores que funcionan con desequilibrio son mucho más ruidosos y causan fenómenos de oscilaciones de velocidad y par.

NORMATIVA INTERNACIONAL: FACTORES DE DESEQUILIBRIO

Existen varias normas internacionales que proporcionan factores para poder valorar el grado de desequilibrio en una red. Por ejemplo, la norma IEEE 1159 define el desequilibrio mediante el empleo de componentes simétricas, dando como indicadores los factores de desequilibrio en secuencia inversa de tensión y corriente. Estos factores se calculan como la relación entre la secuencia inversa (V_2) y la secuencia directa (V_1):

$$\text{Desequilibrio de secuencia inversa} = \frac{V_2}{V_1} = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}}$$

Donde β se define en función de las amplitudes de las tres tensiones entre fases:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}$$

La norma americana de la Asociación de Fabricantes Eléctricos Nacional (NEMA), recomienda calcular el factor de desequilibrio (LINE VOLTAGE UNBALANCE RATE – LVUR) a partir de la desviación máxima de la media de la amplitud de las tres tensiones entre fases respecto a la media de la amplitud de tensiones:

$$Desequilibrio\ tensión(LVUR) = \frac{\text{Desviación máxima de la media de } \{V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}\}}{Media\ de\ \{V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}\}}$$

Ninguna de estas dos normas tiene en cuenta los cambios de ángulo de tensión que se pueden dar en nuestras redes, por lo tanto, no son adecuadas para evaluar el nivel de desequilibrio en BT debido al elevado número de conexiones de neutro a tierra. Los desequilibrios de tensión son importantes tanto en secuencia inversa como en secuencia homopolar.

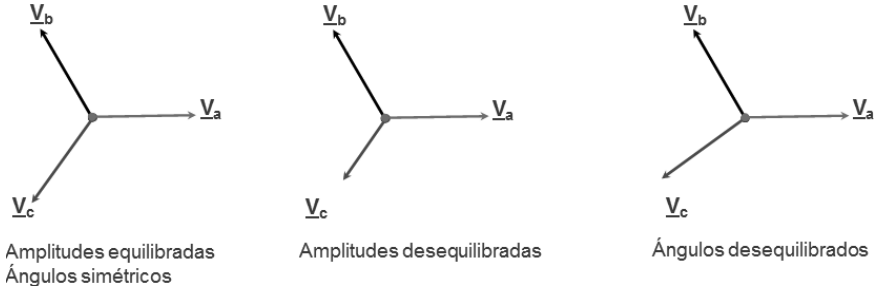


Figura 1. Ejemplo de amplitud de tensiones y ángulos desequilibrados

Las normas BS EN 50160:2010, BS EN 61000-2-2-2002 e IEEE 1159-2009 también tienen en cuenta la secuencia homopolar y definen un factor como la relación entre la secuencia homopolar (V_0) y la secuencia directa (V_1):

$$\text{Desequilibrio de secuencia homopolar} = \frac{V_0}{V_1}$$

OPTIMIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Nuestros clientes operadores de redes de distribución desarrollaron herramientas específicas para abordar el problema de detección del desequilibrio de fases y algoritmos para poder equilibrar la red de nuevo (Roupioz et. al, 2013). Mediante el análisis de las fotos eléctricas del sistema que obtenían diariamente con una frecuencia de refresco variable de 10 minutos a 1 hora, el algoritmo de

reconfiguración asignaba nuevas fases a los clientes que disponían de contadores inteligentes, con objeto de obtener el mejor plan de tensión en las líneas de alimentación al menor coste. La evolución de estos algoritmos se presenta en esta publicación, un nuevo algoritmo de equilibrado de fases que ayuda a distribuir los clientes de tal manera que se minimice el desequilibrio de potencia (DIgSILENT et. al, 2016). Los apartados siguientes describen las funciones objetivo, los algoritmos implementados y resultados obtenidos.

Funciones Objetivo

El algoritmo de optimización se puede ejecutar para dos funciones objetivo diferentes. La cantidad a minimizar es en ambos casos el factor de desequilibrio de potencia compleja s_b, definido como:

$$s_b := (1/\bar{S}) \max_{i=1,\ldots,N} \{|S_i - \hat{S}|\}.$$

Donde:

- *N* es el número de fases.
- $\hat{S}$ es la potencia compleja media en un extremo de una línea o en terminales de un transformador, donde S_i con *i=1,…,N* es la potencia compleja de las fases *1,…,N*:

$$\hat{S} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} S_i$$

- $\bar{S}$ es la media de los valores absolutos de la potencia en las diferentes fases:

$$\bar{S} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} |S_i|$$

Las dos funciones de optimización se describen a continuación.

Minimización del desequilibrio medio de potencia

Esta función tiene en cuenta el desequilibrio de potencia en todos los elementos serie considerados, por ejemplo, líneas y transformadores, que forman parte de la red que se desea analizar. Si consideramos que M son los elementos sobre los que se calcula el factor de desequilibrio de potencia, se puede definir la función como:

$$\bar{s} = \frac{1}{M} \sum_{b=1}^{M} s_b$$

Minimizar el desequilibrio de potencia en el punto de alimentación

Esta función permuta la conexión de los elementos conectados a las líneas de alimentación o acometidas para obtener un desequilibrio mínimo de potencia en cabecera de la línea de alimentación, sin tener en cuenta el desequilibrio del resto de elementos.

Métodos de Optimización

Para poder conseguir la minimización del desequilibrio de potencia, se han desarrollado dos algoritmos:

- Primero grandes cargas y generadores
- Simulación de proceso de recocido (simulated annealing)

Ambos métodos tienen sus ventajas, que presentamos a continuación.

Primero grandes cargas y generadores

Este algoritmo es sencillo de entender, de configuración también sencilla y generalmente arroja muy buenos resultados. Itera todas las cargas y generadores por orden de potencia aparente, empezando por la carga o generador más grande. Para cada carga o generador, permuta las fases de la carga, del generador o del elemento de la red al que están conectados. Después de calcular la función objetivo para todas las conexiones posibles, elegirá la mejor conexión para el generador o la carga.

Simulación de un proceso de recocido

El recocido es un proceso en el que se forman cristales. Si el metal se enfría lentamente, se formarán cristales de energía débil. Este método llevado al campo de las redes inteligentes, representa un método de optimización estocástico basado en técnicas de Monte Carlo, que reconfigura los elementos de la red de forma aleatoria y durante el "enfriamiento del sistema", espera obtener soluciones adecuadas. En cada iteración *n* del algoritmo, se genera una nueva propuesta de reconexión y se aplica a la red, para calcular la función objetivo. Si el valor obtenido es mejor que el valor de la propuesta anterior, entonces el algoritmo acepta la última propuesta y continua con el paso de iteración siguiente. El algoritmo se detiene cuando el número máximo de iteraciones se alcanza o si el valor objetivo obtenido es inferior a un valor definido por el usuario. Si el valor objetivo se define como cero, entonces el algoritmo se detiene al alcanzar el máximo número de iteraciones.

APLICACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Para poder probar la minimización del desequilibrio de potencia, se han empleado redes reales de clientes, pero se incluye aquí un ejemplo estándar IEEE de 123 nodos (Yerima, 2016).

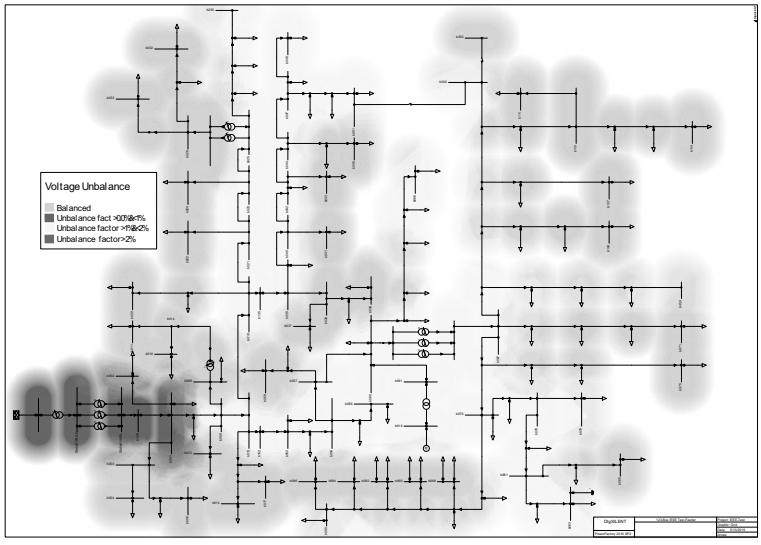


Figura 2. Red de distribución de test IEEE 123 buses

Comparación de resultados: antes y después de la minimización del desequilibrio medio de potencia

A continuación, se presentan los resultados de desequilibrio de tensión obtenidos con la optimización del desequilibrio medio de potencia. Se han aplicado los métodos "Primero grandes cargas y generadores" y "Simulación de un proceso de recocido". Las figuras siguientes muestran el estado de desequilibrio de la red antes y después de la aplicación de cada método de optimización. Se observa como el desequilibrio se ha reducido considerablemente en todas las barras de la red consideradas.

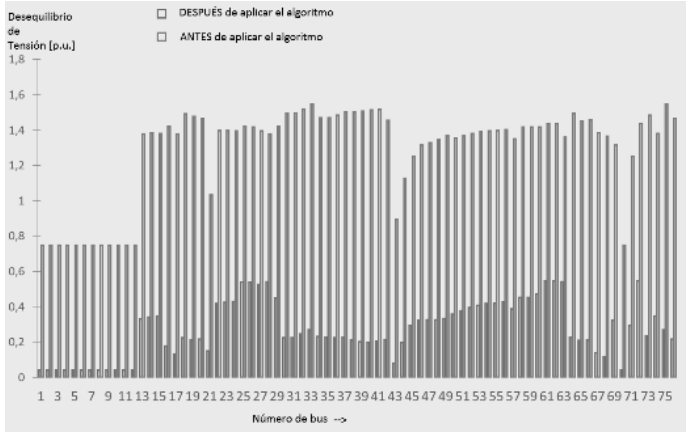


Figura 3. Desequilibrio de tensión empleando el método "Primero grandes cargas y generadores"

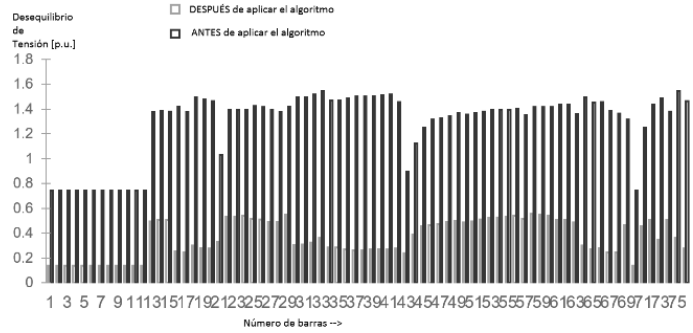


Figura 4. Desequilibrio de tensión empleando el método "Simulación de un proceso de recocido"

La figura siguiente muestra la comparación del estado de desequilibrio de tensión de la red después de aplicar los dos métodos propuestos. El desequilibrio se reduce en todas las barras en mayor medida con el método de "Primero grandes cargas y generadores".

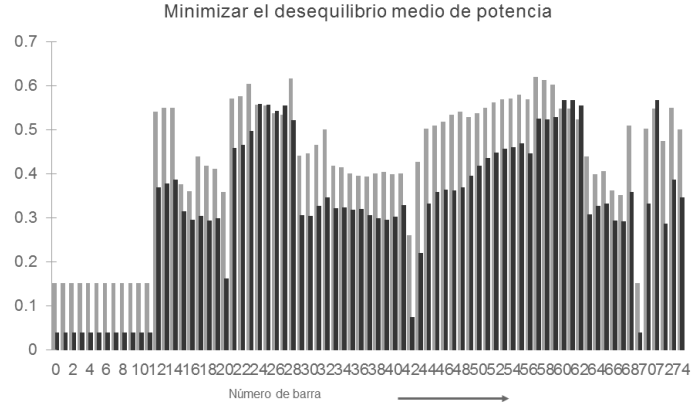


Figura 5. Comparación de resultados de desequilibrio de tensión con los dos métodos: Color azul → Primero grandes cargas y generadores; Color verde → Simulación del proceso de recocido

Comparación de resultados: funciones objetivo

A continuación, se presenta la comparación de resultados obtenidos con ambas funciones objetivo y el método de "Simulación de un proceso de recocido". Se obtienen mejores resultados en un mayor número de barras con la minimización del factor de desequilibrio medio de potencia.

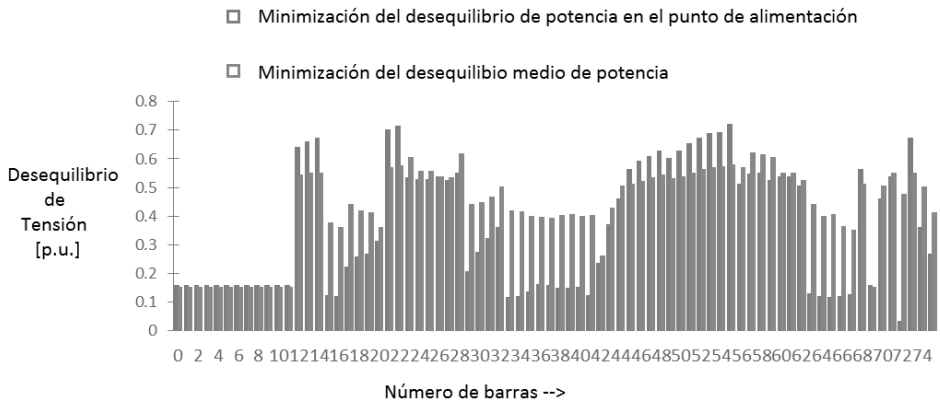


Figura 6. Comparación de resultados de desequilibrio de tensión con el método de simulación de un proceso de recocido: Color azul → minimizar desequilibrio de potencia en el punto de alimentación; Color marrón → minimizar el desequilibrio medio de potencia

La siguiente tabla resume algunos parámetros de interés para la operación del sistema de distribución.

Método		**Minimizar el desequilibrio medio de potencia**			**Minimizar el desequilibrio de potencia en el punto de alimentación**		
		Antes	**Después**	**Diferencia**	**Antes**	**Después**	**Diferencia**
Primero grandes cargas y generadores	**Pérdidas[kW]**	93,314	75,423	17,891	93,314	76,447	16,867
	Carga [%]	118,187	88,993	29,194	118,187	92,211	25,976
Simulación de un proceso de recocido	**Pérdidas [kW]**	93,314	89,728	3,586	93,314	95,271	-1,957
	Carga [%]	118,187	98,057	20,13	118,187	98,655	19,532

Tabla I. Resumen de nivel de carga y pérdidas del sistema antes y después de aplicar la optimización con ambas funciones objetivo y ambos métodos

CONCLUSIONES

Esta operación de equilibrado de cargas mejora la operación de la red de distribución, reduciendo las restricciones térmicas, reduciendo las pérdidas en el sistema y repartiendo de forma equilibrada la potencia en las líneas de alimentación.

Los dos métodos presentados tienen ventajas. El método de "Primero grandes cargas y generadores" es más sencillo y conduce en la mayoría de los casos estudiados a muy buenas soluciones. El método de "Simulación de un proceso de recocido" es un método mucho más complejo y gracias a la aleatoriedad del mismo, es capaz de obtener resultados en redes donde hay dificultades para poder equilibrar la carga.

Los costes de equilibrado de cargas pueden llegar a ser muy elevados, en particular en zonas urbanas. Es por ello que cada vez más operadores gestionan el equilibrio de sus redes con DIgSILENT PowerFactory.

REFERENCIAS

- Roupioz, G., Robe, X., Gorgette, F., 2013, FIRST USE OF SMART GRID DATA IN DISTRIBUTION NETWORK PLANNING, 22nd International Conference on Electricity Distribution CIRED.
- DIgSILENT PowerFactory 2016 – User Manual.
- Yerima, Y., 2016 "Réseau déséquilibré", Journées DIgSILENT 2016, Strasbourg, Junio 2016

APLICACIÓN DE LA IEC 61850 EN UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN

Hortensia Amarís; Ricardo Vázquez & Mónica Alonso, Universidad Carlos III de Madrid
Maite Hormigo, Gas Natural Fenosa
Fernando Salazar, Unión Fenosa Distribución

Resumen: El estándar IEC 61850 se ha aplicado principalmente para el control de subestaciones, comunicación y protección. Pocas son las aplicaciones donde se extiende su rango de operación para cubrir otras funcionalidades necesarias para la operación de redes eléctricas de distribución. En esta comunicación se presenta la arquitectura de automatización de una red de distribución piloto desplegada en el proyecto Europeo IDE4L donde se ha implementado distintas funciones de operación como por ejemplo: monitorización en tiempo real, estimación del estado de la red, predicción de la demanda y de la generación o el control de congestiones en redes eléctricas de distribución de baja y media tensión.

Palabras clave: Automatización, IEC 61850, Predicción Demanda

INTRODUCCIÓN

La norma IEC 61850 se planteó como la definición de un estándar internacional para la comunicación entre los distintos equipos dentro de una subestación (de protección, control y medida). Esta no solo abarca las funciones de un protocolo de telecontrol, sino que especifica también la arquitectura, configuración, modelos de datos, requisitos eléctricos y mecanismos de test de calidad y conformidad. Surge de la necesidad de unificación de protocolos (tanto propietarios como estandarizados) y tiene como objetivo, entre otros, conseguir que el control de las subestaciones sea independiente del fabricante, siendo posible interconectar y sustituir dispositivos fabricados por empresas diferentes. Esta característica de interoperabilidad permite facilitar el desarrollo y avance de la automatización de subestaciones y propicia la aparición de nuevas funcionalidades (Andersson, et al 2003).

Este estándar introduce una nueva filosofía, distinta por completo a la utilizada hasta el momento en las subestaciones, basada en la definición de un modelo de datos orientado a objetos y funciones. Este modelo introduce el concepto de nodo lógico, que permite que la subestación se divida en funciones básicas. La información se reduce a unidades simples, consiguiendo una racionalización de la base de datos, simplificándola y haciéndola más manejable. El modelo de datos le da a la norma una nueva característica: la capacidad de auto-descripción, que mejora los procedimientos de ingeniería y mantenimiento (Brand et al, 2004).

El proyecto IDE4L “Ideal Grid for all” (http://ide4l.eu/) es un proyecto de demostración financiado por la Comisión Europea que tiene como misión:

- Definir el concepto de red de distribución activa en un escenario futuro con una penetración de la generación distribuida a gran escala mediante energías renovables y dispositivos energéticamente eficientes.
- Nuevos métodos de planificación y funcionalidad de automatización. En el proyecto se plantea desarrollar nuevos métodos de planificación de la red de distribución y mejores funcionalidades en el sistema de automatización para permitir una red ideal futura.

Los principales desarrollos se han implementado en tres pilotos de demostración ubicados en Dinamarca, Italia y España donde se pondrá a prueba la aplicabilidad de los métodos y las funciones desarrolladas en un entorno real.

Para cumplir los objetivos del proyecto ha sido necesario desarrollar sistemas de automatización avanzados de la red de distribución, incluyendo la utilización de los servicios auxiliares de distribución de los recursos de energía y el concepto del agregador de acuerdo al estándar IEC 61850.

El concepto de automatización desarrollado en el proyecto gira en torno a tres puntos:

- Diseño de la arquitectura de control jerárquico y distribuido en la automatización de la red de distribución,
- Diseño de la virtualización y agregación de DER a través del agregador y
- La utilización a gran escala de DER en la gestión de la red.

Uno de los aspectos más críticos en el proyecto ha sido la escalabilidad debido al gran número de nodos, subestaciones y recursos energéticos distribuidos que se contemplan en las redes de demostración. Por lo tanto, la arquitectura que se ha planteado es distribuida y modular siguiendo una estructura jerárquica donde se realiza en tiempo real la gestión automática de datos y se reduce la transferencia de datos al centro de control.

La adquisición de datos y las interfaces entre el SAU (Substation Automation Unit) y los dispositivos periféricos se han implementado utilizando el protocolo estándar como DLMS / COSEM de contadores inteligentes y el envío de mensajes MMS para los IED. Por otra parte, la información cuasi-estática como datos de las redes y la topología de red se ha realizado según la norma CIM.

DISEÑO Y DOCUMENTACIÓN DEL MODELO DE DATOS IEC 61850 EN LA BASE DE DATOS DE LA UNIDAD DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN (SAU)

Para llevar la implementación del modelo de datos al proyecto, éste se ha diseñado sobre una base de datos, que se encuentra en la unidad de automatización de la subestación (SAU). La SAU es el componente clave que permite el almacenamiento de datos relacionados con las mediciones tomadas en campo, los modelos de red, los modelos de negocio y los algoritmos que se ejecutan en la SAU.

Esta base de datos también se utiliza para el intercambio de información entre los distintos algoritmos e interfaces implementados en la SAU, así como para la estimación de estado, predicción de demanda y producción, y para el control y monitorización de la red conectada a la subestación. Todos los dispositivos y algoritmos que dan las funcionalidades de monitorización, control y protección de la red se modelan como dispositivos físicos, los cuales contienen un conjunto de dispositivos lógicos, que a su vez contienen un conjunto de objetos de datos que, por último, se componen de una serie de atributos.

physical device → logical device →logical node →data object →data attribute

En la implementación del proyecto IDE4L se le han añadido al modelo de datos IEC 61850 una serie de tablas que implementan datos históricos y medidas en tiempo real, así como otras medidas históricas para modelar perfiles de predicción de la generación y de la demanda.

A continuación se presentan una selección de tablas de la base de datos que muestran el modelado de los Smart meter, así como el de un algoritmo de predicción de demanda y predicción energía renovable de la GD instalada en la red.

Tabla de dispositivos físicos y lógicos

Los dispositivos físicos modelados de la red comprenden los contadores digitales, los algoritmos de estimación de estado y de predicción de la demanda y de la energía renovable (ver Figura 1). En lo que se refiere a los dispositivos lógicos (Figura 2) a cada contador inteligente se le asocia un único dispositivo lógico. En cambio, el dispositivo físico del algoritmo de predicción tiene numerosos dispositivos lógicos,

uno asociado a cada contador, que proporciona el cálculo de la previsión de demanda y producción de cada cliente.

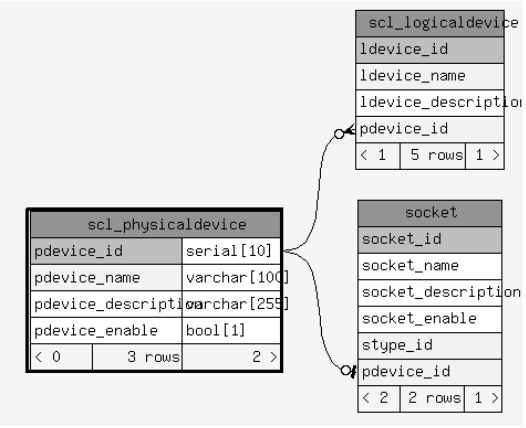


Figura 1. Tabla de dispositivos físicos

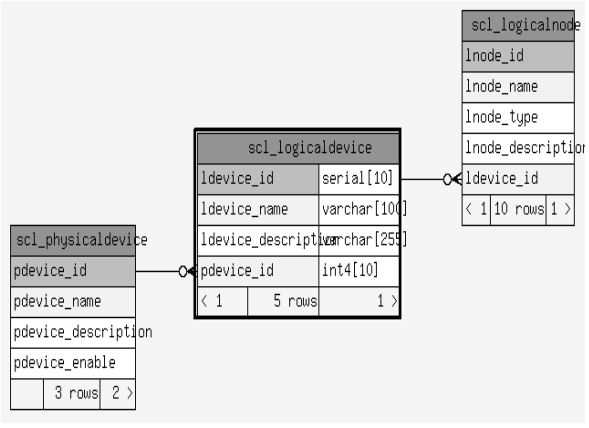


Figura 2. Tabla de dispositivos lógicos

Tabla de atributos de los datos

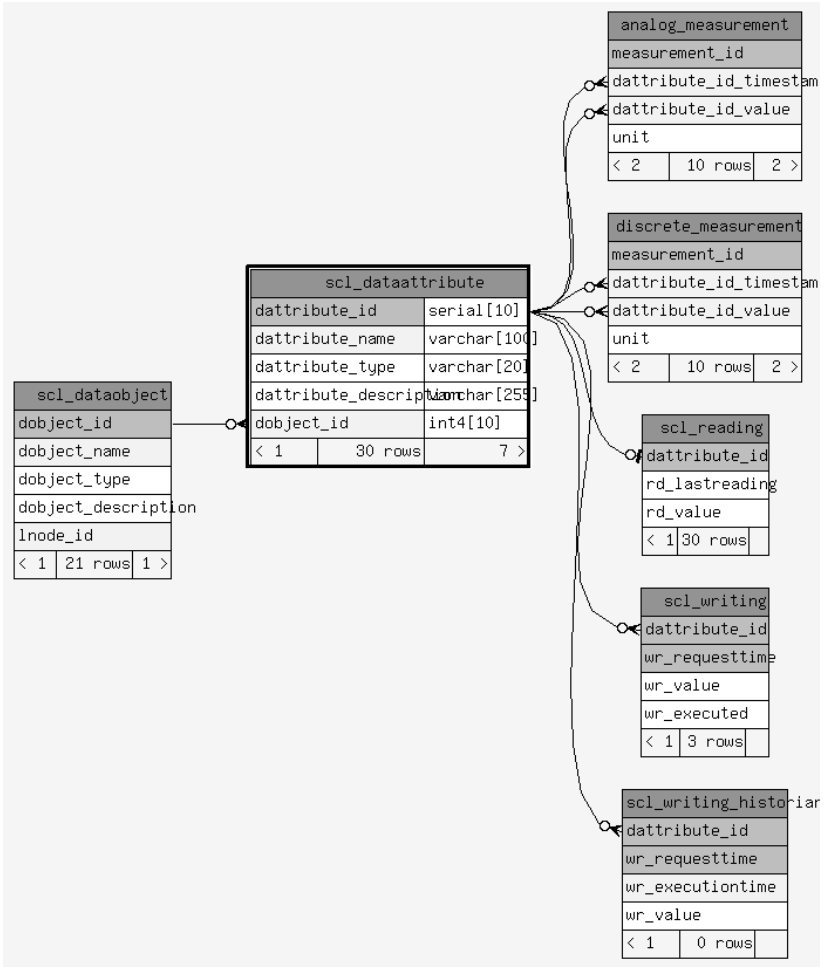


Figura 3. Tabla de atributos de datos

La Figura 3 muestra un ejemplo de la tabla que contiene todos los atributos asociados a los objetos de datos contenidos en cada nodo lógico. Como se puede ver aquí aparecen ya todos los atributos que representan los objetos de datos, y que definen a los nodos lógicos (en este caso, el valor de las medidas o predicciones, y los atributos de calidad y tiempo – Timestamp asociados).

Tabla de datos analógicos históricos

Los algoritmos de predicción de la demanda y de la producción de energía renovable necesitan información de los valores históricos que se almacenan de manera distribuida en la base de datos de cada nivel. En la tabla *analog_measurement* (Figura 4) se hace la asociación de cada atributo a un identificador de medida (measurement_id) de modo que un valor específico de una medida (por ejemplo el valor de energía activa consumida de un cliente) lleva asociado un identificador de medida.

Por ejemplo para el cliente A, que tiene asociado un dispositivo físico (contador inteligente), si se va avanzando por la estructura jerárquica del modelo de datos IEC 61850 de dicho dispositivo se llega hasta el objeto de datos que representa la energía activa consumida (no para una hora en concreto sino en general). Esta energía activa consumida tiene 3 atributos, el valor de dicho consumo, el atributo Timestamp y el atributo de calidad. Por último, estos 3 atributos se asocian a un identificador de medida (measurement_id) en la tabla *analog_measurement*. Si se quiere almacenar datos de consumo de dicho cliente A (por ejemplo para usarlo en la predicción de su demanda futura) estos se almacenan en la tabla de medidas históricas indicando dicho identificador de medida.

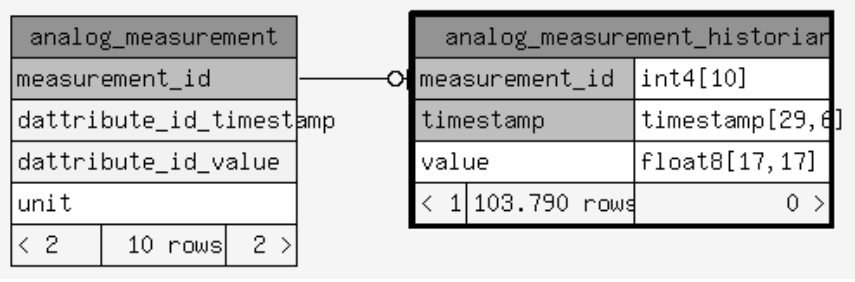


Figura 4. Tabla de medidas analógicas históricas

SUPERVISION EN TIEMPO REAL Y PREVISIÓN DE LA DEMANDA

La estructura de datos desarrollada en el proyecto IDE4L permite implementar diversas funcionalidades como por ejemplo la supervisión de la red en tiempo real o la predicción de la demanda que se detallan a continuación.

Supervisión en tiempo real

La arquitectura de supervisión propuesta cubre todos los niveles de la red, incluyendo las subestaciones primarias, subestaciones secundarias y la adquisición de datos de MT y BT en las instalaciones de los clientes. La estructura jerárquica de adquisición de datos plantea dos niveles de gestión:

- Adquisición de datos a nivel de la subestación secundaria, que es el nivel inferior de la estructura jerárquica y comprende la adquisición de medidas eléctricas (potencias, tensiones, corrientes, etc) con alta resolución temporal. El sistema de adquisición de medidas utiliza una infraestructura de comunicaciones de banda ancha y el protocolo DLMS/COSEM, proporcionando medidas en tiempo real y perfiles de energías a la SAU secundaria. En la SAU se almacenan las medidas en una base de datos local y se utilizan junto con otras medidas como por ejemplo: la posición de los interruptores controlables o de los dispositivos de protección que permiten realizar la estimación de estado de la red.

- Los valores agregados a nivel del transformador MT / BT se encuentran recogidos en la subestación primaria a través de un servidor IEC61850 MMS con un modelo de datos especifico. De esta manera, cada medida se transmite y se gestionan hasta el nivel donde es útil. La recogida de datos se utiliza a nivel local por la red de MT. Estas dos capas de supervisión proporcionan las medidas con el nivel de detalle necesario para controlar toda la red de distribución. Al mismo tiempo, la supervisión distribuida implementada en cada capa de la red (subestación secundaria, subestación primaria) permite reducir el volumen de datos intercambiados en la red.

Predicción de la demanda

Los algoritmos de predicción (demanda agregada en la subestación, demanda cliente individual y generación renovable agregada en la subestación y generación renovable local en la red) utilizan como entradas las predicciones meteorológicas de la estación meteorológica más cercana al emplazamiento, registros históricos de la demanda o de la producción y las medidas disponibles en tiempo real. Los algoritmos se encuentran implementados en cada subestación (secundaria y primaria) proporcionando en cada nivel las predicciones correspondientes con el nivel de resolución requerido. Así en la subestación secundaria el algoritmo de predicción utiliza la información disponible en la SAU y realiza la predicción correspondiente a la red de baja tensión. Por el contrario, en la subestación primaria se utilizan las medidas agregadas (del transformador MT/BT) para proporcionar las predicciones agregadas en media tensión.

Los algoritmos de predicción contemplan dos horizontes de predicción;

- Siguiente muestra (One step ahead) que permite estimar el siguiente valor de la demanda o de la producción dependiendo del horizonte de resolución de los datos (cada 10 minutos, 15 minutos, 1 hora). Esta información se utiliza con fines de control donde es necesario estimar cuál va a ser el siguiente valor de la demanda o de la producción para determinar las acciones de control más oportunas.
- Predicción para las siguientes 24 horas. En este caso, los valores de la predicción se utiliza para fines de planificación y de gestión de la demanda flexible, así como para detección de posibles congestiones en el día siguiente.

Las siguientes figuras muestran los resultados de la demanda para una de las redes de demostración del proyecto IDE4L aplicado a la subestación primaria considerando los dos horizontes de predicción horaria: la siguiente hora y las 24 siguientes horas.

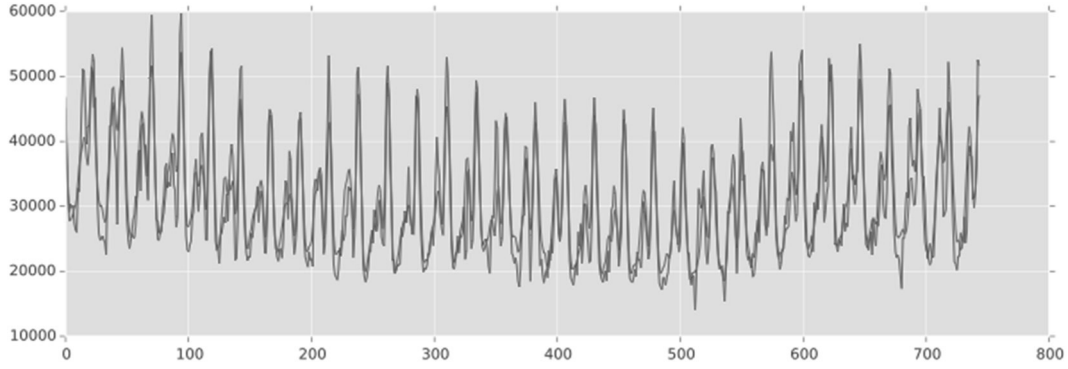


Figura. 5. Predicción de la demanda (siguiente hora, 7.66 MAPE)

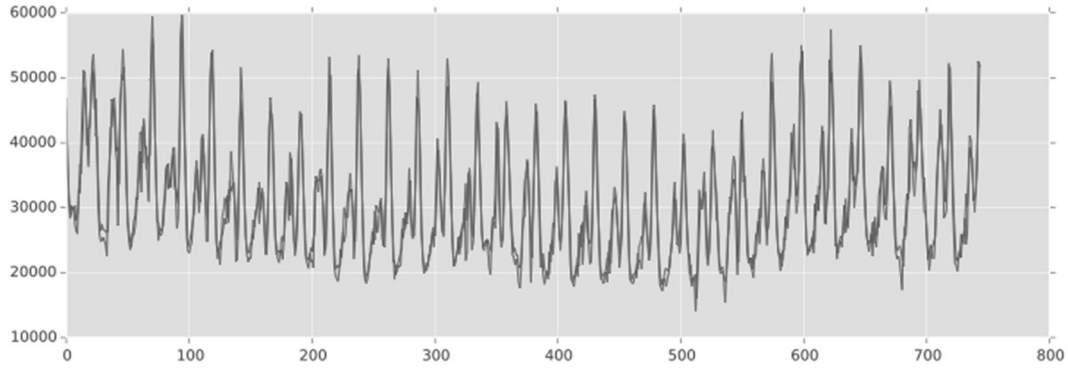


Figura 6. Predicción de la demanda (siguientes 24 horas, 10.08 MAPE)

CONCLUSIONES

La aplicación del estándar IEC 61850 para la automatización de subestaciones se ha demostrado como una solución fiable para mejorar el control de las redes eléctricas, tanto de transporte como de distribución. La norma IEC 61850 permite el desarrollo de una nueva gama de aplicaciones de protección y de control que resultan en importantes beneficios en comparación con las soluciones de automatización convencionales. En el proyecto Europeo IDE4L se ha desarrollado una arquitectura de control de una red eléctrica de distribución (media tensión y baja tensión) siguiendo el estándar IEC 61850. La arquitectura de control planteada sigue una estructura jerárquica distribuida distinguiéndose dos niveles de control: subestación secundaria y subestación primaria. En cada subestación se han implementado funciones de supervisión en tiempo real y de predicción de la demanda y de la generación de origen renovable.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Unión Europea en el séptimo programa marco FP7-SMARTCITIES-2013 dentro del proyecto 608860 IDE4L – Ideal grid for all.

REFERENCIAS

- Andersson, L., Brunner, C. & Engler, F. 2003, "Substation automation based on IEC 61850 with new process-close technologies", Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, pp. 6 pp. Vol.2.
- Brand, K., Brunner, C. & Wimmer, W. 2004. Reducing the effects of short circuit faults on the development of a comprehensive power design of IEC 61850 based substation automation systems according to customer requirements. Switzerland: Department of electrical and ABB Switzerland ltd.
- IEC 61850-6:2009: Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
- IDE4L: Ideal Grid for All, http://ide4l.eu/

HACIA LAS SUBESTACIONES IEC 61850, UN RETO ACTUAL PARA LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS

Patricia del Río García, Smart Grid Consultant, DNV GL Energy

Resumen: La migración a IEC 61850 se ha convertido en una tendencia actual. Cada vez más compañías eléctricas incorporan dispositivos electrónicos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices – IEDs*) con funciones de protección, control y monitorización en sus subestaciones aprovechando las ventajas que la norma ofrece. El amplio alcance que el estándar IEC 61850 proporciona como solución en la automatización de subestaciones, y su extensión orientada hacia otros aspectos relacionados con la generación distribuida, hacen de éste el estándar con más futuro en el panorama de las *Smart Grids*. La tendencia es clara; pero ahora bien, ¿cómo afrontar la migración a IEC 61850? En este artículo DNV GL ofrece una visión global acerca de los distintos factores que intervienen en la implementación de la norma en las subestaciones eléctricas y los retos que ello supone.

Palabras clave: IEC 61850, Automatización de Subestaciones, IED, Interoperabilidad, SCL, Modelo de Datos

INTRODUCCIÓN

Cuando se trata de un proyecto relacionado con el diseño de un sistema de automatización de subestación (*Substation Automation System – SAS*), las compañías eléctricas buscan una solución que ofrezca las mejores ventajas actuales, pero que a su vez sea una solución duradera en el tiempo desde un punto de vista tecnológico.

En ese sentido, la norma IEC 61850 ha sido concebida para ser una solución válida tanto para el presente como para el futuro. A día de hoy, el uso de *gateways* permite la coexistencia y el entendimiento en una misma subestación entre dispositivos IEC 61850 y aquellos que no lo son. Asimismo, mediante la definición de un modelo de datos y de un conjunto de servicios de comunicación estandarizados, la norma posibilita la implementación de soluciones *multivendor*, asegurando la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes. El estándar IEC 61850 está pensado no sólo para subestaciones de nuevo diseño, sino también para la renovación y ampliación de subestaciones ya existentes.

Éstas y otras ventajas que ofrece la norma la convierten en una solución atractiva en la implementación de sistemas de automatización en subestaciones eléctricas. Ahora bien, a la hora de abordar un proyecto de este tipo, existen una serie aspectos a tener en cuenta; aspectos algunos de ellos determinantes a la hora de garantizar con mayor probabilidad el éxito en la ejecución del mismo.

TRANSICIÓN A UNA SUBESTACIÓN IEC 61850

Aspectos generales

Tal y como se muestra en la Figura 1, una subestación puede dividirse en tres niveles funcionales distintos: nivel de subestación, nivel de bahía y nivel de proceso.

- El nivel de proceso es aquel en el que se sitúan los equipos primarios, tales como sensores, transformadores de corriente, transformadores de tensión, interruptores y seccionadores.
- En el nivel de bahía se ubican los equipos de protección, control y monitorización.
- El nivel de subestación es aquel donde se sitúan las unidades centrales de subestación que se conectan con los centros de control.

Bajo la norma IEC 61850, en estos niveles se pueden encontrar distintos dispositivos electrónicos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices - IEDs*) con funciones de protección, control, supervisión, medición y comunicación principalmente. De modo que podemos encontrar IEDs típicos tales como: computadores de subestación (HMI), RTUs (*Remote Terminal Unit*s), *gateways*, equipos de monitorización, relés de protección, unidades de control de bahía, contadores, transformadores de instrumentación digitales, MUs (*Merging Units*), entre otros.

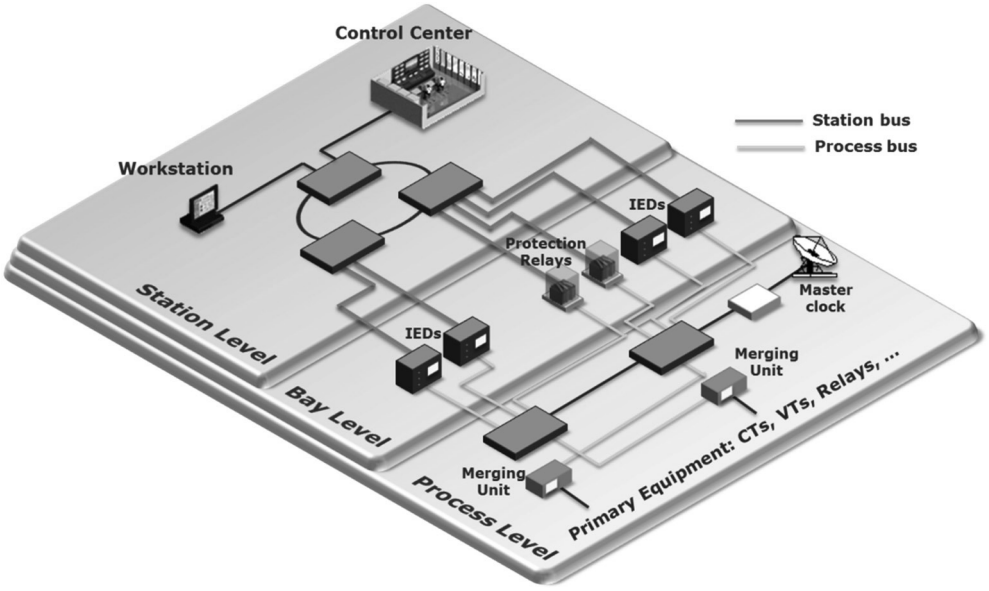


Figura 1. Arquitectura general de una subestación con bus de proceso y bus de estación

En este punto, la interoperabilidad se consigue mediante la identificación de las funciones comunes dentro de una subestación y su estandarización a través de un modelo jerárquico de datos. En él, un dispositivo físico contiene uno o más dispositivos lógicos, que a su vez contienen uno o más nodos lógicos agrupados según su funcionalidad y propósito dentro de cada dispositivo lógico. Cada uno de estos nodos lógicos está definido de manera estandarizada mediante objetos de datos con sus correspondientes atributos.

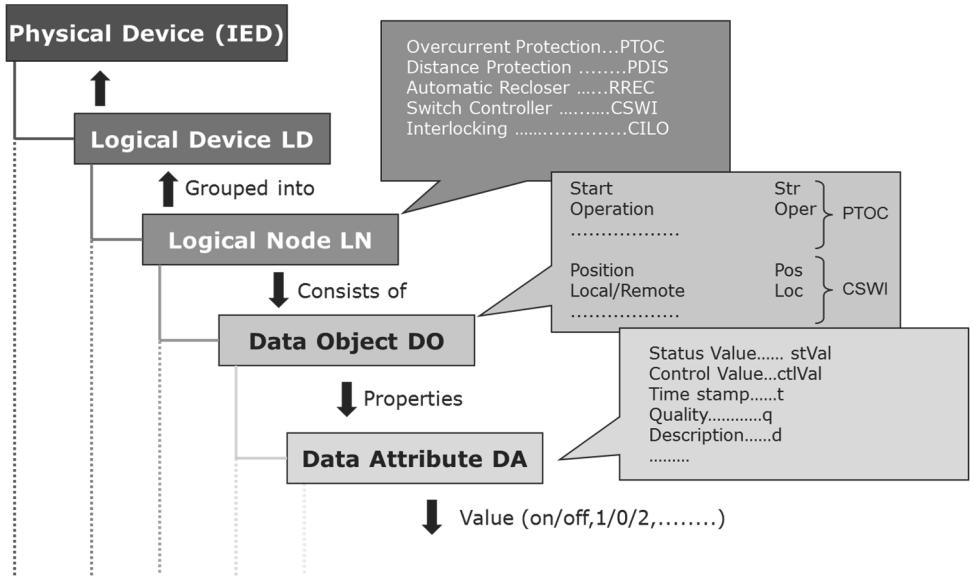


Figura 2. Modelo de datos según IEC 61850

Dentro de una subestación IEC 61850, los dispositivos situados en el nivel de subestación y el nivel de bahía estarán conectados entre sí mediante el denominado bus de estación; mientras que los dispositivos situados en el nivel de bahía y los dispositivos del nivel de proceso lo estarán mediante el bus de proceso. Estas redes podrán soportar una comunicación basada en tres tipos de servicios también estandarizados:

- Servicios de comunicación basados en mensajes MMS orientados a conexión tipo cliente-servidor.
- Mensajes GOOSE para la transferencia rápida de eventos por multidifusión entre bahías.
- Valores muestreados (*Sampled Values – SV*) para la transferencia de medidas digitales de corriente y tensión desde los equipos primarios instalados en el nivel de proceso.

IEC 61850 proporciona además un medio estandarizado de configuración de subestación, el denominado SCL (*Substation Configuration Language*). Se trata de un lenguaje basado en XML (*eXtensible Markup Language*) utilizado para la configuración de los IEDs que conforman el sistema de automatización de la subestación; esto incluye su relación con el diagrama unifilar, su modelo de datos y servicios de comunicación, así como sus enlaces de comunicación dentro del sistema. El objetivo principal de este lenguaje de configuración es posibilitar el intercambio de datos de una manera estandarizada entre equipos de diferentes fabricantes desarrollados bajo la norma.

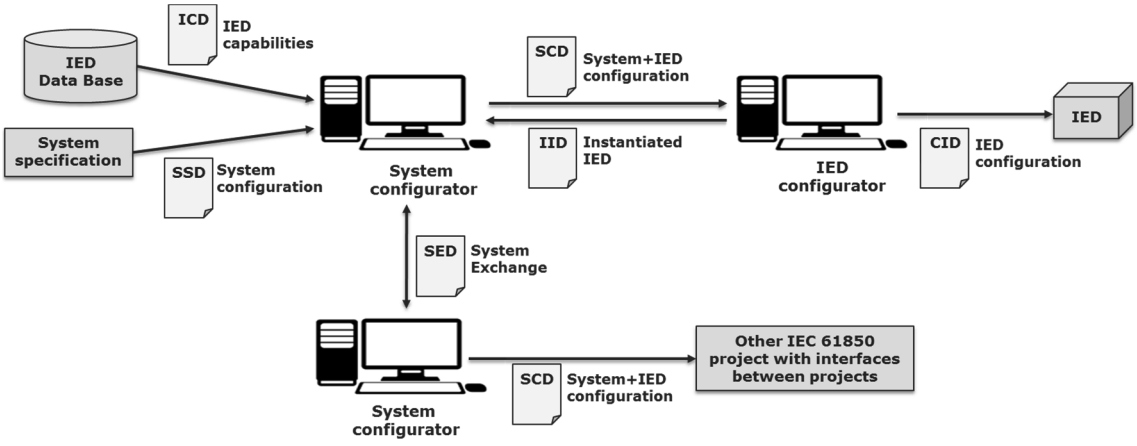


Figura 3. Proceso de ingeniería con SCL

Mediante el uso de SCL se reduce de manera notable el esfuerzo en el proceso de ingeniería, y se simplifica tanto el mantenimiento como la ampliación de los sistemas de automatización.

Establecimiento de especificaciones técnicas

Dado que el IEC 61850 es un estándar con un alcance que cubre un amplio conjunto de aspectos dentro de la subestación y que ofrece una gran flexibilidad en su uso para distintos tipos de implementación, es necesaria la definición de un conjunto de especificaciones técnicas que recojan los requerimientos particulares establecidos por la correspondiente compañía eléctrica.

En general, estas especificaciones deberán cubrir áreas relacionadas con la comunicación, la información y la ingeniería, junto con unos requisitos hardware en términos de fiabilidad y rendimiento. Además, se deberá tener en cuenta la coexistencia con otras tecnologías y protocolos de comunicación. Los requisitos del sistema deberán potenciar la interoperabilidad mediante la selección y restricción de estándares a ser usados, con el fin de simplificar la posterior tarea de integración.

Estas especificaciones técnicas constituirán la base para la licitación y la ingeniería de un determinado proyecto.

Diseño de la red LAN de la subestación

El proceso de diseño de la red de comunicación de una subestación basada en la norma IEC 61850, se puede dividir de manera simplificada en las siguientes etapas:

Selección de esquemas y protocolos de comunicación adicionales

En primer lugar, se deben seleccionar los esquemas y protocolos de comunicación de datos adicionales a IEC 61850, escogiendo aquellos que mejor se adapten a los requisitos funcionales de la red: sincronización, transferencia de archivos, intercambio de información, etc.

Selección de dispositivos de red

A continuación, es necesario seleccionar los dispositivos de red (*routers*, *switches*, *gateways*, etc.) que permitirán la interconexión entre IEDs, equipos primarios y equipos instalados en el nivel de subestación. Asimismo, se debe seleccionar la topología de la red incluyendo el nivel de redundancia tanto física como lógica.

En este punto, es importante tener en cuenta la criticidad en los tiempos de respuesta requeridos en ciertas áreas de la subestación. En ocasiones, el bus de estación no es capaz de gestionar el elevado volumen de tráfico procedente del bus de proceso, causando serios problemas de congestión. En este caso, una posible solución sería la división de la red en segmentos más pequeños con el fin de incrementar la fiabilidad y el rendimiento.

Combinando la redundancia de la red y la redundancia de los IEDs se puede incrementar la disponibilidad global de la misma eliminando en la medida de lo posible los puntos únicos de fallo. Son muchas las posibles arquitecturas de red a implementar en una subestación IEC 61850 dependiendo de su tipo, sus niveles de tensión, su importancia dentro de la red global y de las aplicaciones que requieren ser ejecutadas en ella. Las preguntas más comunes que deben ser respondidas para escoger una arquitectura de red apropiada son:

- ¿Cuál es la aplicación?
- ¿Existen requerimientos de protocolos específicos?
- ¿Es necesaria la redundancia?
- ¿Cómo gestionar fallos en los componentes?

Configuración de dispositivos de red

El siguiente paso es configurar los dispositivos de red: las direcciones IP y las máscaras de subred, las direcciones de multidifusión y dominios, y las VLANs.

Creación de un SCL único

La creación de un único archivo SCL de configuración de la subestación es uno de los pasos más delicados del diseño. Este archivo contendrá toda la información relacionada con la configuración del sistema; es decir, la configuración de todos los IEDs que forman parte del sistema, la configuración de la red de comunicaciones y la descripción de la subestación.

Es de suma importancia que todos los IEDs que vayan a formar parte de la solución cuenten con su correspondiente archivo ICD, asegurando siempre su conformidad con la norma. Por ello, cabe destacar la necesidad de contar con herramientas de ensayo que validen el contenido de dichos archivos de manera rápida y eficaz. El proceso de validación manual de archivos SCL de configuración es complicado y consume demasiado tiempo, por lo que el uso de estas herramientas de validación se hace imprescindible.

Comprobaciones típicas necesarias en la validación de un archivo de configuración SCL
1. Conformidad con el esquema SCL definido en IEC61850-6
2. Definición consistente de puntos de acceso y su correcto enlace con los IEDs existentes
3. Referencias SCL consistentes con IEC 61850-7-3 y 7-4. Por ejemplo: o Presencia de Objetos de Datos obligatorios (*Data Objects - DOs*) en los Nodos Lógicos (*Logical Nodes – LNs*) o Presencia de Atributos de Datos (*Data Attributes – DAs*) en los DOs o Tipos de DOs y DAs o DOs privados en los LNs o DAs privados en los Dos o Etc.
4. Coincidencia en la configuración de un IED. En este caso es necesario comparar el archivo SCL con el modelo de datos extraído directamente del IED mediante servicios de comunicación IEC 61850-8-1. Por ejemplo: o Comparar presencia y tipos de DOs o Comparar presencia de datasets o Comparar presencia de bloques de control (RCBs, GoCBS, etc.) o Correcta inicialización de parámetros obligatoria o Etc.

Tabla I. Validación de un archivo SCL

Validación del diseño

Para poder establecer si el diseño de red realizado es válido, se debe preparar una simulación de red que permita analizar si la topología escogida proporciona el rendimiento y la fiabilidad deseados; para lo cual se debe establecer un plan de ensayos lo suficientemente completo como para poder asegurar la viabilidad del diseño en campo.

Si finalmente la red no responde de acuerdo a los criterios fijados de manera satisfactoria, el diseño deberá ser revisado de nuevo desde la etapa de selección de dispositivos de red.

CONCLUSIONES

Es evidente que el IEC 61850 es mucho más que un protocolo de comunicación. Sin embargo, a menudo la parte relacionada con la comunicación de datos es considerada de mayor importancia en comparación con los aspectos relacionados con el modelo de datos y el uso de SCL en la configuración de la subestación. Pero lo cierto es que sin un modelo de datos y una configuración adecuados la comunicación no es posible.

De modo que para poder aprovechar todo el potencial que la norma ofrece y poder alcanzar el éxito en la ejecución del proyecto, es indispensable una formación previa y adecuada de los equipos de trabajo. Todos los actores involucrados en la definición y desarrollo del proyecto, desde ingenieros de diseño, fabricantes, integradores del sistema hasta los ingenieros encargados de los ensayos y la puesta en marcha, deberán contar con un conocimiento teórico y práctico adecuados del estándar, que les permita afrontar con éxito el reto de una transición hacia una subestación completamente interoperable libre de protocolos propietarios.

Desde la introducción de IEC 61850 en el mundo de la automatización de subestaciones, el número de dispositivos conformes a la norma que han conseguido la certificación ha ido en aumento. En ese aspecto, DNV GL ha probado un amplio número de equipos desarrollados por fabricantes de todo el mundo. De

modo que las compañías eléctricas cuentan con un amplio *portfolio* de componentes típicos requeridos en una subestación.

Dentro de un mercado repleto de opciones, sólo queda la tarea de escoger la solución que mejor encaje con los requerimientos funcionales y técnicos establecidos para el sistema de automatización de la subestación. Es indudable que la migración de las subestaciones a IEC 61850 requiere de un proceso de transición en los métodos tradicionales de diseño, implementación, ensayo y puesta en marcha de subestaciones. Pero en cualquier caso, el panorama actual parece augurar al estándar un futuro prometedor, abierto a nuevas oportunidades.

BIDELEK SAREAK: DESPLIEGUE DE SMART GRID A GRAN ESCALA EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BILBAO

Eduardo Navarro, Coordinador de Bidelek Sareak, Iberdrola Distribución Eléctrica
José Ignacio Hormaeche, Director Gerente, Clúster de Energía del País Vasco

Resumen: En 2016 Iberdrola ha finalizado el despliegue y puesta en marcha de una Smart Grid en el área metropolitana de Bilbao, que moderniza la red de distribución convencional con tecnologías avanzadas de monitorización, información y comunicación y cuyo objetivo es incrementar la eficiencia y seguridad del suministro eléctrico. En el proceso, que se ha prolongado durante los últimos 5 años, se han instalado más de 400.000 contadores inteligentes y 2.000 centros de transformación con diferentes niveles de automatización, además de 3 subestaciones de Alta Tensión conformes a la normativa IEC61850 y un piloto de supervisión avanzada en Baja Tensión. La iniciativa supone un referente mundial por su dimensión, nivel de innovación y su modelo de colaboración público-privada entre Iberdrola (DSO) y el Ente Vasco de la Energía (EVE), que ha permitido traccionar una potente cadena de suministradores y que se apoya en un modelo de negocio con impacto positivo y beneficios para todos los agentes implicados: operadores de distribución eléctrica, proveedores de equipamiento eléctrico y electrónico, usuarios y sociedad en general.

Palabras clave: Smart Grid, Smart Metering, Monitorización, Automatización, Supervisión, Eficiencia, Calidad de Suministro, Estándares Abiertos, Colaboración Público-Privada

CONTEXTO Y ANTECEDENTES

Las redes eléctricas están experimentando un salto cualitativo en su proceso de evolución tecnológica hacia un concepto muy diferente en funcionalidad y características, del modelo centralizado tradicional a un nuevo paradigma de red más descentralizada y compleja. Entre las principales tendencias y cambios que están impulsando esta transformación de las redes eléctricas cabe destacar las siguientes:

- Gestión activa de la demanda de energía.
- Consumidores informados y proactivos por la eficiencia (“prosumer”).
- Automatización de la distribución eléctrica (renovación de activos de red).
- Integración de las fuentes de generación renovable (generación distribuida).
- Integración en red de nuevos elementos (sistemas de almacenamiento, vehículo eléctrico, etc.).
- Objetivos medioambientales: reducción de emisiones GEI y de consumos (20-20-20).

En respuesta a estas tendencias y demandas, las Smart Grids o redes eléctricas inteligentes permiten ser más eficientes en el uso de la electricidad (producción, distribución y consumo) y buscan dar inteligencia a los puntos de consumo a través de la instalación de contadores digitales, y a las redes de distribución mediante la instalación de dispositivos y equipos electrónicos inteligentes en los Centros de Transformación y de sistemas de control y comunicación en los niveles superiores de la red, tanto en subestaciones como en los Centros de control de las empresas distribuidoras.

Además de los retos técnicos y logísticos que estas nuevas tecnologías plantean, los principales obstáculos para su despliegue radican en lograr un desarrollo normativo que incentive su implantación y en conseguir mecanismos de financiación adecuados para acometer las inversiones necesarias. La fórmula de los proyectos pioneros de demostración en ámbitos geográficos concretos (en muchos casos en formatos de colaboración público-privada) es una de las vías que está resultando más positiva y con resultados más relevantes para probar las tecnologías en desarrollo. Estos proyectos sirven además para evaluar los riesgos y atenuar las incertidumbres de todos los agentes involucrados, frente a un mercado incipiente y en el que, tanto el marco normativo como los modelos de negocio, aún no están consolidados.

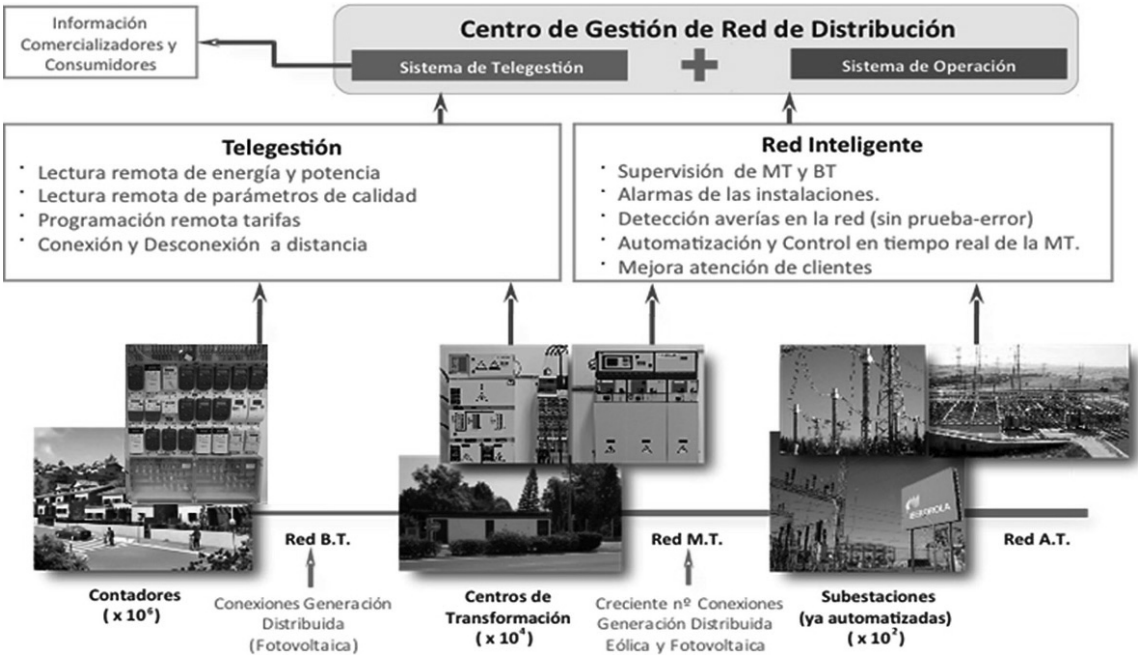


Figura 1. Smart Grid: nuevos equipos, sistemas y funcionalidades que permiten optimizar la gestión de la red eléctrica, mejorar la calidad del suministro y prestar nuevos servicios e información a los consumidores eléctricos

Para la puesta en marcha y desarrollo exitoso de este tipo de proyectos de demostración e implantación de redes eléctricas inteligentes, uno de los factores clave es la involucración de los diversos agentes de la cadena de valor o, en otras palabras, la existencia de un Clúster colaborando en el impulso del proyecto. La experiencia de Euskadi es un buen ejemplo de ello. La cadena de valor más potente y representada en el Clúster de Energía del País Vasco (que cuenta con 78 empresas y entidades asociadas) es la de las "Redes eléctricas", englobando en la misma el diseño, fabricación de equipos, instalación y operación de las redes de transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Euskadi cuenta con un potencial empresarial singular en este campo: comenzando por Iberdrola, empresa de referencia a nivel mundial en distribución de energía eléctrica, pasando por fabricantes de bienes de equipo eléctrico y electrónico de alto nivel tecnológico que compiten a escala internacional, e incluyendo ingenierías, centros tecnológicos, entidades financieras y la propia agencia energética del Gobierno Vasco (EVE).

Para impulsar el desarrollo de las tecnologías Smart Grids, el Clúster de Energía constituyó en 2008 un grupo de trabajo liderado por Iberdrola, con la participación de empresas proveedoras de bienes de equipo y sistemas, así como ingenierías y centros de investigación. Se elaboraron por parte de dicho grupo de trabajo unas detalladas especificaciones técnicas para el desarrollo de las redes inteligentes, que en una segunda fase dieron paso a una apuesta real para demostrar el potencial de estas tecnologías en una aplicación concreta. Así nació "Bidelek Sareak", una iniciativa conjunta del Gobierno Vasco a través del EVE y de Iberdrola Distribución Eléctrica para desplegar una red inteligente en Euskadi con vocación de convertirse en un referente internacional.

ALCANCE DEL PROYECTO

Bidelek Sareak tiene como objetivo global dotar de redes inteligentes a zonas urbanas y rurales con el fin de incrementar la eficiencia y seguridad del suministro eléctrico. Como punto de partida se abordó la renovación integral de las redes eléctricas del Área Metropolitana de Bilbao, aunque posteriormente se ha extendido el despliegue a otras áreas de Euskadi como la comarca de Lea-Artibai en 2014, lo que ha supuesto una oportunidad para validar la tecnología desarrollada en zonas rurales de poblamiento disperso, así como a la ciudad de San Sebastián y otros municipios de Gipuzkoa a lo largo de 2015.

Constituye un proyecto real con funcionalidades completas de Smart Grids desarrollado en el País Vasco, singular a nivel internacional por su dimensión, alcance, exigencia técnica e innovación y colaboración público-privada.

- **Dimensión**: supone una referencia en Europa en términos de despliegue de redes inteligentes.
- **Alcance**: integra todos los niveles de la red inteligente: contadores, Centros de Transformación, subestaciones, Centro de Gestión, abarcando toda la gama de tensiones.
- **Innovación**: demanda un alto nivel de calidad y prestaciones de productos y sistemas, lo cual exige a los proveedores capacidad de desarrollo e innovación.
- **Colaboración**: se basa en la colaboración entre Iberdrola, EVE y empresas proveedoras de la cadena de valor (Cluster de Energía).

El proyecto es un ejemplo de alianza público-privada para el desarrollo de las tecnologías inteligentes en la red de distribución eléctrica. EVE aporta al proyecto, además del apoyo financiero, su visión sobre el ahorro y eficiencia energética y sobre la mejora de la gestión de la demanda en los consumidores finales. Iberdrola, por su parte, lidera el proyecto en su dimensión tecnológica y logrará que las áreas objeto de despliegue sean referentes en cuanto a la calidad y eficiencia de sus redes eléctricas, tanto a nivel nacional como internacional.

Para Iberdrola, este proyecto supone una oportunidad de abordar el reto de cumplir la directiva de despliegue de contadores inteligentes (11 millones en 2018) y, en paralelo, de construir un nuevo concepto de redes inteligentes con un enfoque orientado a la calidad del suministro, la eficiencia operativa y la reducción de pérdidas en la red, tanto técnicas como provocadas por acciones fraudulentas, con el gran cambio cultural que ello supone para una compañía distribuidora de electricidad.

La iniciativa ha supuesto una inversión global de 60M€ en el período 2011-2016 para implantar una red eléctrica inteligente integral con las más avanzadas tecnologías de monitorización, información y comunicación, con el siguiente alcance:

- **Contadores inteligentes**, capaces de transmitir directamente las lecturas periódicas a la empresa de distribución de manera automática y que, en el futuro, en función de los cambios de la regulación, permitirán a los consumidores realizar una gestión eficiente de sus consumos.
- **Centros de transformación inteligentes**, que conocen la situación de la red, configurados con servicios de tele-gestión, supervisión y automatización, y sobre los que se actúa de forma remota para adaptarla ante cualquier problema o contingencia (alarmas, averías).
- **Subestaciones** de nueva concepción y automatización de la red aérea, que permiten mayor conocimiento y control sobre las redes eléctricas rurales.
- **Generación distribuida** para impulsar la incorporación de instalaciones de pequeño y mediano tamaño empleando energías renovables y tecnologías como la cogeneración, y facilitando la integración del vehículo eléctrico.
- Desarrollo y puesta en marcha de sistemas y **servicios**, que posibilitarán el funcionamiento eficiente de la red y el uso de herramientas de información por parte del usuario que faciliten una mejor gestión de su consumo. Entre estas herramientas se encuentra el portal web Bidelek Sareak, que permite al usuario conocer su patrón de consumo energético y qué posibilidades tiene de optimizarlo.
- Integración de **nuevas tecnologías** y sistemas para mejorar los niveles de calidad, seguridad y control de la red a todos los niveles de tensión: desarrollo de librerías de comunicación con los equipos de campo, optimización de las comunicaciones PLC, nuevas funcionalidades de supervisión y automatización, balanceo de la red, detección de uso fraudulento y fallas en la red (alta impedancia, fugas a tierras, etc.).

Además, ha generado un importante efecto tractor sobre las empresas suministradoras de equipos y sistemas integradas en la cadena de valor vasca, que han tenido la oportunidad de desarrollar y probar en una aplicación real su oferta de productos y tecnologías para las Smart grids.

RESULTADOS

Bidelek Sareak es un referente a nivel europeo y mundial de despliegue de Smart Grid a gran escala totalmente completado y operativo.

El resultado más impactante del proyecto es, sin duda, el balance de cifras del despliegue de equipos, sistemas y servicios de red inteligente en Euskadi a lo largo de los últimos 5 años, con sus ventajas e innovaciones tecnológicas asociadas:

- Más de **400.000 Contadores inteligentes** instalados, con capacidad de lectura y programación remota, conexión/desconexión, lectura de curva horaria, firmware y desconexión remota.
- Más de **2.300 Centros de transformación** mejorados mediante la introducción de diversos niveles de automatización:
  - Operación remota: 470
  - Supervisión: 1.406
  - Completamente automatizados: 430
- Más de **100 Órganos de corte de red** (OCRs) instalados, mejorando significativamente el grado de automatización de la red aérea.
- **3 Subestaciones de Alta Tensión** completamente automatizadas y conformes al estándar IEC61850 ed.2., que proporciona mejoras significativas en cuanto a fiabilidad y tiempos de respuesta, así como algoritmos de identificación de fallas, protecciones remotas, etc.
- **Piloto de supervisión en Baja Tensión** con 500 Centros de transformación equipados con conectividad a líneas de Baja Tensión y sistemas avanzados de supervisión.
- **Portal de información al usuario**, que ofrece registros históricos de consumo, comparativas de su evolución en tiempo y entorno, lectura remota on-line, avisos sobre incidencias en la red, servicios de programación de alertas de consumo y demanda, etc., lo que permite a los usuarios gestionar de forma óptima sus consumos y potencia el ahorro energético y la eficiencia.
- **Herramientas de Certificación**; especificaciones técnicas y de test para la conformidad de equipamiento de red inteligente (interoperabilidad PRIME, certificación de productos y de procesos).

Las principales ventajas de este despliegue masivo van desde la lectura remota y la integración de la información de supervisión de Baja y Media Tensión en el sistema hasta una mayor automatización de la red aérea. Además, el proyecto permite ofrecer un mayor soporte a los consumidores a través del portal web de información, así como una gestión e integración mejorada de todos los elementos del sistema.

La participación de una cadena de proveedores competitiva como la vasca ha sido clave para garantizar el desarrollo tecnológico de sistemas y equipamiento de calidad, el cumplimiento de los estándares abiertos (TCP/IP, IEC-104, HTML, SOAP, XML, IEC-61850) para favorecer la interoperabilidad y los plazos de entrega del suministro.

Una parte representativa del actual despliegue y actualización de la red global de distribución de Iberdrola se basa en productos y sistemas desarrollados en el marco de Bidelek Sareak. A lo largo del proyecto se han diseñado hasta 45 nuevas soluciones hardware y software (85% en campo) en los ámbitos de *smart metering*, gestión de la red de Baja Tensión, nueva generación de soluciones electrónicas y aparamenta de Media Tensión, nueva generación de subestaciones primarias compactas, comunicaciones para Smart grids, sistemas y aplicaciones.

Como complemento al despliegue de la red, se ha diseñado y puesto en marcha un ***showroom*** en el que se muestran los desarrollos e innovaciones tecnológicas abordados en el proyecto por sus promotores junto a los principales fabricantes del sector de la distribución eléctrica.



Figura 2. Showroom Bidelek Sareak

BUSINESS CASE: BENEFICIOS E IMPACTO PARA LOS PARTICIPANTES

Bidelek Sareak es un claro ejemplo de proyecto real de Smart grids que genera ventajas y beneficios a todos los niveles:

- Para las **empresas eléctricas**:
  Los operadores de distribución eléctrica obtienen ventajas muy significativas del despliegue de Smart Grids y de contadores inteligentes en términos de reducción de coste y mejora de eficiencia.
  - Reducción de costes de operación: disminución del Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI), reducción de pérdidas técnicas en la red y detección de fraude.
    - Mejora de la calidad de suministro con reducción del TIEPI en un 60%.
    - Reducción de costes de las intervenciones en campo en un 20%.
    - Reducción de pérdidas en red de un 10%.
  - Optimización de inversiones: mayor vida útil de los activos de red por mejoras en su control, gestión y mantenimiento.
    - Incremento de beneficios de un 16% por mejoras de eficiencia e incentivos.

- Para el **tejido industrial**:
  El proyecto ha permitido traccionar dentro de la industria vasca una potente cadena de valor de proveedores de sistemas y equipos para la red eléctrica.
  - Mejora competitiva de los fabricantes y proveedores de servicios: impulso a actividades de I+D, proyecto referente y demostrador y refuerzo de la imagen de competitividad en mercados internacionales.
    - Previsión de incremento de la actividad de I+D de las empresas en un 18% para 2018 (2,8M€ adicionales).
  - Efecto tractor sobre nuevas inversiones.
    - Previsión de incremento de facturación para las empresas proveedoras en un 26% para 2018 (24M€ adicionales).

- Para los **consumidores**:
  Las principales ventajas para los usuarios residen en el ahorro de energía, el acceso a información y nuevos servicios y la posibilidad de una participación más activa en la gestión de su consumo energético. Diversas experiencias piloto y previsiones permiten cuantificar el ahorro energético debido al uso de contadores inteligentes en un mínimo de 2-3% debido, en gran medida, a cambios en los hábitos de consumo por una mayor concienciación de los usuarios.
  - Reducción del consumo y de la factura eléctrica.

    - Ahorro de 3,8M€ anuales en la factura energética vasca.
  - Mayor información y capacidad de gestión del consumo
  - Mejora en la calidad y fiabilidad del suministro de energía eléctrica.
    - Reducción del nº de incidencias en un 40%.
    - Disminución de la duración de las incidencias un 16%.
  - Confort y acceso a nuevos servicios.

- Para la **sociedad** en general:
  El despliegue de Smart grids reporta importantes beneficios de carácter social y medioambiental, motivados por el mayor grado de concienciación de los usuarios en cuanto a su consumo energético y por las mejoras en la eficiencia de la red eléctrica, que impactan directamente en los niveles de emisiones de CO2.
  - Reducción global del consumo eléctrico.
  - Reducción de emisiones de CO2.
    - Las emisiones de CO2 podrían reducirse en un 25% gracias a las Smart grids y a su contribución a la mejora en la eficiencia energética y a la integración de energías renovables.
  - Creación de empleo.
    - Previsión de creación de 212 empleos directos y cerca de 900 si se consideran los indirectos e inducidos para 2018.
  - Generación de ingresos para la administración pública.
    - Los impuestos por incremento de actividad suponen ingresos de 14M€ para la administración.

CONCLUSIONES

La iniciativa Bidelek Sareak es un referente europeo y mundial de Smart grid plenamente operativa por su dimensión, nivel de innovación y por su modelo de colaboración público-privada entre Iberdrola y EVE. El camino recorrido a lo largo de los últimos 5 años en el desarrollo y despliegue de la red ha permitido extraer interesantes conclusiones y lecciones aprendidas, entre las que cabe destacar las siguientes:

- El **liderazgo del Operador de distribución eléctrica**, Iberdrola en este caso, constituye un factor clave de éxito en el despliegue de Smart grids, por su papel preponderante en la definición nítida del alcance del proyecto, de sus requisitos técnicos, su modelo económico y de negocio y la planificación de su ejecución.
- La **alianza público-privada** entre el Operador de distribución y el Gobierno regional ha sido fundamental para impulsar la actividad de I+D en la cadena de proveedores, abordar la ejecución de las inversiones previstas con costes externos muy reducidos, mejorar la infraestructura de distribución eléctrica en el Área Metropolitana de Bilbao y en otras zonas de Euskadi, y generar beneficios para todos los participantes.
- La participación de una **cadena de proveedores competitiva** como la vasca ha sido clave para garantizar el desarrollo tecnológico de sistemas y equipamiento de calidad, el cumplimiento de los estándares y los plazos de entrega del suministro.
- El **portfolio de productos** desarrollados en colaboración entre Operador-Institución-Fabricantes, aplicando tecnologías innovadoras para la monitorización y gestión de datos con el objetivo de mejorar la calidad del suministro, ha sido otra de las claves del éxito del despliegue.
- El amplio **enfoque hacia la integración de sistemas**, centrado en la aplicación de especificaciones y estándares abiertos por su contribución a la interoperabilidad, así como hacia tecnologías no cortoplacistas, se ha revelado como acertado a la vista de los resultados obtenidos.
- El proyecto ha motivado una **revolución** en Iberdrola, no sólo a nivel tecnológico, sino en su propio modelo organizativo y de operación, con significativas mejoras en sus parámetros de rendimiento del suministro y de servicio al usuario. Además, constituye un primer paso hacia objetivos más ambiciosos, como las redes integralmente activas (automatización de Baja Tensión, recursos energéticos distribuidos, gestión de la demanda, etc.).

CONTROL COORDINADO DE TENSIÓN EN REDES INTELIGENTES: DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN "HARDWARE IN THE LOOP"

Lorena González-Juárez, Investigadora Doctora, Universidad Carlos III de Madrid
Hortensia Amarís, Investigadora Principal del proyecto PRICE-GEN, Universidad Carlos III de Madrid
Brenda Rojas, Investigadora Junior, Universidad Carlos III de Madrid
Mónica Alonso, Investigadora Senior, Universidad Carlos III de Madrid

Resumen: En este trabajo, se propone un sistema de control coordinado para redes inteligentes a través del uso de la tecnología de operaciones ("*Operational Technology*") y las TIC. El sistema de control propuesto se estructura en una arquitectura de control jerárquica basándose en una infraestructura de comunicaciones que permite la estimación de la demanda, la estimación de estado, y el control de tensión coordinado de los recursos energéticos distribuidos de la red inteligente. La viabilidad de esta estructura de control se ha implementado experimentalmente en una herramienta de simulación "*Hardware-in-the-loop*" mediante la plataforma OPAL-RT donde se han implementado los controles locales y el controlador jerárquico.

Palabras clave: Control Coordinado, Redes Inteligentes, Hardware-in-the-Loop, Control Vectorial, STATCOM, Parque Eólico, Simulación Tiempo Real, Generación Distribuida, Gestión Energética

INTRODUCCIÓN

La integración de las fuentes de generación distribuidas en las actuales redes requiere un análisis riguroso para la integración eficiente en tiempo real de las redes inteligentes con todos los elementos distribuidos en la red, para ello es necesario la implementación sostenible de sistemas coordinados de tecnología de operaciones y tecnologías de la información y la comunicación (TIC). En el presente trabajo se propone un sistema que pretende dar una solución al problema de Integración de fuentes de generación distribuida, y cumplir los requerimientos de calidad y eficiencia en el sector energético. Se propone un estudio completo de la integración de la red inteligente con las fuentes de generación distribuida de cara a optimizar la operación de la red, implementando el sistema coordinado de integración *ad-hoc*, y dotando a la instalación de una mayor visibilidad gracias a la tecnología de operaciones y las TIC. Una característica que distingue al sistema propuesto en este trabajo es el uso de simuladores de alta capacidad computacional capaces de simular sistemas complejos a través de tecnologías punteras como lo son los simuladores en tiempo real, e implementar sistemas "*Power-in-the-loop*".

Con este estudio se pretende brindar las herramientas para diseñar e implementar las redes inteligentes acorde con unos contextos operativos concretos. Las redes inteligentes eléctricas permiten el desarrollo de nuevos sistemas de producción, de consumo limpios, y una mejora de todas las actividades humanas, al hacer posible: una mayor penetración de las energías renovables, un nuevo papel de los consumidores como actores globales en relación con la aportación de energía a la red, una adecuación de la oferta y la demanda en el mix energético, mejores condiciones para adaptarse a nuevos o más estrictos requisitos de calidad del servicio y los productos energéticos, y estimular la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías a nivel país.

A continuación, se presentan los sistemas de gestión de redes de mayor relevancia encontrados en la literatura. En (Sansawatt et. al, 2010) se aplica localmente un control descentralizado en aerogeneradores para realizar el control de tensión local de cada generador y la regulación del factor de potencia. El desarrollo de un algoritmo de control de la generación controlable para la regulación de la tensión y la gestión de los flujos de potencia de las unidades eólicas se presenta en (Ochoa & Wilson, 2010). Un control centralizado se ha aplicado a una planta eléctrica virtual (VPP) que incluye la integración de un grupo de unidades de generación distribuida, cargas controlables y dispositivos de almacenamiento (Bakari & Kling, 2010). En el Reino unido se desarrolló un sistema de gestión general automático del transformador de tensión GenAVCTM^{TM} (White, 2005), el sistema tiene como objetivo regular la tensión

del terminal de baja tensión del transformador dentro de los límites de operación permitidos a partir de mediciones remotas obtenidas en tiempo real de la subestación.

DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL CONTROL COORDINADO

El sistema de control coordinado se basa en una estructura coordinada entre un control central y diversas unidades de control local. Este sistema de gestión coordinado comprende: un controlador central de nivel superior que coordina el funcionamiento de las unidades de control locales, un sistema de control local de las unidades de generación distribuida, y un sistema de control local de los dispositivos FACTS. En la Figura 1 se indican un esquema general del control coordinado.

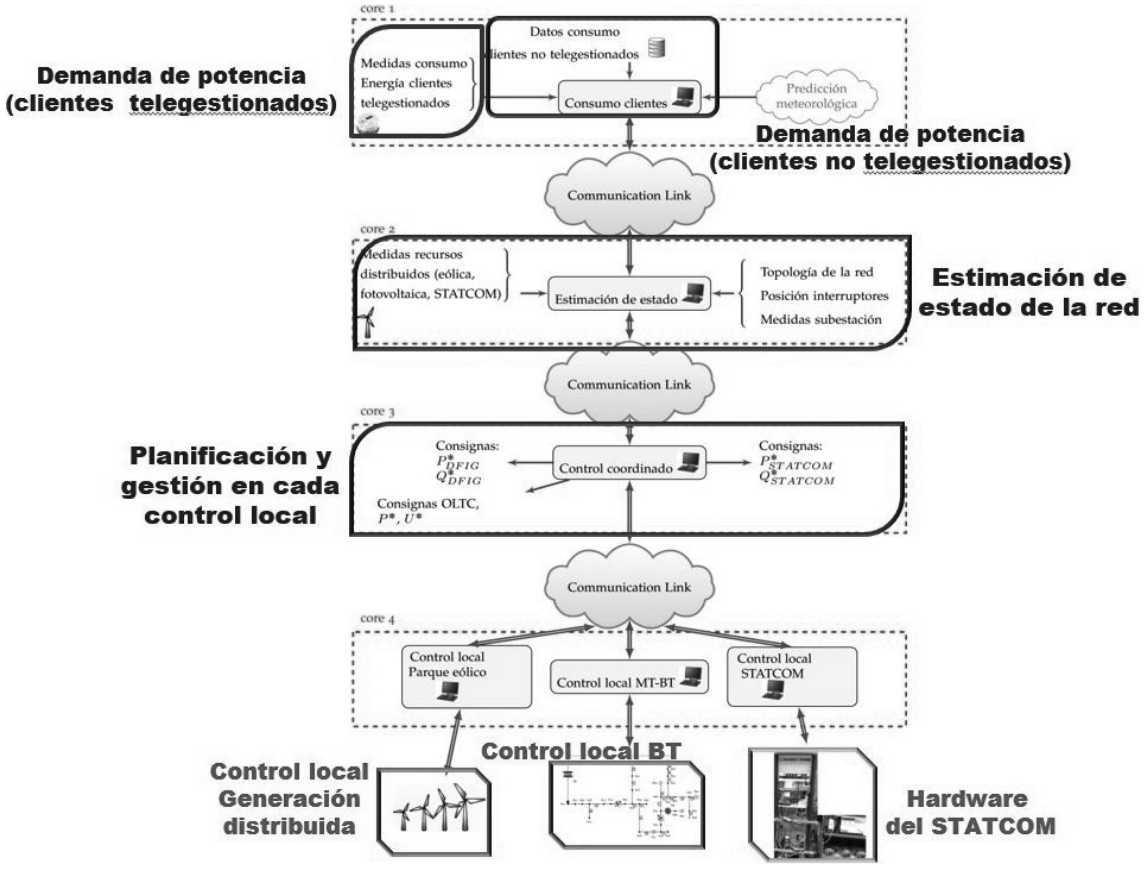


Figura 1. Esquema general del Control Coordinador propuesto

En el sistema propuesto se destaca:

- En la arquitectura de comunicaciones se ha utilizado la tecnología PRIME. PRIME es un estándar de comunicaciones de la red de distribución.
- La arquitectura de comunicaciones nos permite tener acceso a las medidas del consumo de los clientes telegestionados, sin embargo, hay clientes que no están telegestionados o algunos clientes tienen algún fallo en las medidas. En estas situaciones hay que realizar una estimación del consumo que estos tendrían.
- Con todas las medidas de todos los contadores inteligentes y con la estimación de datos que faltan se han aplicado los algoritmos de estimación de estados para estimar el estado de la red.
- El control central o coordinador, en cada intervalo de tiempo especificado tiene la tarea de resolver el flujo de cargas óptimo con el fin de obtener los valores de consigna de potencia activa, reactiva y tensión para cada uno de las fuentes de potencia y de las cargas gestionables. A través de la arquitectura de comunicaciones el controlador coordinador (central) recibe de cada uno de los

controladores locales inferiores información del estado de la red, las medidas de potencia activa y reactiva consumida por cada uno de los clientes de la red (tanto telegestionados como no-telegestionados), y las medidas de inyección de potencia de cada uno de los generadores (parques eólicos, STATCOM, generadores síncronos). Con toda esta información el controlador central optimiza la planificación y operación de cada controlador inferior enviando señales y consignas de operación. El algoritmo del control coordinador se basa en un flujo de potencias óptimo (OPF). Las ecuaciones que restringen la inyección de potencia activa y reactiva del STATCOM y las restricciones de tensión máximas y mínimas admisibles se obtiene de la ecuación que describe la curva de capacidad del STATCOM en el punto de conexión presentada en (Schauder & Mehta, 1993). Las restricciones de operación de la máquina asíncrona doblemente alimentada se obtuvieron de la curva de capacidad presentada en (Amaris & Alonso, 2011).

- Entre las funciones de los controles locales destacan: realizar el control local de cada unidad controlable, enviar información del estado del controlador y recibir del controlador del control central señales y consignas de operación.
- Se consideró un aerogenerador asíncrono de doble alimentación representativo del parque eólico. Se ha aplicado un control vectorial tanto como al convertidor del lado de la máquina como al convertidor del lado del rotor (S. Muller et. al, 2002) (Peña et. al, 1996). Además, se instaló un *Crowbar* en el convertidor del rotor como medida de protección frente a huecos de tensión (Morren & de Haan, 2005) de acuerdo a los requisitos de soporte a los huecos de tensión y requisitos de inyección de potencia reactiva durante el periodo de hueco de tensión establecidos en el P.O.12.3 (Red Eléctrica de España, 2006).
- Se implementó un control compuesto por dos lazos de control: uno externo y otro interno. El control externo regula la tensión en el punto de conexión común (Schauder & Mehta, 1993) o bien inyecta una potencia activa y/o reactiva requerida por un nivel externo de control, y un control interno compuesto por el regulador de corriente del inversor y el regulador de tensión de la etapa de continua (Yazdani, 2010).

Los algoritmos desarrollados se han implementado en la plataforma en tiempo real "*Power-in-the-loop*" del fabricante Opal-RT. El sistema implementado se muestra en la Figura 2, se observa la implementación del equipo físico Hardware del STATCOM trifásico conectado a un sistema eléctrico formado por dos redes normalizadas simuladas, red IEEE-14 nudos, y la red de distribución IEEE-34 nudos. Se ha realizado una modificación de la red agregando un parque eólico en la rama seis. Un aspecto a destacar es que todas las entradas-salidas son señales reales del STATCOM físico del laboratorio para ello tenemos una fuente amplificadora de potencia trifásica programable. La plataforma "*Power-in-the-loop*" permite implementar cada uno de los controles en unas CPUs que funcionan en tiempo real de forma independientes.

Escenarios

Se definen tres escenarios con el objetivo de analizar el efecto de la integración del STATCOM en la red activa (IEEE-14 y IEEE-34).

1. Escenario A: Red de IEEE-14 e IEEE-34 sin la presencia del STATCOM.
2. Escenario B: Red de IEEE-14 e IEEE-34 con STATCOM conectado al nudo 8.
3. Escenario C: Red de IEEE-14 e IEEE-34 con STATCOM conectado al nudo 14.

El sistema implementado "*Power-in-the-loop*" se probó bajo los tres escenarios previos. A partir de mediciones reales de viento de un parque en un día determinado se simula la producción y generación del aerogenerador. Al evaluar el OPF para los tres escenarios se obtienen los perfiles de tensión, la potencia activa y la potencia reactiva generada en cada uno de los nudos durante las 24 horas. De los tres escenarios, en base a los resultados obtenidos de la evaluación del OPF se observa que el escenario B se presenta el momento de máxima carga (periodo de tiempo comprendido entre las 13:59-14:05 horas).

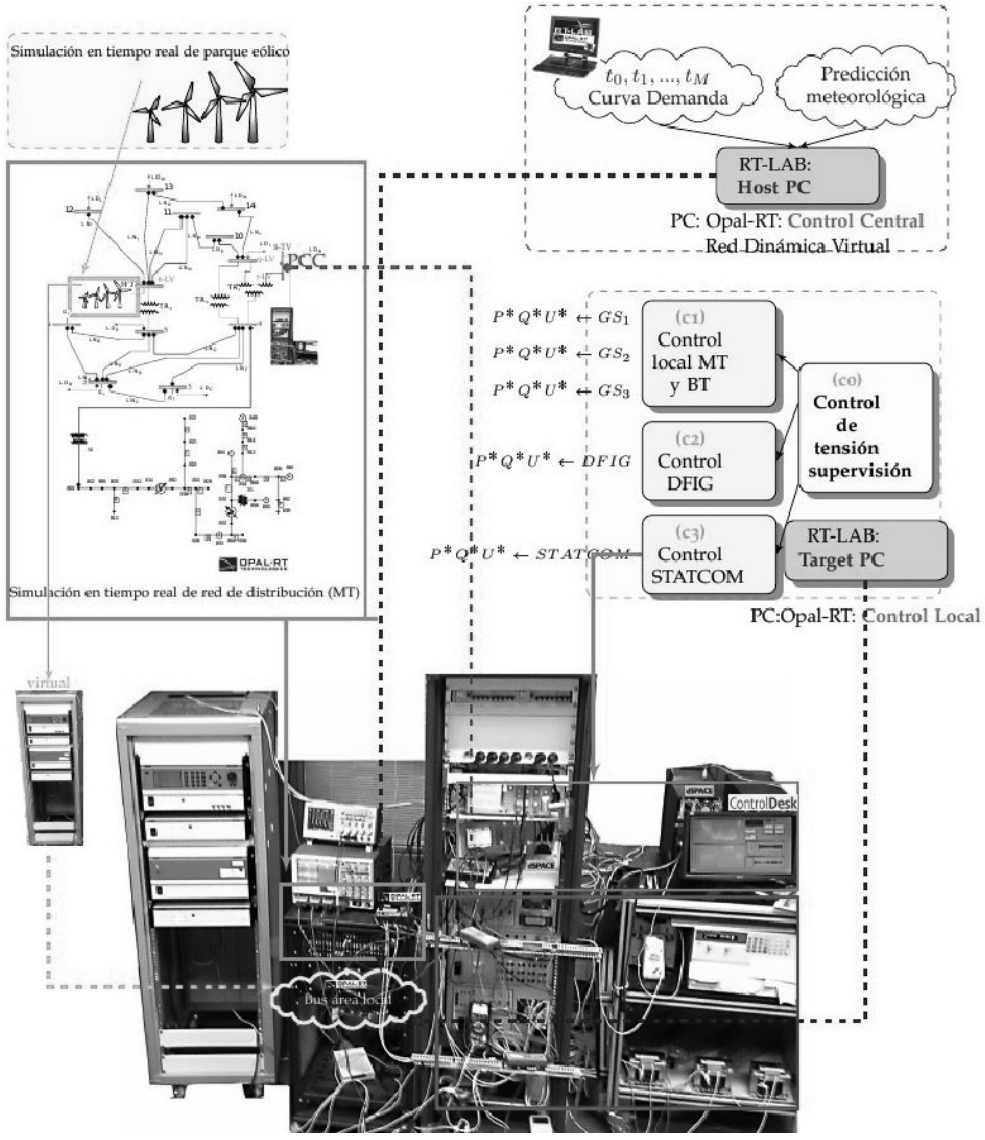


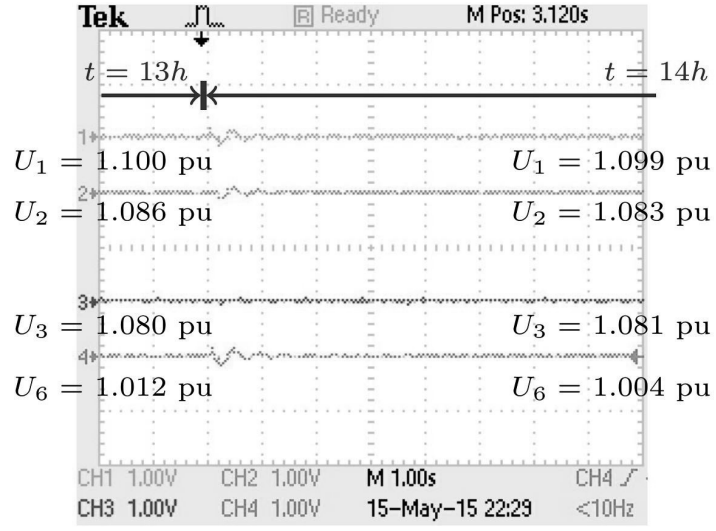
Figura 2. Implementación de un STATCOM en una red inteligente "Power-in-the-loop"

RESULTADOS

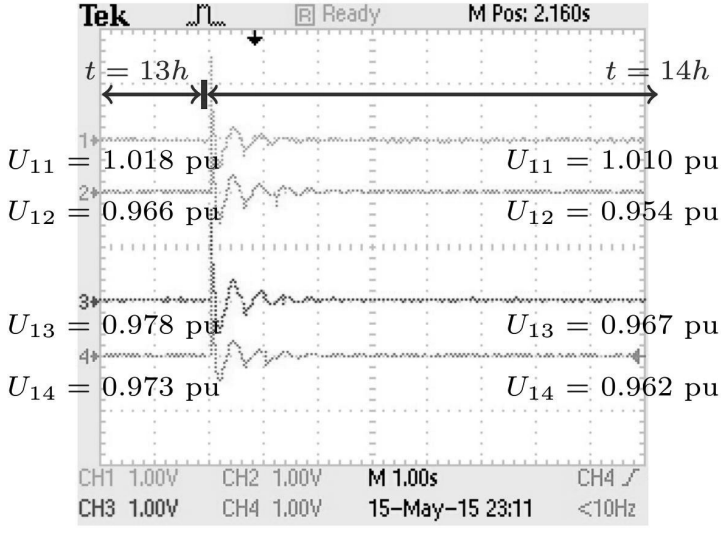
Los resultados de la implementación de la gestión de tensión del controlador coordinador de la red de distribución activa en un sistema "*Power-in-the-loop*" del escenario B se implementa en el Opal-RT. Los perfiles de tensión en por unidad (p.u.) durante las 13 horas y l4 horas en los nudos de generación (nudos 1, 2, 3 y 6) se presentan en la Figura 3(a), donde la tensión en el nudo 1 (U_1) corresponde al canal de color amarillo, la tensión en el nudo 2 (U_2) al canal de color azul, la tensión en el nudo 3 (U_3) al canal de color rosa, y la tensión en el STATCOM en el nudo 6 (U_6) al canal de color verde. Los perfiles de tensión en p.u. durante las 13 horas y l4 horas en los nudos de carga (nudos 11, 12, 13, y 14) se presentan en la Figura 3(b), donde el canal de color amarillo corresponde a la tensión en el nudo 11 (U_{11}), el canal de color azul a la tensión en el nudo 12 (U_{12}), el canal de color rosa a la tensión en el nudo 13 (U_{13}), y el canal de color verde a la tensión en el nudo 14 (U_{14}). La tensión en el nudo 8, nudo de conexión del STATCOM, se presenta la tensión mostrada en la Figura 4, correspondientes con las tensiones de fase en el punto de conexión común donde está conectado en paralelo el STATCOM. (Fase A corresponde al canal de color amarrillo, fase B al canal de color azul y fase C al canal de color rosa).

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

A través de la adecuada operación del control coordinado se observó que los valores de consigna obtenidos para cada uno de los controles locales permitieron mantener dentro del rango de operación permisible máximo y mínimo de tensión a todos los nudos de la red. Los valores de consigna de potencia activa y reactiva obtenidos del control central corresponden con los valores obtenidos en la implementación "*Power in-the-loop*". Con la compensación del STATCOM se logró mantener la tensión en todos los nudos dentro de los parámetros de operación correctos y cumplir un adecuado seguimiento de los valores de consigna por parte de los controles locales y un adecuado funcionamiento del control coordinador. Con el uso de la simulación "Power in-the-loop" se implementaron varios escenarios de operación de la red, con lo que se observó una actuación satisfactoria del sistema en momentos críticos como el momento de máxima cargabilidad. Además, se implementaron los controles locales y el central en diferentes tiempos de simulación con el objetivo de acercarse a las condiciones reales de una red.



(a)



(b)

Figura 3. Evolución temporal de la tensión

Como conclusiones de este trabajo se destacan: se ha propuesto una estrategia de control coordinado empleando una unidad de control central y varios controles locales y todos los algoritmos se han desarrollado experimentalmente en la plataforma de simulación en tiempo real "*Power-in-the-loop*", lo cual incluye: la implementación experimental del control coordinador, la implementación experimental del control local del STATCOM y la implementación experimental del control local del parque eólico.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado parcialmente por el Ministerio de Economía y Competitividad dentro del Proyecto **PRICE-GEN** (IPT-2011_1507-920000).

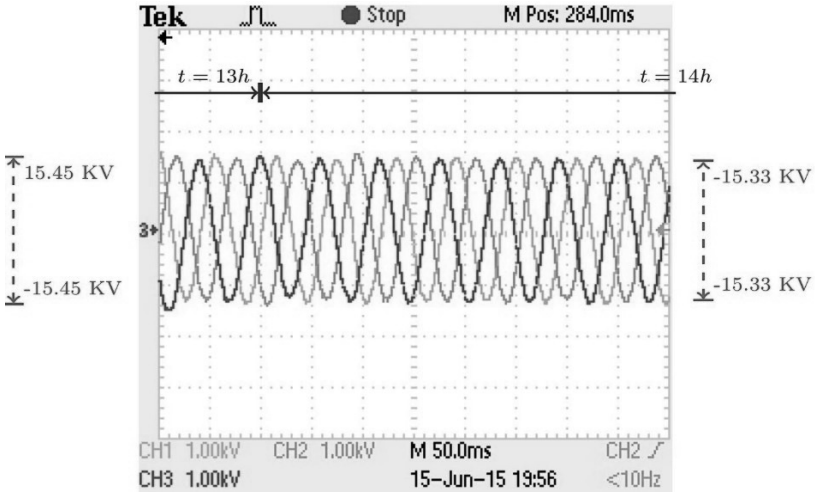


Figura 4. Evolución temporal en el nudo de conexión del STATCOM

REFERENCIAS

- Amaris, H., & Alonso, M. (2011). Coordinated reactive power management in power networks with wind. Energy Conversion and Management, ELSEVIER, 2575–2586.
- Bakari, K., & Kling, W. (2010). Virtual power plants: An answer to increasing distributed generation. In Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES, 1-6.
- Morren, J., & de Haan, S. (2005). Ridethrough of Wind Turbines with Doubly- Fed Induction Generator during a Voltage Dip. IEEE Transactions on Energy Conversion, 435–441.
- Ochoa, L. F., & Wilson, D. H. (2010). Angle Constraint Active Management of Distribution Networks with Wind Power. In Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe IEEE PES.
- Peña et. al. (1996). Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable- speed wind-energy generation. IEE Proceedings of Electric Power Applications, 231–241.
- S. Muller et. al. (2002). Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines. Industry Applications Magazine, IEEE, 26–33.
- Sansawatt et. al. (2010). Integrating Distributed Generation Using Decentralised Voltage Regulation. In Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 1-6.
- Schauder, C., & Mehta, H. (1993). Vector analysis and control of advanced static VAr compensators. IEEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, 299–306.
- White, S. (2005). Active local distribution network management for embedded generation. London, UK: Department of Trade and Industry (Tech. Rep.).
- Yazdani, A. (2010). Controlled Frequency VSC System Voltage Sourced Converters in Power Systems:Hoboken,NJ, USA: John Wiley and Sons, Inc.

EVALUACIÓN DE NUEVAS FUNCIONALIDADES DE RED PARA SMART GRIDS

Laura Giménez de Urtasun, Directora Estudios de Red y Smart Grids, Área de Redes y Subestaciones, Fundación CIRCE
Samuel Borroy Vicente, Director de Área de Redes y Subestaciones, Fundación CIRCE
Noemí Galán Hernández, Investigadora del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids, Área de Redes y Subestaciones, Fundación CIRCE

Resumen: Con la llegada de las Smart Grids, muchos proyectos de investigación y demostración han visto la luz para involucrar al sistema eléctrico en la implementación de los avances en tecnologías de la información y comunicación, con el objetivo de mejorar la eficiencia de la red, su fiabilidad y seguridad e incrementar la calidad del servicio. Antes de llevar a cabo nuevas implementaciones, los resultados de proyectos previos deben ser considerados. Este trabajo presenta la metodología, resultados y conclusiones de la evaluación de funcionalidades de Smart Grids desarrolladas por 5 DSOs diferentes durante el proyecto DISCERN, con el objetivo de seleccionar las soluciones óptimas, y con mayor potencial de replicabilidad para el desarrollo estratégico de la inteligencia de las redes de media y baja tensión.

Palabras clave: Smart Grid, Fiabilidad, TIEPI, KPIs, Simulación

INTRODUCCIÓN

El actual reto de las compañías distribuidoras y operadoras del sistema eléctrico es adaptar sus operaciones de red y su negocio a los nuevos desarrollos tecnológicos y las soluciones para las redes eléctricas (Gaudó, M. et. al, 2014). Estos avances aparecen como una posible solución a los actuales problemas como el aumento de la demanda y del uso de los generadores distribuidos, a la vez que permiten alcanzar los objetivos europeos para 2020 sobre reducción del consumo de energía primaria, aumento de energías renovables y reducción de las emisiones de CO2.

Por ello, muchos proyectos de demostración de las tecnologías en Smart Grids han visto la luz en los últimos años impulsados por las compañías distribuidoras, que están deseando probar las nuevas implementaciones en tecnologías de la información y comunicaciones en un área controlada, y poder ver cómo se pueden cumplir los objetivos de mejora de la eficiencia de la red, su fiabilidad y seguridad, y calidad de suministro.

Estos proyectos de demostración conllevan una alta inversión y esfuerzo y por lo tanto es razonable pensar que sus conclusiones y resultados pueden ser de utilidad para otras distribuidoras eléctricas. Pero también es importante tener en cuenta que cada red tiene sus propias características, por lo que usar una solución particular en otra localización no tiene por qué ser directo. Esta es la principal razón por la que aparecen proyectos colaborativos entre compañías eléctricas a muchos niveles, como los proyectos PRICE o RedActiva (en España) o a nivel europeo, con proyectos como DISCERN, Grid4EU ó BestPaths, entre muchos otros.

Aparte de contribuir con diferentes demostradores y recoger los resultados de explotación de estos demostradores, lo que todos estos proyectos tienen en común es que necesitan una metodología de evaluación de los resultados técnicos y económicos para poder estudiar la replicabilidad y escalabilidad de las soluciones propuestas, entendiendo el término replicabilidad como la posibilidad de utilizar un desarrollo de una localización concreta a otra red totalmente diferente, y la escalabilidad como la posibilidad de expandir la implementación de una localización concreta a un área de red mucho más amplia.

Una herramienta muy importante para la evaluación de las funcionalidades de Smart Grid es la definición de los objetivos que cualquier nueva implementación debe buscar, y cómo esos objetivos serán medidos a través de los Indicadores clave de cumplimiento, o más conocidos en inglés como los “Key Performance

Indicators", KPIs. Estos indicadores están definidos para el ámbito eléctrico de forma general y estandarizada por la agencia europea "European Electricity Grid Initiative", EEGI, que a través de tres niveles de KPIs cubre la evaluación de cualquier nueva implementación desde el punto de vista de los resultados técnicos y de su relación con los objetivos marcados.

La simulación juega un papel crucial en este tipo de proyectos, puesto que permite evaluar las tecnologías estudiadas y probadas en demostradores en otras redes en las que la implementación real no ha sido llevada a cabo todavía evaluando de esta manera replicabilidad, o evaluar la escabalidad de una solución probada a nivel de laboratorio o demostrador a gran escala en una red mucho más amplia. Las simulaciones además permiten evaluar diferentes niveles de implementación de una tecnología, y comprobar su funcionamiento ante situaciones que no pueden reproducirse en un laboratorio o un demostrador de manera controlada.

Bajo este marco, el presente trabajo presenta la metodología seguida en el proyecto DISCERN para evaluar las funcionalidades de Smart Grids que diferentes compañías distribuidoras, DSOs, habían probado en sus propios demostradores con el objetivo de seleccionar las soluciones óptimas, más beneficiosas y con mayor posibilidad de ser replicadas en la red de distribución de media, MT, y baja tensión, BT. El artículo se estructura presentando tras esta introducción las funcionalidades probadas en la sección 2; los métodos y conceptos aplicados en la tarea de simulación en la sección 3; los resultados más significativos en la sección 4 y finalmente en la sección 5 se exponen las conclusiones.

FUNCIONALIDADES DE SMART GRID PROBADAS POR SIMULACIÓN

A continuación, se muestran y describen algunas de las funcionalidades de Smart Grid estudiadas en el proyecto DISCERN.

Mejora de la monitorización y control de la red de MT

El objetivo de las simulaciones llevadas a cabo para esta funcionalidad es analizar diferentes niveles de supervisión y automatización y su impacto en la detección y aislamiento de faltas en la red de distribución. Los diferentes procedimientos y tecnologías analizados son los siguientes:

1. Básico: En este nivel la información que recibe el centro de control, CC, es el disparo del interruptor de cabecera de la línea de MT y no se considera que haya telecontrol, TC.
2. Actual: Esta situación considera un bajo nivel de TC, que es el que se encuentra normalmente en las líneas de los proyectos de demostración, aunque cada red tiene un nivel inicial de automatización diferente.
3. Indicadores de paso de falta, IPF: Se considera que esta tecnología se instala en varios de los centros de transformación de la línea para poder mandar información que sirva para localizar una falta en el sistema.
4. Localizador de faltas, LF: Esta tecnología se instala en la subestación de cabecera de la línea, y calcula la localización de la falta a lo largo de la línea.

Además, se consideran tres niveles de automatización: 5%, 10% y 20% de los CT estarán automatizados. Lo que implica tener TC y equipos que puedan aportar información para la localización de la red instalados en esos CT (en el caso del localizador de faltas, únicamente sería necesaria su instalación en la subestación de cabecera, pero la automatización del CT sí que supondría una diferencia a la hora de despejar la falta).

Cálculo y separación de pérdidas técnicas y no técnicas

El objetivo de las simulaciones llevadas a cabo para esta funcionalidad era comprobar la influencia de los diferentes niveles de supervisión en el nivel de la red de BT para el cálculo de las pérdidas técnicas y no técnicas. La supervisión se lleva a cabo normalmente a través de los smart meters, SM, instalados en el

cliente, pero se quiere analizar la mejora en los cálculos contando con un número mayor de medidas a lo largo de la red de BT. Los diferentes niveles de supervisión que se han considerado son:

1. Supervisión a nivel de circuito: En la que el área de cálculo es todo el circuito de alimentación tras la subestación principal. Contando con toda la energía de entrada desde la subestación y restándole las medidas de los medidores instalados a los clientes.
2. Supervisión a nivel de línea: En la que el área de cálculo se considera desde el centro de transformación, CT. Contando con toda la energía de entrada desde el CT y restándole las medidas de los SM.
3. Supervisión en áreas más pequeñas: Para áreas especiales se podría considerar la posibilidad de instalar supervisores intermedios en las líneas para reducir las áreas de control y poder tener una estimación más exacta de dónde se producen las pérdidas.

Además de estas consideraciones se ha tenido en cuenta: un nivel de pérdidas no técnicas fijo, ajustado al 5% de las pérdidas totales de energía (A pesar de que este valor no es real, se utiliza para determinar la exactitud de las estimaciones del cálculo); diferentes concentraciones de las pérdidas no técnicas; y el efecto que el desequilibrio de fases puede tener sobre las pérdidas. En la Figura 1 puede verse el esquema de los diferentes niveles de supervisión planteados para el cálculo.

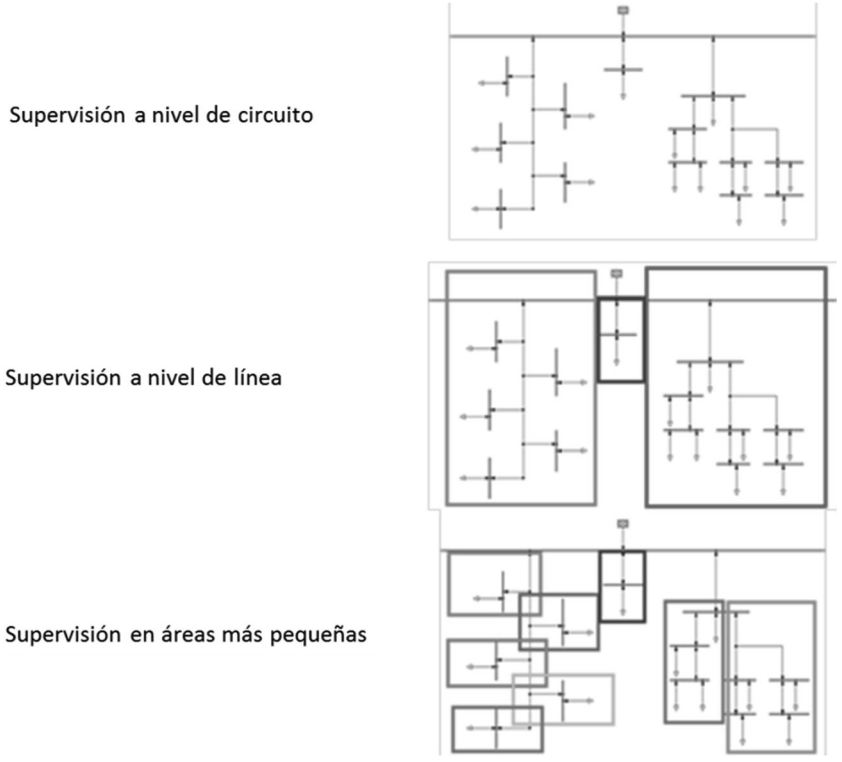


Figura 1. Niveles de supervisión para el cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas

MÉTODOS Y CONCEPTOS USADOS EN LA SIMULACIÓN

Algunos de los métodos y conceptos más interesantes planteados para las simulaciones se explican a continuación:

Redes de referencia

De cara a poder comprar las diferentes soluciones de las compañías teniendo unas mismas condiciones de contorno se establecen dos redes de referencia, una en MT (Styczynski, Z.A. et al., 2006) y otra en BT

(Papathanassiou, S. et al., 2005), que se aplican según sea necesario para la funcionalidad. Estas redes fueron seleccionadas de CIGRE y adecuadas para asegurar que los resultados fueran válidos para la mayoría de las redes de distribución europeas.

Comunicaciones

Las comunicaciones son una parte importante de las soluciones aportadas por el proyecto DISCERN dado que los actuales procedimientos de operación tienden a no confiar en exceso en ellas. Por ello, durante el trabajo de simulación se estudiaron los efectos que una operación incorrecta de las comunicaciones podía conllevar:

1. Latencia: estudia el efecto de los retrasos en las comunicaciones al mandar órdenes o intercambiar información entre equipos. Este efecto se considera desagregando todos los tiempos de actuación en los procedimientos, y de esta manera contabilizando todos los posibles retrasos.
2. Pérdida de comunicaciones: estudia el efecto de una pérdida parcial o total de las comunicaciones durante el proceso de restauración de una localización y restauración de una falta. Se considera que, en los procedimientos más dependientes de las comunicaciones, con tecnologías IPF y LF, una pérdida de comunicaciones implicaría iniciar al procedimiento básico, para seguir con el procedimiento sin depender de las comunicaciones.

Ocurrencia fortuita de faltas

En algunas de las funcionalidades es importante tener en cuenta la naturaleza fortuita de las faltas. Esto hace que en un demostrador las medidas reales de KPIs como el TIEPI no sean un valor que pueda tenerse en cuenta para ver las mejoras en el sistema, debido a la limitación del área considerada y del tiempo de registro. Este tipo de valores dependen altamente de fenómenos no estimables, como tormentas ó accidentes, y que sólo en redes grandes y teniendo en cuenta registros de varios años, pueden dar resultados fiables (Haakana, J. et. al, 2010).

Además, hay que tener en cuenta que el tiempo total de restauración del servicio ante una falta depende no sólo de la tecnología usada, sino también de la localización de la falta, ya que según el procedimiento aplicado, una falta cercana al comienzo de la línea se despejará antes que una en un punto intermedio.

Para poder tener en cuenta todos estos factores, y obtener un valor de KPI al que no le afectasen, a través de las simulaciones se plantea evaluar el efecto que tiene sobre el KPI aplicar una falta a cada tramo de la red considerada, y que el número total de faltas aplicadas impusiese el tamaño total de la red a considerar en la que se incluyese la red de referencia o del socio, para que en el tiempo analizado el número de faltas de todo el sistema fuera un número de faltas acorde a la realidad, y con la misma probabilidad de ocurrencia de faltas que en una red de distribución normal.

RESULTADOS MÁS SIGNIFICATIVOS

Mejora de la monitorización y control de la red de MT

Los resultados obtenidos para esta simulación se dan para el KPI TIEPI, que no sólo considera el tiempo de restauración de la falta si no también la carga que deja de suministrarse en cada momento del procedimiento.

Tal y como se ha comentado, los resultados se muestran para los niveles de automatización del 5, 10 y 20% de las tecnologías IPF y LF, comparándolos con los procedimientos básico y actual.

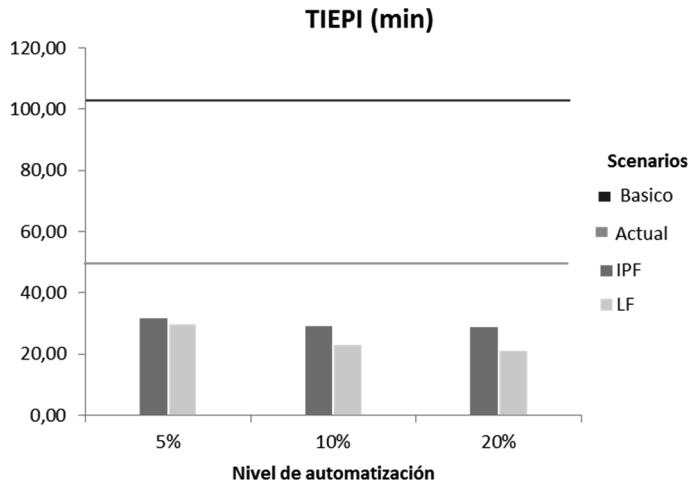


Figura 2. TIEPI para las diferentes opciones de la funcionalidad de mejora de motitorización de la red de MT

De estos resultados se concluye que las nuevas tecnologías y su mayor grado de despliegue mejoran las situaciones previas. Aun así, es necesario un análisis coste beneficio para poder determinar cuál es la tecnología y el grado de implementación que resulta en una mayor rentabilidad dados los beneficios que reporta.

Cálculo y separación de pérdidas técnicas y no técnicas

Los resultados obtenidos para esta simulación se dan para tres KPIs, pérdidas técnicas identificadas (% respecto a la energía total entregada), potencial de reducción de pérdidas técnicas con cargas equilibradas (% respecto a las pérdidas técnicas del escenario actual) y pérdidas no técnicas identificadas (% respecto a la energía total entregada).

Escenario	Pérdidas técnicas identificadas	Potencial de reducción de pérdidas técnicas con cargas equilibradas	Pérdidas no técnicas identificadas
Escen 1- circuito, conc, desequil	1.82	Caso de referencia	2.27
Escen 2- línea, conc, equil	0.73	59.86	3.22
Escen 3- línea, conc, desequil	1.75	-	2.33
Escen 4- A. pequeña, conc, equil	0.51	72.02	3.66
Escen 5- A. pequeña, conc, desequil	1.33	-	2.55

Tabla I. Valores de KPIs obtenidos para la red de referencia de BT considerando pérdidas no técnicas concentradas

Escenario	Pérdidas técnicas identificadas	Potencial de reducción de pérdidas técnicas con cargas equilibradas	Pérdidas no técnicas identificadas
Escen. 6- circuito, unif, desequil	1.76	Caso de referencia	1.27
Escen. 7- línea, unif, equil	0.70	62.08	3.25
Escen. 8- línea, unif, desequil	1.80	-	2.29
Escen. 9- A. pequeña, unif, equil	0.49	73.07	3.39
Escen. 10- A. pequeña, unif, desequil	1.29	-	2.52

Tabla II. Valores de KPIs obtenidos para la red de referencia de BT considerando pérdidas no técnicas uniformemente distribuidas

De estos resultados se concluye que:

- Las pérdidas técnicas se reducen considerablemente al equilibrar las cargas en las fases;
- Al reducir las áreas de cálculo se reduce el error de estimación de las pérdidas también lo hace;
- La diferencia entre considerar las pérdidas no técnicas como concentradas o uniformemente distribuidas es mínima.

Al igual que en la anterior funcionalidad, es necesario un análisis coste beneficio para poder determinar cuál es el grado de implementación que resulta en una mayor rentabilidad dados los beneficios que reporta.

CONCLUSIONES

Además de las conclusiones que pueden extraerse de cada una de las funcionalidades simuladas durante el proyecto DISCERN, se obtuvieron las siguientes conclusiones generales en la tarea de simulación:

- A través de los KPIs puede evaluarse las diferentes tecnologías para cada funcionalidad específica, pero siempre que esta se haga dentro de las mismas condiciones de contorno, es decir, en la misma red. No es posible comparar directamente diferentes implementaciones en diferentes localizaciones, pues cada red tiene sus particularidades que deben ser tenidas en cuenta.
- A través de las simulaciones pueden explorarse muchas más posibilidades que las probadas en campo, evitando una inversión mucho mayor en pruebas de diferentes grados de implementación, además de poder probar situaciones que en campo serían muy difíciles o tediosas de reproducir.
- Gracias a la simulación de las mismas condiciones que existen en campo, pueden validarse los resultados obtenidos gracias a la comparación con los resultados de las medidas de campo, y de esta manera poder considerar los resultados de simulación para otros grados de implementación.
- El uso de las redes de referencia facilita la comparación de las tecnologías desvinculándolas de condiciones concretas, y permitiendo hacer válidos los resultados para la mayoría de las redes de distribución europeas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a Iberdrola Distribución, RWE Deutschland Aktienfesellschaft, Southern Electric Power Distribution PLC, Unión Fenosa Distribución y Vattenfall Research and Development AB por su contribución y valiosos comentarios en el contexto de los proyectos PRICE-RED y DISCERN.

REFERENCIAS

- Gaudó, M; R. González; S. Borroy; L. Giménez de Urtasun; S. Martín; M. García Gracia; 2014, Smart grid technologies evaluation through KPIs. Proceedings CIRED Conference, Rome, Italy 11-12 June 2014, 0398.
- Haakana, J.; Lassila, J.; Kaipia T.; Partanen, J.; 2010, Comparison of Reliability Indices From the Perspective of Network Automation Devices, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.25, 1547-1555
- Papathanassiou, S.; Hatziargyriou, N.; Strunz, K., 2005, A benchmark low voltage microgrid network, Power Systems with dispersed generation: technologies, impacts on development, operation and performances, CIGRE Symposium, Athens, Greece, April 2005.
- Styczynski, Z.A.; Orths, A.; Rudion, K.; Lebioda, A.; Ruhle, O., 2006, Benchmark for an Electric Distribution System with Dispersed Energy Resources, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES, pp.314-320, 21-24.

VALIDACIÓN MEDIANTE RTDS DE EQUIPO DE PROTECCIÓN DE REDES INTELIGENTES

Eduardo Martínez Carrasco, Estudios de Red y Smart Grids, Área de Redes y Subestaciones
Marta Abad López, Estudios de Red y Smart Grids, Área de Redes y Subestaciones
Samuel Borroy Vicente, Director del Área de Redes y Subestaciones
Laura Giménez de Urtasun, Directora Estudios de Red y Smart Grids, Área de Redes y Subestaciones
Fundación CIRCE

Resumen: Las nuevas funcionalidades y características de las redes de distribución con tecnología Smart Grid requieren nuevos procedimientos de protección y control de las mismas. El trabajo que se presenta muestra el desarrollo de una protección de MT que incorpora funcionalidades nuevas como la de la localización de faltas en una red mallada y con generación distribuida. Se muestran ensayos realizados a la protección, colocada en configuración "Hardware in the Loop (HIL)", mediante un equipo de simulación en tiempo real (RTDS), en el marco del proyecto Europeo DISCERN. Se analiza en laboratorio el correcto funcionamiento de las funciones de la protección de forma previa a su instalación, teniendo en cuenta los escenarios posibles de trabajo del equipo, de manera que se verifica de forma segura su correcto funcionamiento e interacción con la red eléctrica.

Palabras clave: DISCERN, RTDS, Protección, Localización de Faltas

NECESIDAD DE LA LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Uno de los objetivos de la evolución de las redes eléctricas hacia las *Smart Grids* es la mejora de la continuidad de suministro y reducción de los tiempos de interrupción. Para lograr este objetivo se requiere una mejora de los procesos de reposición de suministro y autocicatrización de las redes de distribución de media tensión, lo cual impone como necesidad principal una adecuada localización de faltas.

En la actualidad, el procedimiento habitual para la localización del tramo de la red afectado por una falta en redes de distribución eléctrica con bajo nivel de automatización/telecontrol depende de la labor de una brigada de mantenimiento que, tras el aviso del centro de control, se traslada hasta la zona afectada para ubicar y aislar la falta. Si la red no está telemandada, se sigue un proceso conocido como bisección o búsqueda dicotómica. En cada desplazamiento, la brigada se dirige al punto de la red cuya operación proporciona mayor información, típicamente el punto medio, y mediante la operación de las protecciones de cabecera y del centro de transformación (CT) los operarios pueden detectar si la falta se ha producido aguas arriba o aguas abajo del punto analizado. En redes con mayor capacidad de telecontrol, se sigue un proceso equivalente, pero en este caso realizando las maniobras sobre los seccionadores telecontrolados desde el centro de control de forma remota.

En línea con los objetivos apuntados de las redes inteligentes, el desarrollo de técnicas de localización de faltas permite reducir el tiempo de localización de la falta y, por tanto, minimizar el tiempo empleado en el proceso de reposición del sistema (con la consiguiente interrupción del suminiatro), así como los costes de operación.

Durante el proyecto europeo FP7 DISCERN (Distributed Intelligence for Cost-effective and Reliable Solutions), diferentes compañías de distribución eléctrica han puesto en común sus experiencias referentes a un aumento de la automatización y al uso de diferentes tecnologías que les permitan mejorar la localización de faltas, entre ellas estaban el simple aumento de telecontrol o el uso de métodos más avanzados, algunos de los cuales se describen en el siguiente apartado, como el uso de detectores de paso de falta, o la implementación de un equipo de localización de faltas en cabecera de la línea. Un modelo de esta última tecnología que no había sido implementada hasta el momento en campo, fue probado en

el equipo RTDS, para verificar la correcta actuación de sus funciones de forma previa a la realización de las simulaciones y a la implementación en campo de la localización de falta.

Métodos de localización de faltas

Los trabajos de investigación desarrollados hasta la fecha han tratado de aportar mejoras en las estrategias de búsqueda de averías en redes de distribución. Estos métodos se pueden clasificar en tres grandes grupos: métodos basados en el cálculo de la impedancia aparente hasta la falta, métodos basados en la detección de transitorios y ondas viajeras y métodos basados en el conocimiento previo de la red, como por ejemplo, métodos de inteligencia artificial. Sin embargo, estos métodos presentan una serie de desventajas, tal como se indica a continuación.

El principal inconveniente de los métodos basados en el cálculo de impedancia, pese a resultar atractivos por su simplicidad y bajo coste de implementación, es que factores como la resistencia de falta, los flujos de potencia en estado de pre-falta y comportamiento impreciso en determinados regímenes de neutro, introducen importantes errores en la localización de la falta. Además, la existencia de ramificaciones puede dar lugar a la estimación de múltiples posibles puntos de falta (Ferreira et. al, 2012).

Los métodos basados en detección de transitorios y ondas viajeras ofrecen gran precisión en cuanto a localización de la falta, ya que no se ven afectados por parámetros constructivos de la red. Sin embargo, su implementación requiere de la instalación adicional de equipos de adquisición de alta frecuencia para capturar los transitorios que se generan durante la falta, lo que los convierte en una técnica compleja y costosa (Jensen, 2014).

Por último, a pesar de que los métodos basados en el conocimiento de la red tienen un bajo coste de implementación, su principal inconveniente es la dependencia que presentan en cuanto a la cantidad y calidad de los datos tratados para producir un algoritmo bien entrenado que contemple todos los posibles escenarios de falta, que en muchos casos es difícil de llevar a cabo. Además, la respuesta del algoritmo está condicionada a una determinada topología de explotación de la red, que puede variar de forma impredecible, por lo que el entrenamiento del algoritmo debe iniciarse de nuevo cada vez que se producen cambios en el sistema.

Enmarcado en este grupo se puede encontrar la utilización de indicadores de paso de falta, uno de los métodos de localización de falta que comienzan a implementarse de forma creciente en la actualidad. Estos dispositivos, situados en los CT, señalizan si ha circulado por ellos una intensidad de falta con el objetivo de guiar a los operarios u operadores del centro de control en la localización de los CT de la línea en falta en los que se debe maniobrar para aislar y reparar el tramo afectado. Sin embargo, el comportamiento de los sensores puede verse comprometido con el efecto de la resistencia de falta, corrientes capacitivas y corrientes de energización de transformadores. Además, la incorporación de generación distribuida (GD) en la red de media tensión (MT) implica variaciones en la magnitud y dirección de las corrientes de falta, dependiendo de la ubicación de la falta y los generadores conectados a la red en el momento de la misma. Por lo tanto, ante una falta en una línea de MT, además de la aportación desde la red de alta tensión (AT), también puede existir aportación desde los generadores distribuidos en la línea MT, según la tecnología empleada, lo que puede causar errores en la operación de los detectores de paso de falta.

Ante la dificultad de los métodos actuales para resolver el problema de la localización de faltas en redes de distribución, se ha desarrollado un prototipo localizador de faltas que no utiliza ninguno de los métodos mencionados anteriormente. Su principio de operación, basado en la inyección de pulsos de alta frecuencia en la red eléctrica, hace que su comportamiento no se vea afectado por la magnitud de las corrientes de falta y, por tanto, es independiente tanto de la penetración de GD como de la puesta a tierra del neutro de la red. Además de la función de localización de faltas, el equipo se complementa con funciones de protección (detección de falta), necesarias para la activación de la función de localización.

Es por ello que una adecuada actuación de las funciones de detección de falta resulta crítica para la correcta inicialización del algoritmo de localización.

En los siguientes apartados se describe la metodología y pruebas realizadas al equipo localizador para la comprobación y depuración del buen funcionamiento de las funciones de protección que éste integra.

PRUEBA DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN LABORATORIO CON RTDS

La validación de las distintas funciones de protección se ha realizado mediante el equipo inyección *OMICRON CMC 256*, el simulador *RTDS* y los amplificadores de tensión e intensidad *Doble F6350* y *Doble* F6300.

Se muestra en la Figura 1 el banco de pruebas de laboratorio donde se efectúan pruebas de funcionamiento al equipo mediante maleta de ensayos OMICRON.

La realización de pruebas mediante maleta de ensayos OMICRON permite realizar comprobaciones de cumplimiento de ajustes introducidos para las distintas funciones de protección.



Figura 1. Equipo en pruebas mediante maleta de ensayos OMICRON

Además de estas pruebas funcionales para comprobar la correspondencia entre los ajustes introducidos y la respuesta de la protección son necesarias pruebas que permitan la interacción del equipo bajo ensayo con una red eléctrica, utilizando para ello técnicas *"Hardware in the Loop" (HIL)*. Es por ello que en el marco del proyecto DISCERN se realizan pruebas mediante el simulador de tiempo real RTDS (Real-Time Digital Simulator). La capacidad de simulación en tiempo real permite que el equipo en prueba pueda intercambiar señales reales con la red modelada en el banco de ensayo *HIL* de forma equivalente a una red real. La Figura 2 muestra la red eléctrica de media tensión donde va a ser instalado el dispositivo modelado en RTDS. La capacidad de simulación en tiempo real permite que el equipo en prueba pueda recibir señales procedentes del banco de ensayo *HIL* como si proviniesen de una red real y, de esta manera, estudiar su comportamiento.

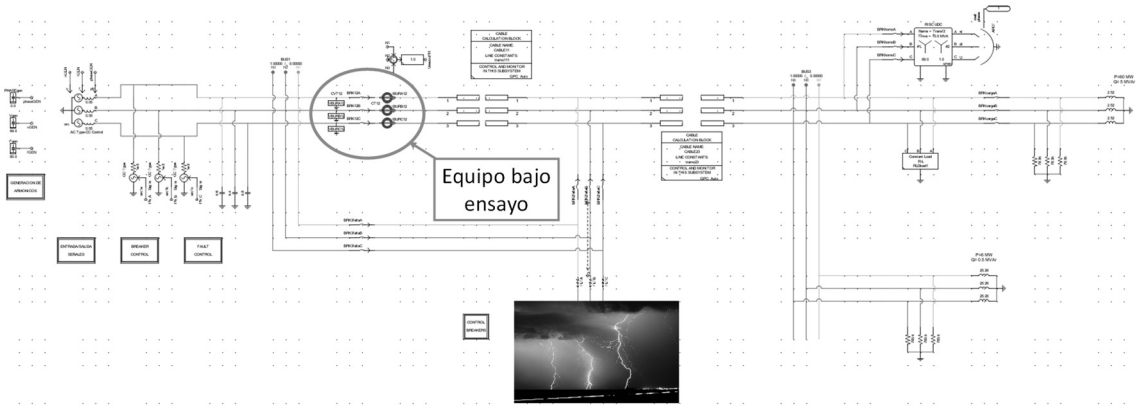


Figura 2. Red modelada en RTDS para el ensayo del equipo de protección

Se muestra en la Figura 3 el banco de ensayos de laboratorio con RTDS. Además del simulador RTDS y el equipo en prueba el laboratorio incluye un amplificador de señales, necesario para amplificar las magnitudes obtenidas por el simulador, de baja amplitud, hasta niveles equivalentes al secundario de un transformador de medida de subestación. De esta manera, cableando las señales de tensión y corriente al equipo en prueba, y tomando de éste la señal de disparo de vuelta al simulador RTDS, se conforma un entorno de prueba del tipo *"Hardware in the Loop"*, permitiendo realizar una validación interna sobre la actuación de las funciones de protección que se encuentran implementadas en el equipo.



Figura 3. Banco de ensayos HIL para el ensayo del equipo de protección

ENSAYOS REALIZADOS: RESULTADOS

Los ensayos realizados en RTDS para la validación de las funciones de protección han permitido comprobar el correcto funcionamiento de las mismas ante diversas situaciones de falta que pueden tener lugar en la red eléctrica. Una de las funciones principales en las protecciones de línea en media tensión, y que se ha ensayado en el banco de ensayos *HIL* es la de sobreintensidad instantánea y temporizada tanto de neutro

como de fases (50/51, 50N/51N), incluyendo verificación de direccionalidad (67/67N). Para comprobar el correcto funcionamiento de esta función de protección, se han realizado ensayos como:

- Faltas involucrando distinto número de fases: Monofásica, bifásica, trifásica.
- Faltas evolutivas: Incluyendo cambio de resistencia de falta y modificación de las fases involucradas en la falta (e.g. falta monofásica que evoluciona a bifásica)
- Faltas con diferente régimen de neutro: Neutro aislado o conectado a tierra de forma rígida o a través de una impedancia.
- Comprobación de extinción de falta antes de producirse el disparo de la protección.
- Faltas inicialmente vistas "*de frente"* en la línea y que pasa a existir falta *"de espaldas".*

A modo de ejemplo, se muestra a continuación la oscilografía generada por una falta evolutiva, que se inicia con una resistencia de falta igual a 0 ohm y que posteriormente cambia a 10 ohm de falta. Dicha oscilografía se muestra en la Figura 4.

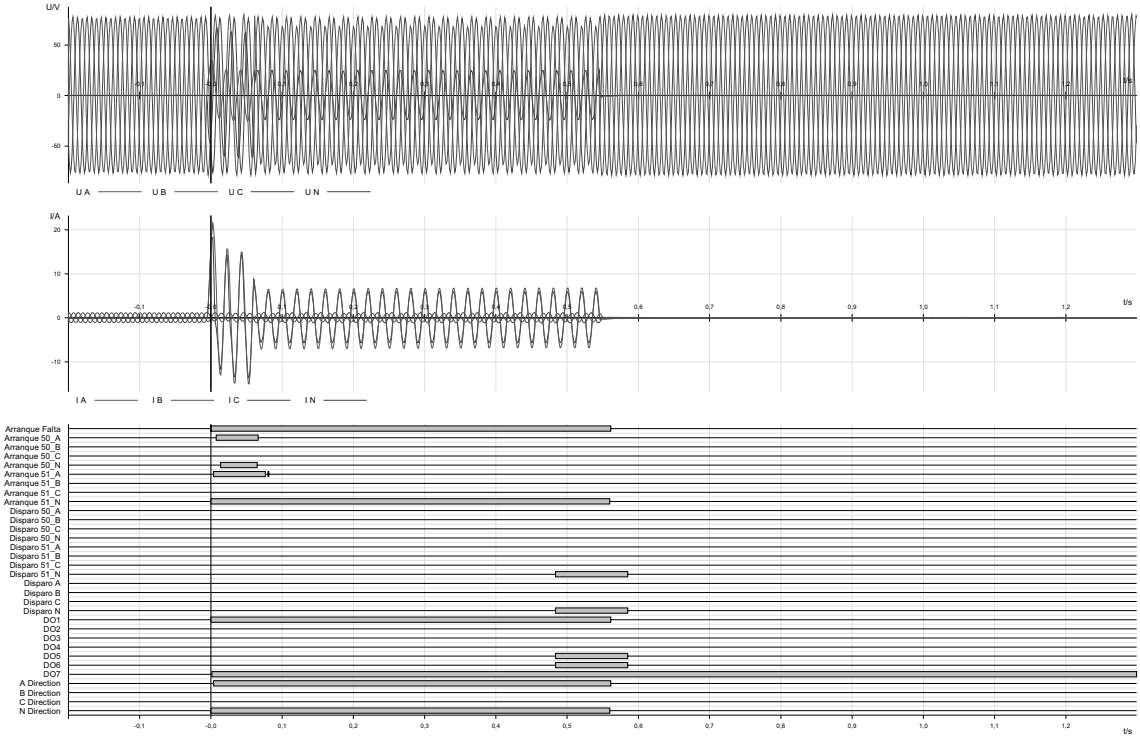


Figura 4. Falta evolutiva monofásica, con modificación del valor de la resistencia de falta

La corriente de falta, debido al cambio de valor de resistencia de 0 a 10 ohm, disminuye a un valor inferior a *Inst. Current* (corriente de disparo del elemento 50), y superior a *I pickup* (corriente de arranque del elemento 51N), transcurrido un tiempo desde el inicio de la falta inferior al necesario para el disparo de la función 50.

En este ensayo se verifica la correcta adecuación, en tiempo real, del tiempo de disparo a la corriente medida. Al inicio de la falta la corriente medida es superior a *Inst. Current*, pero antes de que se cumpla el tiempo fijado para el disparo del elemento, la corriente disminuye por debajo de ese valor, pasando a ser el elemento 51N el responsable del disparo. Se verifica que el tiempo de disparo es el correspondiente a la curva temporizada, de acuerdo a los ajustes implementados.

Por otra parte, en un nuevo ejemplo, se muestra en la Figura 5 una falta franca evolutiva de monofásica a tierra a bifásica a tierra en red con neutro rígido a tierra. Se observa que en primer lugar arranca el elemento 50 y 51 de la fase A y de neutro. Posteriormente, cuando la falta evoluciona a bifásica, arranca

también el elemento 50 y 51 de la fase B. Finalmente, la protección dispara por el elemento 50 de fase A y neutro, puesto que cumple en primer lugar las condiciones de tiempo de disparo ajustadas.

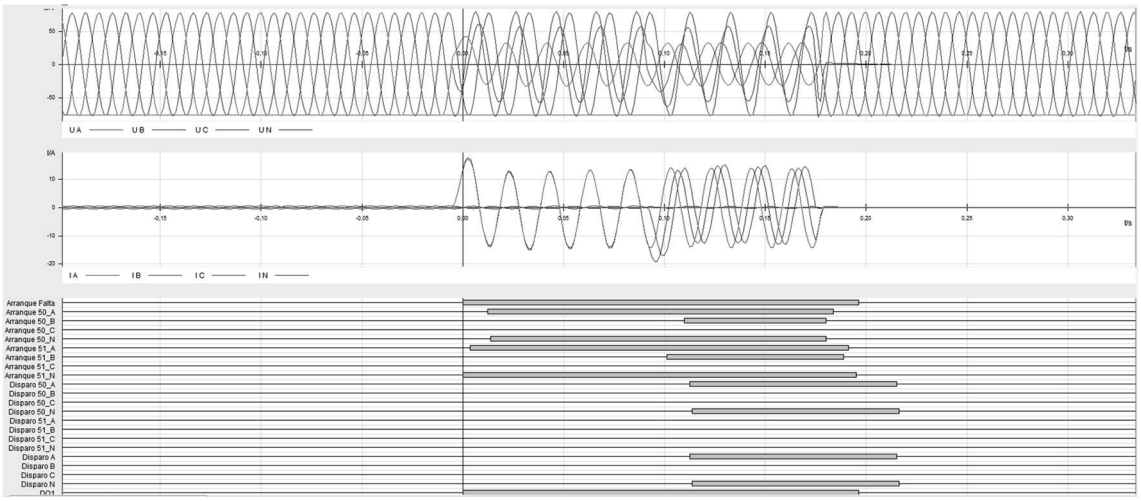


Figura 5. Falta franca evolutiva monofásica a bifásica en red con neutro rígido a tierra

CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS

Como puede comprobarse por la variedad de los estudios de cortocircuito realizados sobre el funcionamiento del equipo, el banco de pruebas RTDS proporciona un gran potencial para el ensayo de equipos inteligentes reales como validación previa a su conexión a la red eléctrica.

RTDS proporciona la opción de realizar ensayos que en una red eléctrica serían potencialmente muy destructivos, en un entorno seguro de laboratorio con una muy buena aproximación a la realidad. La realización de estos ensayos ha permitido a CIRCE, como desarrollador del dispositivo, realizar una eficiente depuración de los algoritmos de protección en un banco de pruebas que proporciona entradas al equipo equivalentes a las que este va a encontrarse una vez sea instalado. El proceso descrito en este artículo se ha llevado a cabo en el marco del proyecto europeo DISCERN. En él se realizaron pruebas con RTDS a un equipo con la funcionalidad de detección y localización de faltas de forma previa a futuras pruebas en campo.

Durante el desarrollo del proyecto se alcanzaron importantes avances en los métodos de localización de faltas, así como en las técnicas de validación de algoritmos de protección. A partir de esta base el equipo de investigación continúa evolucionando el desarrollo de algoritmos de localización de faltas en redes de distribución.

AGRADECIMIENTOS

Los estudios presentados en este artículo se enmarcan dentro del Proyecto Europeo DISCERN (Distributed Intelligence for Cost-effective and Reliable Solutions) financiado por la Comisión Europea dentro de su programa FP7 (grant agreement Nº 308913).

REFERENCIAS

- Ferreira, G. D., Gazzana, D. S., Bretas, A. S., Netto, A. S., 2012, A unified impedance-based fault location method for generalized distribution systems, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 1-8.
- Jensen, C. F., 2014, Online location of faults on AC cables in underground transmission systems, Springer International Publishing, Switzerland.

IMPACTO DE LA CONEXIÓN MASIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN LA SEGURIDAD DE LA RED

Eduardo Martínez Carrasco, Estudios de Red y Smart Grids, Área de Redes y Subestaciones, Fund. CIRCE
Marta Abad López, Estudios de Red y Smart Grids, Área de Redes y Subestaciones, Fund. CIRCE
Samuel Borroy Vicente, Director del Área de Redes y Subestaciones, Fund. CIRCE
David López Cortón, Seguridad del Sistema, Subdirección General de Operación, REE
Rubén Andrino Gallego, Seguridad del Sistema, Subdirección General de Operación, REE
Lucía Pindado Cebrián, Seguridad del Sistema, Subdirección General de Operación, REE

Resumen: Los objetivos europeos enfocados a paliar la dependencia energética del exterior y mitigar los efectos del cambio climático, implican un cambio de escenario respecto a los sistemas eléctricos actuales y conllevan un incremento masivo en la penetración de sistemas de generación no convencional y dispositivos de electrónica de potencia (EP). Este cambio de escenario no debe comprometer los requisitos del sistema (calidad, fiabilidad, estabilidad y seguridad), para cuyo cumplimiento los sistemas de protección juegan un papel destacado. Minimizar el impacto de estos nuevos escenarios de red sobre la seguridad del sistema constituye uno de los grandes retos que deben afrontar los gestores de las redes eléctricas actuales y futuras. Esta comunicación presenta la metodología con la que el proyecto H2020 MIGRATE aborda el reto descrito, involucrando a varios de los principales TSO's, fabricantes y centros tecnológicos europeos.

Palabras clave: H2020 MIGRATE, Energías Renovables, Electrónica de Potencia, Sistemas de Protección, Seguridad de la Red, "Hardware In the Loop", RTDS, Weak Infeed

INTRODUCCIÓN

El cumplimiento de objetivos estratégicos europeos enfocados a paliar la dependencia energética de combustibles fósiles provenientes del exterior, así como a mitigar los efectos del cambio climático, implica una evolución del modelo energético actual hacia otro más sostenible, con energía producida a partir de fuentes renovables a la vez que se mantienen, o mejoran, los niveles de calidad, continuidad y fiabilidad actuales.

La aplicación de dicho modelo energético requiere un incremento significativo en la participación de fuentes de generación no convencionales, principalmente de origen eólico y solar, cuya conexión a la red eléctrica se realiza, a diferencia de los generadores síncronos convencionales, por medio de electrónica de potencia. La electrónica de potencia también toma un papel protagonista en elementos directamente relacionados con la alta penetración de energías renovables, como son los sistemas de almacenamiento, o las nuevas infraestructuras de las redes de transporte requeridas para la integración en el sistema de grandes volúmenes de generación, como son los enlaces HVDC que evacúan a la red continental la producción de los parques eólicos marinos (*offshore*) o son utilizados para incrementar la capacidad de las interconexiones internacionales. No solo en las redes de transporte se concentra la creciente presencia de electrónica de potencia, sino que también la red de distribución está experimentando una progresiva evolución al objeto de integrar elementos tales como la generación distribuida o el vehículo eléctrico. El escenario esbozado representa un cambio paradigmático respecto a los sistemas eléctricos actuales, basados en grandes generadores síncronos, de comportamiento conocido, que alimentan redes eléctricas de corriente alterna, cuya referencia de estabilidad común es una frecuencia eléctrica de 50 Hz.

No obstante, pese al cambio de escenario, los requisitos del sistema permanecen invariables: calidad, fiabilidad, estabilidad y seguridad. Para su cumplimiento, los sistemas de protección juegan un papel destacado, siendo determinantes para garantizar la continuidad de suministro ante la aparición de perturbaciones en la red. Los principios de protección existentes en las redes eléctricas actuales (con predominancia de generadores síncronos convencionales), son capaces de cumplir los objetivos descritos. Sin embargo, un escenario con elevada penetración de energías renovables y electrónica de potencia, presenta variaciones drásticas en su comportamiento ante situaciones de cortocircuito, tales como

cambios en la dinámica de las intensidades, limitaciones significativas en las magnitudes de cortocircuito, reducción o eliminación de componentes de secuencia inversa ante cortocircuitos desequilibrados, presencia de un elevado contenido armónico en la medida, o ausencia de respuesta natural por parte de los generadores ante variaciones de frecuencia, entre otros. Dado que los principios de protección aplicados actualmente en las redes eléctricas están basados en el comportamiento tradicional del sistema eléctrico, predecir y minimizar el potencial impacto de los nuevos escenarios de red esperados sobre la seguridad del sistema, es uno de los grandes retos de las redes eléctricas para alcanzar los objetivos energéticos. Uno de los objetivos del proyecto Europeo MIGRATE (Massive InteGRATion of power Electronic devices), comenzado en enero de 2016, es la búsqueda de los límites de los principios de protección utilizados actualmente en las redes de transporte en escenarios con elevada presencia de energías renovables (EERR) y electrónica de potencia, y la propuesta de estrategias para superar las potenciales limitaciones encontradas.

Esta comunicación introduce el citado proyecto, presenta la metodología de análisis propuesta en el mismo, y por último muestra los primeros resultados obtenidos en su fase inicial.

PROYECTO MIGRATE

El proyecto MIGRATE (www.h2020-migrate.eu) tiene como objetivo desarrollar y validar soluciones tecnológicas innovadoras que permitan gestionar un sistema eléctrico pan-Europeo que afronta el reto de la proliferación de dispositivos de electrónica de potencia, implicados en la conexión masiva de fuentes de generación y nuevos tipos de demanda, de acuerdo al escenario presentado en la introducción de este documento. La Figura 1 muestra de forma gráfica la combinación de los objetivos/necesidades a los que busca dar respuesta el proyecto, mostrando el nivel de estabilidad de la red para distintos niveles de penetración de electrónica de potencia. Las curvas azules representan el escenario a corto/medio plazo, mostrando de forma simbólica los límites de penetración (asíntotas) para los que la tecnología actual (o evoluciones de ésta) no es suficiente para permitir la operación estable de la red. La curva verde representa el escenario a largo plazo, con una penetración creciente (hasta el 100%) de electrónica de potencia, en el que las necesidades tecnológicas implican desarrollos totalmente innovadores.

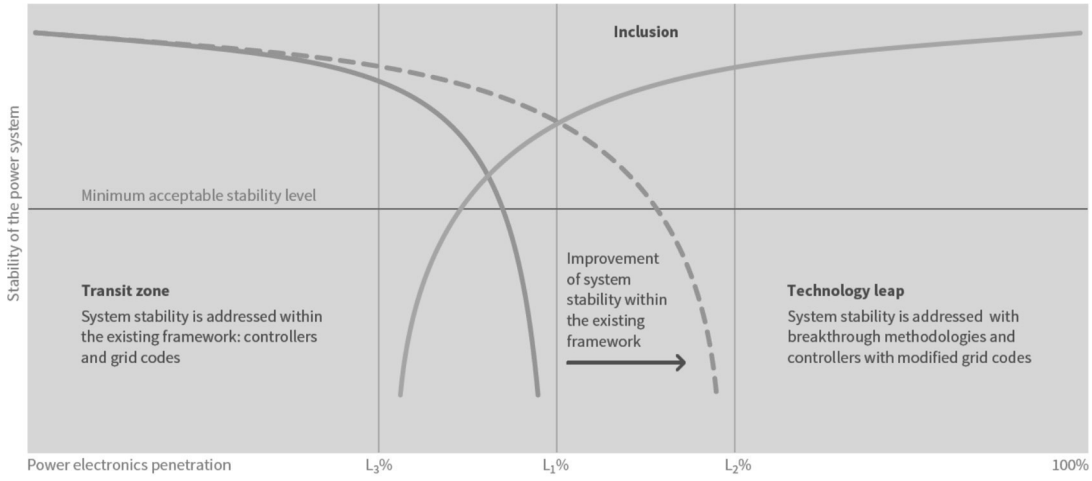


Figura 1. Ilustración del concepto principal del proyecto MIGRATE

Los diferentes grupos de trabajo del proyecto afrontan los retos descritos desde distintos puntos de vista técnicos. Así, el proyecto se estructura en 5 grupos a cargo de los aspectos técnicos y 3 grupos encargados de la gestión, comunicación y explotación de los resultados del proyecto. Los grupos de trabajo a cargo de los aspectos técnicos del proyecto quedan estructurados como sigue: Análisis de la estabilidad del sistema eléctrico (WP1); Sistemas de monitorización y control del sistema en tiempo real (WP2); Estrategias de control en escenarios 100% basados en electrónica de potencia (WP3); Sistemas de protección (WP4); Calidad de onda (WP5). En el grupo de trabajo 4 (WP4), liderado por Red Eléctrica de

España (REE), el Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE) participa activamente en la investigación enfocada a analizar la idoneidad de los principios de protección de las redes eléctricas actuales en el nuevo escenario energético planteado y, consecuentemente, en la propuesta de métodos de protección alternativos que permitan mantener los estándares de calidad actuales.

METODOLOGÍA

En los siguientes apartados se expone la metodología definida para alcanzar los objetivos del WP4 que, basándose en el empleo de técnicas *"Hardware in the Loop (HIL)"*, mediante plataformas de simulación en tiempo real RTDS (Real Time Digital Simulator), somete a equipos de protección reales, en entorno de laboratorio, a perturbaciones generadas en redes bajo escenarios con alta penetración de energías renovables y electrónica de potencia.

Definición de escenarios de estudio: Modelado del comportamiento de Energías Renovables y Electrónica de Potencia ante cortocircuitos

El primer paso de la metodología del WP4 del proyecto MIGRATE es la definición del modelo de red y los escenarios de estudio representativos que permitan evaluar en los puntos posteriores del proyecto, cómo la elevada penetración de generadores de energía renovable con convertidores electrónicos y enlaces HVDC pueden afectar al comportamiento de los sistemas de protección.

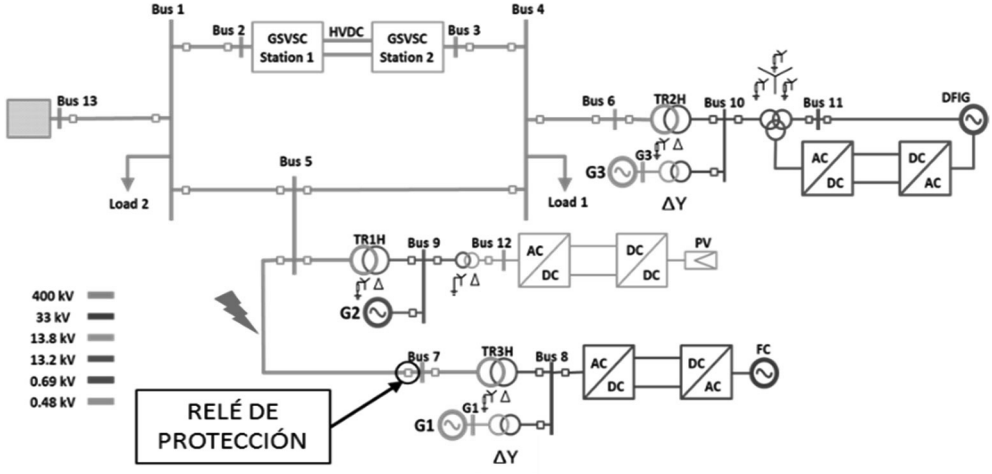


Figura 2. Modelo de red para los estudios de sistemas de protección

La Figura 2 muestra la red diseñada, basada en un modelo de red propuesto por el PSRC de la IEEE para el estudio de protecciones en redes eléctricas, en el que se ha incluido un generador eólico y otro fotovoltaico, conectados en los nudos 8 y 12 respectivamente a través de un convertidor de plena potencia (FC), un enlace HVDC punto a punto, conectado entre el nudo 2 y el 3, y un generador eólico doblemente alimentado (DFIG) conectado en el nudo 10. Con la intención de comparar el funcionamiento de las protecciones durante faltas en la red para distintos niveles de penetración de energía renovable, se colocan en paralelo con los generadores renovables en los nudos 8, 10 y 12, los generadores síncronos convencionales G1, G2 y G3.

CIRCE desarrolla dos de los modelos de generadores renovables integrados en la red bajo análisis: generador eólico y generador fotovoltaico, ambos conectados a la red eléctrica a través de un convertidor electrónico en topología "*back to back*". Los algoritmos de control diseñados, modelados e implementados actúan sobre cada uno de estos convertidores para gestionar el comportamiento tanto en modo estacionario como en situaciones de desequilibrio tales como faltas en redes de transporte.

Análisis de límites y debilidades de las funciones de protección actuales ante escenarios con alta penetración de EERR y Electrónica de Potencia

Esta fase de la investigación se basa en el análisis detallado de los principales sistemas de protección utilizados en los sistemas eléctricos actuales, tales como protección de distancia (21), diferencial (87) y sobreintensidades (50/51, 50N/51N, 67/67N), así como la función de reenganche, profundizando en los principios de operación de sus algoritmos y en el análisis de las principales variables que determinan su funcionamiento. Estos algoritmos de protección, implementados en equipos de protección reales, serán sometidos a pruebas de laboratorio en entorno *HIL* utilizando los modelos desarrollados en el punto anterior, que reproducen fielmente el comportamiento de los convertidores de potencia ante faltas.

En caso de producirse una falta en una red tradicional AC, los generadores síncronos convencionales aportan una corriente de cortocircuito de característica conocida representada por los periodos subtransitorio, transitorio y permanente. Sin embargo, la corriente que los convertidores proporcionan durante una falta depende de su estrategia de control y de sus límites de operación, y no responde a la característica de aportación del generador síncrono convencional. El convertidor, a través de sus algoritmos de control, es capaz de gestionar la potencia activa y reactiva que se suministra a la red eléctrica (Hualei Wang & M. A. Redfern, 2010), además de limitar y controlar la corriente máxima que se inyecta a la red en situaciones transitorias tales como cortocircuitos (Chaudhary S. K. et. al, 2012), (Van der Meer A. et. Al, 2016). Es habitual encontrar límites de corriente en los convertidores en torno a 1.25 p.u (He L. & Liu C. C., 2013), así como la supresión de la corriente de secuencia negativa. Este comportamiento, que difiere en gran medida respecto al de los generadores síncronos convencionales, puede presentar ciertas dificultades para la correcta operación de los relés actuales, cuyos algoritmos han sido desarrollados en base a un sistema compuesto mayoritariamente por generadores síncronos. Como se ha indicado anteriormente, el objetivo principal de esta etapa del proyecto será el de evaluar el comportamiento de los sistemas de protección actuales en escenarios con elevada penetración de electrónica de potencia.

Propuesta de nuevas metodologías de protección

En la fase final de la investigación, a llevar a cabo durante los últimos años de proyecto, se analizarán esquemas y/o algoritmos de protección alternativos que permitan solventar los problemas experimentados por las protecciones actuales, de acuerdo al análisis realizado en los puntos anteriores. Se estudiarán tanto algoritmos de protección alternativos, como el aprovechamiento de nuevos desarrollos basados en tecnologías de comunicación o la combinación de funciones de protección existentes, entre otras estrategias. El objetivo fundamental de esta etapa del proyecto será proporcionar líneas generales acerca de cómo debería ser el diseño del sistema de protección en redes con elevada penetración de generación basada en electrónica de potencia.

PRIMEROS RESULTADOS

El modelo de la red objeto de estudio y el desarrollo llevado a cabo en CIRCE de un convertidor eólico que vierte su potencia a la red a través de un convertidor de plena potencia (FC) ha permitido realizar ensayos preliminares para valorar potenciales problemas que podrían aparecer en los sistemas de protección ante un escenario con 100% de penetración de energías renovables. Se muestra en la Figura 3 el banco de ensayos *HIL* utilizado para los ensayos presentados. El equipo de protección bajo ensayo (protección de distancia) se encuentra protegiendo la línea 7-5, instalado en el nudo 7 de la red mostrada en la Figura 2 (lado de 400 kV).

Se efectúan dos ensayos en los que se estudia el comportamiento de la protección ante falta monofásica en la fase C al 50 % de la línea 5-7, de longitud 41 km, en el punto indicado en la Figura 2. En el primero de los ensayos, solo el generador síncrono convencional G1 se encuentra conectado, estando desconectado el generador eólico *de plena potencia* (FC). En este ensayo se plantea, por lo tanto, un

escenario con un 100% de generación convencional. Por su parte, en el segundo ensayo se encuentra conectado únicamente el generador eólico al nudo 8 (100% generación renovable).

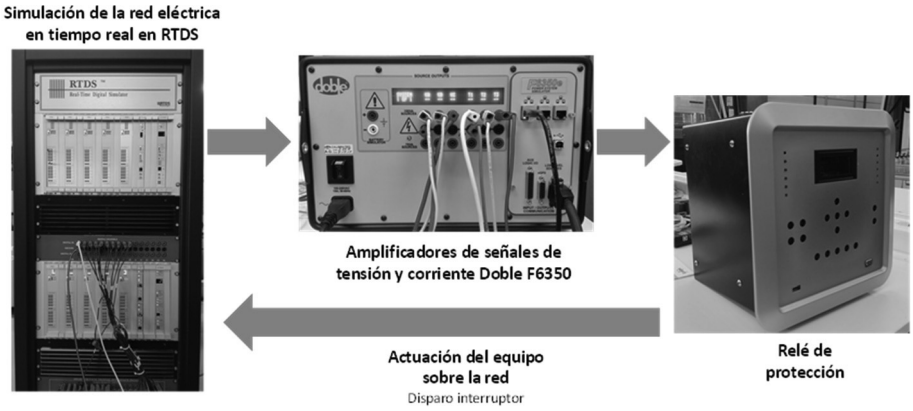


Figura 3. Banco de ensayos "Hardware in the loop" (HIL). Simulador de tiempo real RTDS (izquierda), equipo amplificación Doble Engineering F6350 (centro), relé de protección bajo ensayo (derecha)

Los resultados de los ensayos se muestran en la en la Figura 4, en la cual se puede observar la oscilografía para el caso de generador síncrono (izquierda) y generador eólico (derecha). Puede apreciarse cómo se produce un incremento de la corriente como consecuencia de la falta provocada entre la fase C y tierra. La oscilografía mostrada en la izquierda permite ver cómo la falta provoca el arranque de las tres zonas de protección de la función de distancia (Zona 1, Zona 2 y Zona 3) y, consecuentemente, el disparo por Zona 1, activando el disparo general del interruptor (TRIP). Se trata de una actuación correcta de la protección, de tal manera que evita que el generador síncrono siga alimentando la falta. Este comportamiento, es el esperado, ya que existe una aportación de corriente hacia la falta desde el generador suficiente para que se produzca la operación de la función de distancia. De forma posterior al despeje, la protección mide tensión sana puesto que el generador sigue conectado al nudo 8.

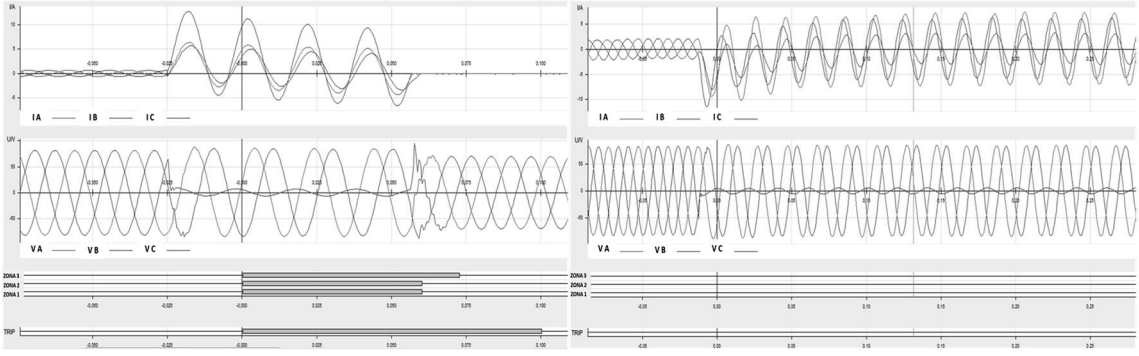


Figura 4. Comparación de oscilografía: Inyección con generador síncrono (izquierda) e inyección con generador renovable (derecha)

La figura de la derecha muestra la misma falta alimentada únicamente por el generador eólico, cuyo sistema de control actúa limitando la aportación de corriente. Asimismo, la estrategia de control seguida por el FC modelado en la red de ensayo elimina la aportación de corriente de secuencia negativa desde el generador eólico durante la falta, aportando solamente corriente de secuencia positiva, reproduciendo el comportamiento de muchos de los generadores eólicos actuales con la misma topología de convertidores ante faltas asimétricas. Por tanto, la aportación de corriente a la falta resultante posee una componente de secuencia positiva y otra de secuencia cero (dada la conexión del neutro del transformador), no existiendo corriente de secuencia negativa por la limitación impuesta por el convertidor.

Bajo esta circunstancia, puede observarse en la parte derecha de la Figura 4 cómo ante la misma falta en la fase C que se ha realizado en el caso del generador síncrono y manteniendo los parámetros de ajuste

del relé de protección, no se genera ningún arranque ni disparo en la parte inferior correspondiente a las señales digitales. Por lo tanto, en este caso, la falta no queda despejada. Este caso, es equivalente a situaciones que se presentan actualmente en la red cuando existe un extremo cuya alimentación a la falta es débil (*weak infeed*), ya sea por tratarse de antenas de consumo sin generación que aporte a la falta o antenas de generación (generación síncrona) en las cuales los generadores, o bien no se encuentran conectados en el momento de producirse la falta o bien los generadores conectados en ese momento no aportan suficiente corriente para la operación de los algoritmos tradicionales de distancia. Estos casos en la actualidad quedan resueltos, siempre que la aportación a la falta desde el otro extremo no sea también del tipo *weak infeed*, mediante el empleo de esquemas de teleprotección denominados comúnmente *weak infeed*, o simplemente mediante el empleo de protecciones diferenciales de línea. Este ensayo, aunque muy preliminar y básico en relación a los que se realizarán durante las próximas fases del proyecto, suscita curiosidad y despierta la atención en cuanto a potenciales problemas que podrían surgir en la detección de faltas en redes con elevada penetración de fuentes de energía renovable basadas en electrónica de potencia. En dicho escenario es posible que ambos extremos de la línea se comporten como extremos débiles, por lo que los esquemas de teleprotección *weak infeed* utilizados en la actualidad podrían no ser suficientes. Estos problemas han comenzado ya a estudiarse por parte del equipo de trabajo que integra el WP4 y se espera obtener resultados interesantes en los próximos hitos del proyecto.

CONCLUSIONES Y TRABAJO PRÓXIMO

Durante este primer año del proyecto se está realizando el modelado de los generadores renovables, así como del enlace HVDC dentro de la red definida para el estudio de sistemas de protección mediante el empleo de la plataforma de simulación en tiempo real RTDS. En este marco, este artículo muestra resultados preliminares obtenidos al realizar ensayos sobre un relé comercial con función de protección de distancia. En los siguientes años, se profundizará en el análisis de las funciones de protección que pueden presentar más problemas en hipotéticos escenarios con el 100% de generación renovable, donde la aportación por ambos extremos del elemento protegido procede de generadores conectados a la red a través de convertidores electrónicos. Como resultado de estos análisis se propondrán posibles soluciones que garanticen los niveles actuales de seguridad y continuidad del suministro eléctrico de la red de transporte en un escenario con penetraciones de energías renovables cercanas al 100%.

AGRADECIMIENTOS

Los estudios presentados en este artículo se enmarcan dentro del Proyecto Europeo MIGRATE (Massive InteGRATion of power Electronic devices) financiado por la Comisión Europea dentro de su programa “Horizon 2020” (*grant agreement* Nº 691800). Gracias a los fondos recibidos, se ha podido ampliar la capacidad de cálculo del simulador de tiempo real RTDS, así como adquirir un amplificador de tensiones y corrientes “DOBLE Engineering F6350”, necesario para la realización de ensayos *HIL* como el presentado.

REFERENCIAS

- Chaudhary S. K. et al, 2012, "Negative Sequence Current Control in Wind Power Plants With VSC-HVDC Connection," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 535-544.
- He L. & Liu C. C., 2013, "Effects of HVDC connection for offshore wind turbines on AC grid protection," *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, 2013, *pp. 1-5*
- Hualei Wang & M. A. Redfern, 2010, “The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks”. University of Bath, M.A Redfern University of Bath.
- Van der Meer A. et al, 2016, "The Effect of FRT Behavior of VSC-HVDC-Connected Offshore Wind Power Plants on AC/DC System Dynamics," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 2, pp. 878-887.

IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES EN LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Leonidas Sayas Poma, Asesor Técnico, Osinergmin
Eduardo Jané La Torre, Gerente de Fiscalización Eléctrica, Osinergmin

Resumen: En esta comunicación se presentan algoritmos para determinar ubicaciones óptimas de equipos de protección e indicadores de falla en una red de distribución de media tensión así mismo la evaluación de un sistema de comunicación económico para la transferencia de información hacia un sistema con la capacidad de toma de decisiones y envío de alertas en tiempo real al personal de campo más cerca a la falla, de esta manera se logra reducir en mayor porcentaje el tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico a través de una opción factible y económica para los sistemas eléctricos rurales.

Palabras clave: Confiabilidad, Seccionamiento, Protección, Indicadores de Falla, Red Inteligente, SCS

INTRODUCCIÓN

Las estadísticas de las fallas muestran que debido a la configuración radial de los alimentadores y a la alta tasa de fallas en los equipos, los sistemas de distribución contribuyen en mayor proporción a la indisponibilidad del suministro de energía eléctrica. Cuando una falla permanente ocurre en muchos casos opera el sistema de protección y el centro de control verifica el punto de falla a través de un personal de campo después de recibida la comunicación de interrupción, ocasionando largos tiempos de interrupción especialmente en sistemas rurales o de difícil acceso, que origina reclamos de clientes.

Parámetros de confiabilidad

Tasas de falla

Es el número de fallas de un componente por año causado por una salida permanente. Se calcula a través de la cantidad de fallas observadas sobre la cantidad de componentes en un periodo.

$\lambda = Fa / (N \times T)$ (1/año)

Tiempo de reparación

El tiempo de reparación es el promedio de duración de salida es obtenido al dividir el total de duración de salida causado por el equipo fallado entre el número total de eventos involucrados en el equipo.

Índices de Confiabilidad según IEEE Std 1366-2003

SAIFI: (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema)

Indica la cantidad de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

SAIFI = ∑ consumidores * interrupciones/ ∑ consumidores

SAIDI: (índice de duración de interrupciones promedio del sistema)

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

SAIDI = ∑ consumidores * horas de interrupción/ ∑ consumidores

Automatización de redes de distribución

La automatización del sistema de distribución puede ser usando para la restauración y reconfiguración de los alimentadores después de aislar la parte fallada de manera rápida mejorando la confiabilidad del sistema, la energía dejada de suministrar y la reducción de pérdidas a través de la configuración y ubicación óptima de equipos de protección e indicadores de falla en las redes eléctricas.

Red inteligente para minimizar el tiempo de interrupción

El concepto de "redes inteligentes" considera la existencia de una serie de tecnologías maduras que pueden ser insertadas en las redes para facilitar que se cumpla la visión de futuro, en este contexto los dispositivos de detección y control, así como el aprovechamiento de los sistemas de telemetría hacen posible el análisis en tiempo real y proporcionar información para el monitoreo y alarmas de la red. La tecnología para la localización de fallas apunta a considerar la estructura de la red y la tecnología de comunicación para mejorar la velocidad y precisión de la localización de falla, al mismo tiempo se debe considerar los aspectos económicos y de confiabilidad.

EL PROYECTO

Implementación

Para la implementación de los modelos y los algoritmos se utilizó el DPL del software DIgSILENT PowerFactory. Se modeló la carga, sistema de generación, red de distribución, fallas, número de seccionadores a instalar, número de equipos de protección a instalar, posibles ubicaciones de seccionadores, equipos de protección y ubicación de los indicadores de falla.

Sistema de comunicación fiable y económica

Para el presente trabajo se evaluó los sistemas de comunicación disponibles hoy en día tal como Wireless LAN, protocolo robusto de comunicación de alta velocidad, WiMAX como tecnología de acceso por microondas, tecnología celular 3G/4G con una velocidad de transferencia de 240 Kbps y una calidad de servicios (QoS) que está mejorando rápidamente, finalmente se consideró la tecnología GPRS que se adapta mejor debido a la existencia por los operadores de telecomunicaciones. En referencia a la ubicación geográfica del sistema eléctrico y analizando las variables económicas y de fiabilidad se eligió el sistema de comunicación GPRS para trasmitir la información de cada uno de los dispositivos de seccionamiento, protección e indicador de falla a los dispositivos móviles de los operadores de la red.

MATERIAL Y MÉTODOS

Modelamiento y técnica de evaluación

Se ha asumido que los dispositivos de protección están adecuadamente ajustados y coordinados.

Equipos de protección

Se utilizó un algoritmo iterativo, que evalúa, a partir de un grupo de ubicaciones candidatas, la mejor ubicación para un grupo de equipos de protección disponibles a ser instalados, logrando mejorar el valor del SAIDI y SAIFI.

Equipos indicadores de falla

Así mismo para los indicadores de falla (IF) se partió de ubicaciones candidatas calculando los tiempos de localización de falla y estos se introdujeron al modelo de falla; finalmente para cada ubicación se calculó los indicadores de confiabilidad.

La instalación de indicadores de falla puede reducir el tiempo de localización de falla y consecuentemente incrementar la confiabilidad del sistema. Como ejemplo, se muestra un alimentador típico con un indicador de falla según se muestra en la Figura 1.

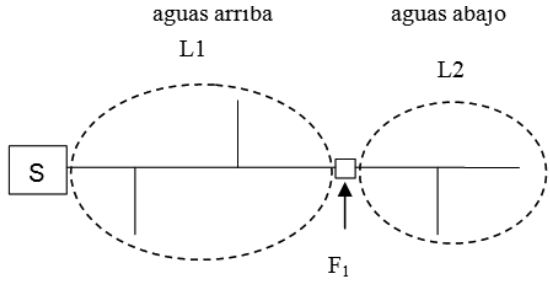


Figura 1. Sistema típico de distribución con un indicador de falla

Asumiendo que el tiempo promedio de localización de falla de este alimentador, sin indicador de falla, es T0 horas. Con la instalación de un indicador de falla, el tiempo de localización de falla para la parte aguas arriba del alimentador es T1 = T0 * L1/(L1 + L2) y para la parte aguas abajo es T2 = T0 * L2/(L1 + L2).

En general, si se tienen n indicadores de falla, el alimentador es dividido en n+1 partes y el tiempo de localización para la parte ith se calcula del siguiente modo:

$$T_i = T_0\left(\frac{L_i}{\sum_{j=1}^{n+1} L_i}\right) \qquad \text{i = 1, 2, 3, …, n+1}$$

Donde:

L_i: Longitud de la parte ith

T_0: Tiempo de localización de falla promedio de un alimentador sin IF.

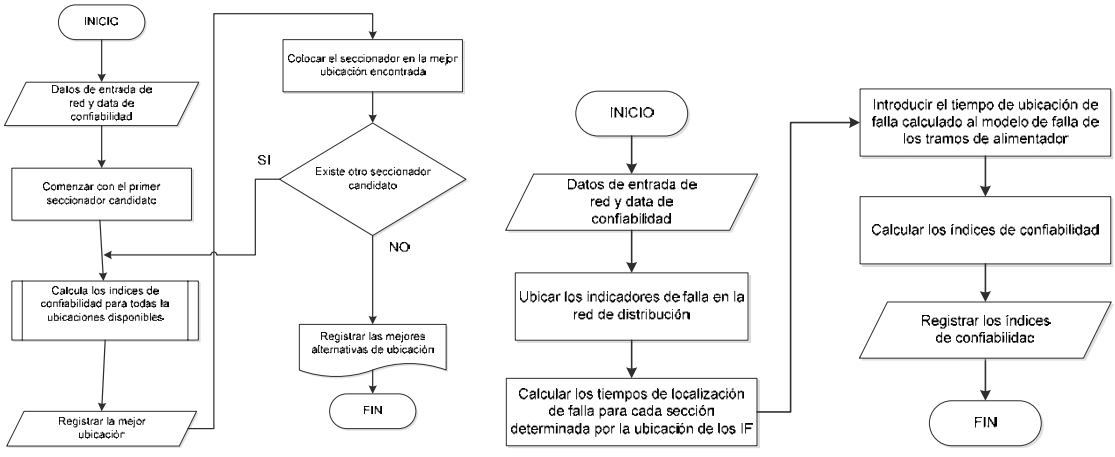


Figura 2. Algoritmos para la ubicación óptima de equipos de protección (izq) e indicador de falla (der)

Sistema inteligente de detección y comunicación

La metodología del sistema de protección para evaluar fallas permanentes se establece en un entorno de comunicación vía GPRS de los equipos de seccionamiento, protección e indicadores de falla hacia una estación central inteligente "Smart Center Station" (SCS) con un sistema de toma de decisiones.

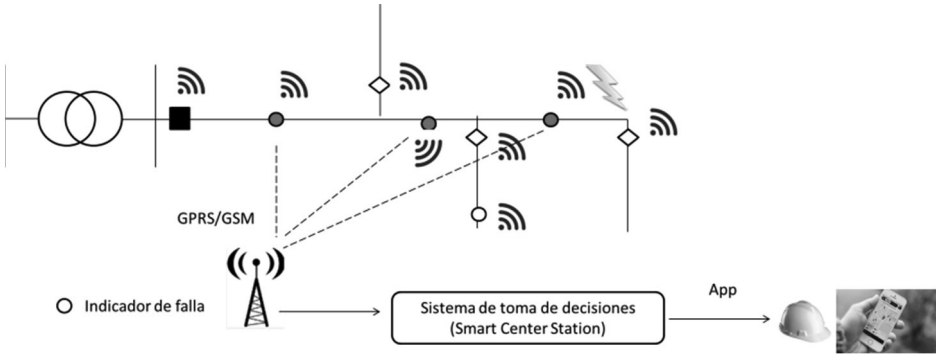


Figura 3. Sistema de comunicación de dispositivos hacia un sistema de toma de decisiones

A través de un algoritmo que registre la información de los eventos de falla temporal a partir de la protección de cabecera (equipos de protección), los equipos de seccionamiento e indicadores de falla aguas abajo envían información hacia un sistema de toma de decisiones SCS alojado en un Web Server. El algoritmo registrará la localización del punto de falla a través de la información suministrada por el indicador de falla, y consolidará la información en el servidor para ser consumida por un aplicativo móvil que enviará la localización de punto de falla al personal de campo más cercano.

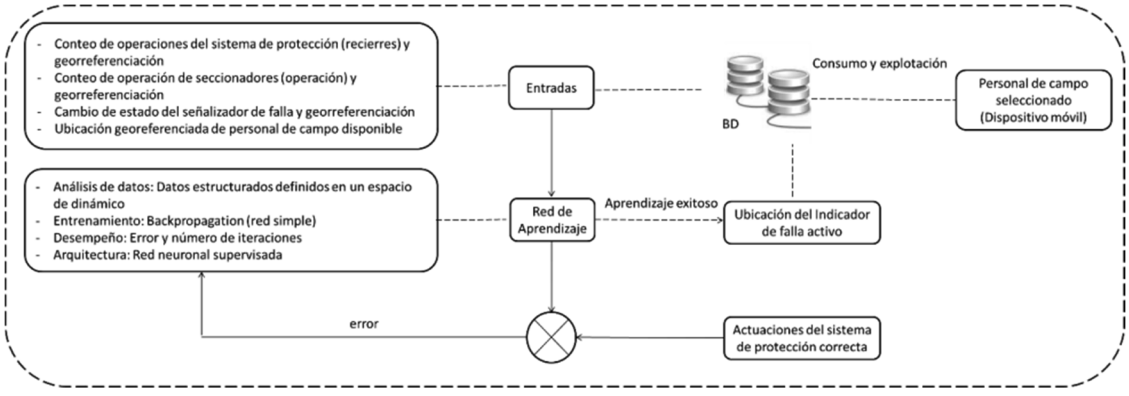


Figura 4. Sistema de toma de decisiones SCS

RESULTADOS

Se ha tomado como sistema de prueba 07 (siete) sistemas eléctricos considerados críticos debido a presentar altos valores de SADI y SAIFI, excediendo las tolerancias exigidas por la norma Peruana.

Ubicación de equipos de protección

Para el caso de la instalación de equipos de protección, se han considerado tres equipos disponibles a ser instalados, con varias alternativas de ubicación. El programa determina los puntos en los cuales deben ser instalados los equipos de protección con fin de lograr una mayor reducción del SAIFI y SAIDI.

Ubicación de indicadores de falla

Para cada punto de instalación evaluado, luego de definida la ubicación de los seccionadores o equipos de protección, se procedió a la evaluación del efecto de los indicadores de fallas sobre los índices de confiabilidad, para ellos se utilizaron seis indicadores de falla, cuya ubicación estaba convenientemente definida para su rápida localización. En la Tabla I se puede observar que, con la adición de indicadores de falla, el índice SAIDI se reduce entre 32.3% y 63.7% con respecto al caso inicial, en los mismos sistemas eléctricos.

Índices	Caso Inicial (valor)	Con equipos de protección ubicados por el programa		Con equipos de protección e indicadores de fallas	
		valor	% de diferencia respecto a C. Inicial	valor	% de diferencia respecto a C. Inicial
Huaytará – Chocorvos					
SAIFI	35.86	27.16	24.26%	27.16	24.26%
SAIDI	188.25	148.68	21.02%	104.27	44.61%
San Francisco					
SAIFI	42.90	38.20	10.96%	38.20	10.96%
SAIDI	149.80	133.70	10.75%	94.00	37.25%
Casma Rural					
SAIFI	28.81	18.86	34.54%	18.86	34.54%
SAIDI	76.75	48.83	36.38%	27.86	63.71%
Chalhuamayo – Satipo					
SAIFI	59.40	53.92	9.23%	53.92	9.23%
SAIDI	67.98	61.97	8.85%	41.88	38.40%
Porcón – La Pajuela					
SAIFI	28.87	24.48	15.20%	24.48	15.20%
SAIDI	333.18	280.52	15.80%	187.11	43.84%
Ticampampa					
SAIFI	22.00	16.93	23.04%	16.93	23.04%
SAIDI	89.08	66.56	25.28%	46.05	48.31%
Guadalupe Rural					
SAIFI	56.23	50.55	10.12%	50.55	10.12%
SAIDI	96.77	85.29	11.86%	65.47	32.34%

Tabla I. Resultados de caso A

Como ejemplo, se muestran el diagrama unifilar (georeferenciados) en DIgSILEN PowerFactory de los sistemas eléctricos Porcón – La Pajuela con la ubicación óptima de los dispositivos de protección e indicadores de falla.

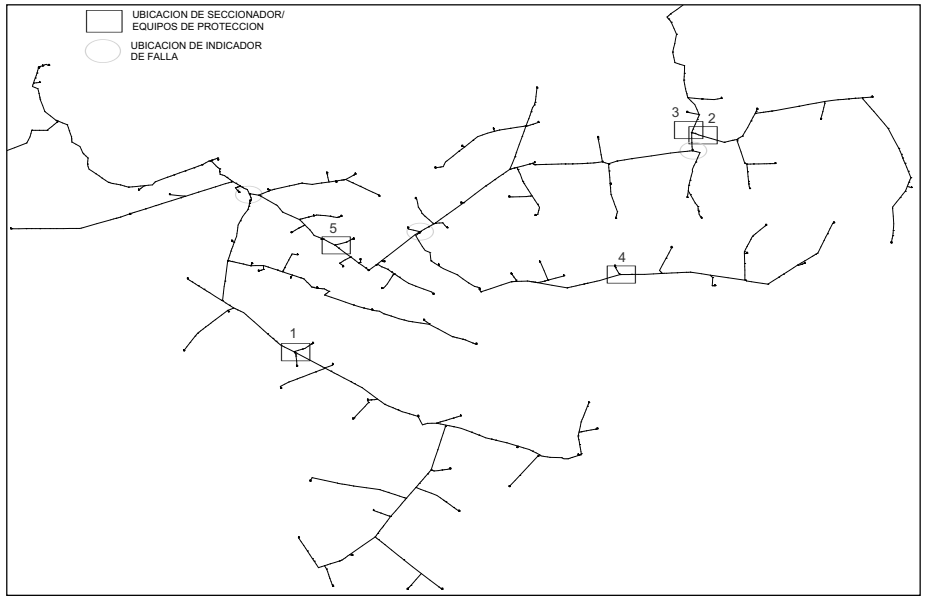


Figura 5. Ejemplo de Sistema Eléctrico Porcón – La Pajuela

Evaluación económica

La evaluación económica se efectuó, considerando costos del proyecto, beneficios tanto de la energía dejada de suministrar, así como las sanciones que impone el regulador luego de elegir la mejor alternativa técnica para el siguiente proyecto, los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Sistemas Eléctricos	Costos del proyecto (USD)		Beneficios del proyecto (USD)		VAN***	TIR	B/C
	Inversión*	COyM**	Energia**	Calidad de suministro**	(USD)		
Sistema Eléctrico San Francisco	156211.07	6998.26	7538.05	1549250.86	5430437.39	992.1%	30.9
Sistema Eléctrico Pozuzo	78166.78	3501.87	3393.59	632401.10	2201107.34	808.9%	25.2
Sistema Eléctrico Chalhuamayo - Satipo	182756.62	8187.50	7782.58	800774.52	2702396.69	437.8%	13.7
Sistema Eléctrico Tarma - Chanchamayo	130032.98	5825.48	1285.00	159811.54	429684.46	116.9%	3.8
Sistema Eléctrico Ticapampa	182511.64	8176.52	5783.13	386019.14	1200373.32	209.5%	6.7
Sistema Eléctrico Guadalupe Rural	130155.47	5830.97	6074.73	1314070.16	4607652.10	1009.8%	31.5

*Figura 6. Evaluación económica del proyecto (Nota: *Inversión inicial, **Montos anuales)*

Para el análisis del flujo de fondos para financiar el proyecto se utilizó para cada sistema eléctrico el costo del equipamiento(inversión), costo de operación y mantenimiento(COyM), como beneficios del proyecto se evaluó la energía dejada de suministrar(Energía) por las interrupciones y las penalidades que impone el regulador por transgredir la calidad (Calidad de suministro), con lo que se obtiene el Valor Actual Neto mayor que cero, la Tasa de Interés de Retorno muy atractivo y en un caso es 31.5 veces beneficioso el proyecto para el caso del Sistema eléctrico Guadalupe Rural.

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

En este trabajo se presentan algoritmos y técnicas de comunicación para evaluar el impacto de las redes inteligentes en la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución. La ubicación óptima de equipos de protección, reduce el valor de SAIDI y SAIFI. La instalación optima de indicadores de falla, reduce el valor SAIDI, sin embargo, estos indicadores muestran mejor resultado cuando se utiliza comunicación entre los equipos de protección e indicador de falla y el personal técnico de campo, reduciendo notablemente el indicador SAIDI a más del 63% en algunos casos. El sistema de comunicación mediante protocolo GPRS entre equipos de protección de la red y el equipo móvil de comunicación del personal técnico de campo con un adecuado manejo de base datos permite la ubicación del operador más cercano y esto tiene relación directa con la disminución del SAIDI. La evaluación económica del proyecto para un horizonte de 5 años a una tasa de descuento del 12% permite tener altos ratios de costo beneficio.

REFERENCIAS

- A.G. Arriagada, Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución, Pontificia Universidad Católica de Chile, Tesis para Magister en Ciencias de la Ingeniería, Santiago de Chile, 1994
- H.Falagui, M.R. Haghifam, M.R. Osouli Tabrizi, Fault Indicators Effects on Distribution Reliability Indices, CIRED, 18th International Conferencia on Electricity Distribution, Turin, Junio 2005
- IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1366-2003, May 2004
- PowerFactory User's Manual, DIgSILENT PowerFactory, Version 14.0, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, 2008
- R. Billinton, R. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Second Edition, Plenum Press, New York
- Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD, Lima, Perú, 2004
- Y. He, G. Anderson, R. N. Allan, Determining Optimum Location and Number of Automatic Switching Devices in Distribution Systems, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden

UN NUEVO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE Y COMPACTO PARA LA INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE BAJO CARBONO

Jon Alcorta, Investigador, Ormazabal Corporate Technology
Severo Aranaga, Vacuum Technology Manager, Ormazabal Corporate Technology
Pablo Cirujano, Director Técnico, Ormazabal - Cotradis (Transformadores)
Gonzalo Pérez de Nanclares, Departamento Técnico, Ormazabal - Cotradis (Transformadores)
Luis del Río, Virtual Testing Lab & Project Manager, Ormazabal Corporate Technology
Asier Soto, Investigador, Ormazabal Corporate Technology
Alena Ulasenka, Investigadora, Ormazabal Corporate Technology
Mikel Zaldunbide, Business Intelligence Manager, Ormazabal

Resumen: En la última década, se ha producido una sensibilización creciente en relación al uso de fuentes de energía renovables, relacionado íntimamente con la preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero, y en consecuencia con el cambio climático. Las tecnologías de bajo carbono (LCT en su terminología inglesa), tales como el vehículo eléctrico o algunas dentro del ámbito de la generación distribuida, pueden contribuir al combate global contra el cambio climático. El desarrollo de un nuevo transformador de distribución inteligente y compacto, equipado con un cambiador de tomas en carga, posibilita la integración en la red de dichas tecnologías, por medio de la regulación de tensión automática, como respuesta a las fluctuaciones de tensión generadas por las nuevas cargas y nuevos generadores conectados a la red eléctrica de baja tensión. Las prestaciones y operación del nuevo transformador se han ensayado en un laboratorio de experimentación que permite replicar las condiciones reales que se encontrará en la red de distribución.

Palabras clave: Transformador Inteligente, Cambiador de Tomas en Carga, Control de Tensiones, Tecnologías de Bajo Carbono, Energías Renovables, Red de Distribución, Redes Inteligentes, UDEX

INTRODUCCIÓN: REGULACIÓN DE TENSIÓN

La generación de energía eléctrica descentralizada y conectada en las redes de media y baja tensión se está desarrollando de manera muy acelerada en un amplio abanico de países. Debido a que las fuentes de energía renovables son, por su naturaleza, considerablemente volátiles, plantean un problema crecientemente importante en relación al aseguramiento de la necesaria estabilidad del sistema. Nuevos componentes, soluciones y conceptos están siendo desarrollados para dar respuesta a esta situación.

Mientras que la integración de energías renovables en la red eléctrica de baja tensión está provocando problemas de sobretensiones, la conexión de cargas adicionales en dicha red de media tensión (como ocurre en el caso de la conexión del vehículo eléctrico) puede provocar caídas de tensión.

En el presente artículo se describe una solución ya desarrollada y probada para enfrentarse a los problemas descritos, así como sus principales ventajas y desventajas.

EL PROYECTO: TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE CON CAMBIO DE TOMAS EN CARGA

El transformador inteligente, equipado con un cambiador de tomas en carga, es capaz de ajustar la tensión del centro de transformación de media a baja tensión, de tal manera que las tensiones correspondientes a la red de baja tensión aguas abajo del centro se pueden mantener dentro de los límites establecidos por la norma EN 50160, así como aquellos establecidos en las correspondientes legislaciones nacionales, sin necesidad de implementar medidas convencionales de refuerzo de red.

El transformador de distribución inteligente cumple, además, con la nueva directiva de eco-diseño, orientada a poner en el mercado de la Unión Europea transformadores con pérdidas reducidas y puede utilizar indistintamente cualquier aceite del mercado, y en particular, el aceite biodegradable, como alternativa al tradicional aceite mineral.

El diseño compacto del cambiador de tomas en carga, permite su fácil integración en el transformador, sin necesidad de grandes cambios en el mismo, y lo que es más importante, permite mantener la huella de un transformador convencional, y de esta manera, posibilitar el "retrofitting", es decir, la instalación de una versión más avanzada del producto en el mismo lugar del antiguo, y bajo las mismas condiciones de instalación.

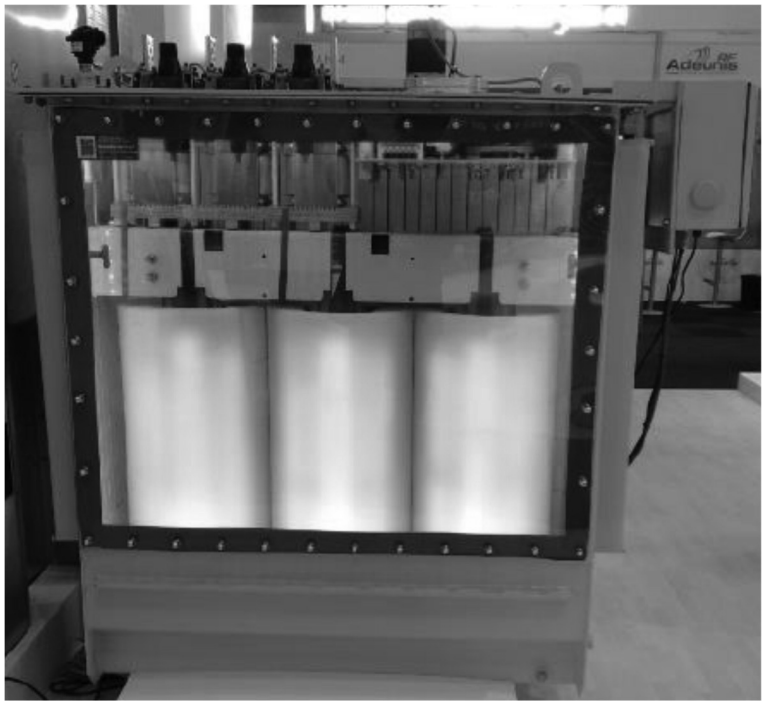


Figura 1. Imagen interna del transformador de distribución inteligente

RESULTADOS / ENSAYOS

Debido a que el ensayo funcional de nuevas soluciones en redes reales presenta multitud de inconvenientes, la única forma de analizar y evaluar las prestaciones del transformador de distribución inteligente consiste en someter al producto a ensayos de laboratorio, seguido de pruebas en campo en alguna red "controlada".

En el caso de Ormazabal, además de las pruebas pertinentes en laboratorios convencionales, dispone de un laboratorio de experimentación, dotado con una red de media tensión, denominado UDEX, en el que puede hacer pruebas de campo, generando en dicha red las perturbaciones que se necesiten para comprobar la actuación del transformador.

El principal objetivo del laboratorio UDEX consiste en la realización de experimentos y pruebas en una red real de media y baja tensión, que es independiente de la red de la compañía eléctrica, y por tanto no presenta los problemas de experimentación que se presentan cuando se instalan nuevos productos y soluciones que pueden tener un impacto negativo en la red en cuanto a continuidad, calidad, pérdidas, etc.

Además, el UDEX posibilita el ensayo de las nuevas tecnologías de redes inteligentes, debido a su gran flexibilidad, y a que permite reproducir las condiciones normales de las redes eléctricas, así como replicar

las condiciones anormales, tales como las fluctuaciones de red, motivadas por la integración de las fuentes de energías renovables.

El nuevo producto responde, por tanto, a la exigencia de los operadores de red de productos de alta fiabilidad, que sean muy predecibles en su comportamiento, con objeto de garantizar la correcta operación de la red.

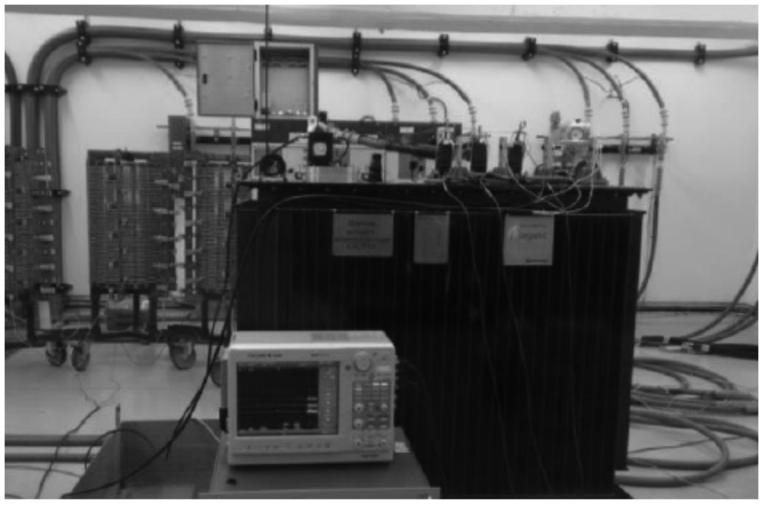


Figura 2. El transformador de distribución inteligente durante sus ensayos

DISCUSIONES Y CONCLUSIONES

En el proyecto descrito se ha evaluado la capacidad de controlar y regular la tensión en la red de distribución, por medio del nuevo transformador de distribución inteligente con cambiador de tomas en carga. El correcto funcionamiento del producto se ha probado en una red experimental, en la que se han provocado los problemas de tensión que pueden encontrarse en la red real, y se ha analizado la forma en la que el nuevo transformador inteligente soluciona dichos problemas de tensión.

Los ensayos y pruebas llevados a cabo mostraron que el transformador es capaz de enfrentarse a las fluctuaciones de tensión, manteniéndola dentro de los límites normativos y legales.

RECONOCIMIENTOS

Los autores quieren reconocer a Iñaki ORUE y Nabil AKROUD por su ayuda en la definición y realización de los experimentos, ensayos y pruebas, así como en la obtención de las medidas y resultados.

REFERENCIAS

- [1] The "20-20-20" targets, Overview of EU climate and energy policies.
- [2] COP21, Paris Climate Conference, 2015.
- [3] Ren21's, Renewables 2013, Global Status Report
- [4] UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, Global Trends in Renewable Energy Investment 2014.
- [5] IEA, Renewable Energy Medium-Term Market Report, 2013.
- [6] Th. Gerke, "Solar Sunday Germany's Solar Power Record in-Depth," Clean Technica, 2013 http://cleantechnica.com/2013/07/12/sunday-solar-sunday-germany-solar-power-record-in-depth/.
- [7] IRENA, Renewable Energy technologies cost analysis series, Jun, 2013.
- [8] St. Sawyer, GWEC, personal communication with REN21, April 2014.

- [9] Th. Smolka, M. Sojer, "Increase of the grid integration of decentralized power plants by the application of certified grid regulation units in secondary substations and power generation units", in the 23rd International Conference on Electricity Distribution, Jun 2015.
- [10] Report IEA-PVPS T10-06-2009, Overcoming PV grid issues in urban areas, 2009
- [11] J. Schmiesing, Th. Smolka, "Avoiding MV-network expansion by distributed voltage control", in the 22nd International Conference on Electricity Distribution, Jun 2013.
- [12] Th. Drizard, Ch. Lebosse, "Integration of distributed PV generation: the Nice Grid project", in the 23rd International Conference on Electricity Distribution, Jun 2015.
- [13] CIRED, International Conference on Electricity Distribution 2013, http://www.cired2013.org/downloads/RT1a-kaltenborn.pdf.
- [14] Ch. Long, G. Bryson, "Adoption of capacitors in LV networks with PV systems", in the 23rd International Conference on Electricity Distribution, Jun 2015.
- [15] Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks, BS EN50160, 2010.
- [16] Low voltage busbars project "Voltage Management on Low Voltage Busbars", The University of Manchester, December, 2013.
- [17] Ch. Long, G. Bryson, "Performance of OLTC-Based Control Strategies for LV Networks with Photovoltaics", Jul, 2015.
- [18] T. Stetz et al., "Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany," IEEE Trans Sustainable Energy, vol. 4, no. 2, pp. 534-542, Apr. 2013.
- [19] I. Orue, I. Gilbert, J. Larrieta, J.A. Sánchez, “Making Faults to Protect Power Networks”, CIRED Worshop – Helsinki 14-15 June 2016, paper nº 0161.

SISTEMAS HÍBRIDOS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO CON BATERÍAS: ALUMINIO-AIRE Y LITIO-IÓN

Joaquin J. Chacón Guadalix, Director General, Albufera Energy Storage
Florentina Arriaza López, Coordinadora Centro Técnico Baterías Industriales, Albufera Energy Storage
Paloma Rodríguez Soler, Directora de Tecnología, Albufera Energy Storage
Isabel Guerrero Martín, Gerente, Albufera Energy Services

Resumen: La diversidad de prestaciones que se demandan a las baterías para almacenamiento energético en aplicaciones de Smart Grids, hace complicada la selección de la tecnología óptima que sea capaz de combinar prestaciones y coste en niveles eficientes y económicamente rentables. Las nuevas tecnologías, como el Aluminio-aire desarrollado por Albufera Energy Storage, permiten abrir la puerta a múltiples soluciones. La baja capacidad de potencia de estas nuevas baterías hace que su aplicación en algunos casos sea cuestionada, por lo que la hibridación con otras baterías de alta potencia permite albergar la esperanza de alcanzar el precio y prestaciones óptimos. Este trabajo presenta las diversas estrategias de hibridación de baterías de Aluminio-aire de gran energía específica (superior a 800 Wh/kg) con Litio-ión de alta potencia (superior a 750 kW/kg) en algunas de las aplicaciones más habituales en sistemas de generación distribuida en Smart Grids.

Palabras clave: Almacenamiento Energético, Baterías, Aluminio-aire, Litio-ión, Hibridación, Generación Distribuida

INTRODUCCIÓN

La proliferación de fuentes renovables de generación de electricidad es ya una realidad en lugares donde la red eléctrica tradicional se encuentra en estado precario o simplemente no existe. La utilización de grupos de generación a partir de combustibles fósiles en estos lugares remotos o aislados constituye la práctica habitual de obtención de electricidad, pero el encarecimiento de los costes de estos combustibles, factores geopolíticos y estratégicos y la necesidad del cuidado medioambiental, hacen que el cambio hacia soluciones más limpias, baratas y propias se haya convertido en una guía de desarrollo para los próximos años en múltiples localizaciones.

Aunque las fuentes solares y eólicas constituyen la gran masa crítica que lucha por un lugar destacado en el mix energético de cada país, dentro de las denominadas energías renovables, es indudable que existen otras opciones que se encuentran en fase de investigación y desarrollo más o menos avanzado y que se irán incorporando a la estrategia energética de los diferentes lugares en función de los recursos naturales propios de cada uno de ellos. En este apartado se puede hablar de la biomasa, las mareas o la geotermia entre otras fuentes para el futuro.

Resulta bastante común encontrarnos con lugares donde la existencia de una sola fuente renovable de electricidad no sea habitual o bien porque utilizamos una sola tecnología, pero con múltiples focos de generación por necesidades físicas de la instalación, o bien porque empleamos varias tecnologías de generación para los mismos consumidores (por ejemplo, fotovoltaica y eólica). Esto es así debido a que se busca la mayor eficiencia en la implantación de estos dispositivos, energética y económica, y a las cuestiones técnicas de intermitencia y prestaciones de potencia propias de las renovables. Por ello, normalmente se busca, cada vez más, la integración de todas estas fuentes en una sola localización mediante una red inteligente, que sea capaz de gestionar los flujos de energía de manera coherente y eficiente.

En estos sistemas, denominados de generación distribuida, la gestión de la oferta y la demanda de electricidad se hace más complicada por la propia naturaleza de las fuentes renovables y por el número de focos de generación a controlar para cantidades relativamente pequeñas de energía, si lo comparamos con las grandes centrales tradicionales. Esto se intenta controlar mediante dispositivos electrónicos que reciben diversos nombres (por ejemplo, power manager) y la necesaria comunicación entre ellos

(tecnologías TIC) con éxito relativo en función de la localización y facilidad de predicción de los consumos y de la generación.

Indudablemente, los sistemas de almacenamiento energético son la solución ideal para gestionar sistemas de generación distribuida y, entre ellos, las baterías. Su capacidad de respuesta inmediata, la posibilidad de poderlas configurar para diferentes cantidades de energía almacenada y el conocimiento existente en la industria sobre su utilización las hacen los dispositivos óptimos para casar la oferta y la demanda de electricidad en sistemas complejos de generación y consumos de electricidad. No obstante, la variedad de necesidades energéticas y de potencia de estos sistemas distribuidos, y la vida esperada para los mismos, hace necesario normalmente instalar baterías mucho mayores que las estrictamente obtenidas en un cálculo sencillo. Si a esto unimos el coste total asociado a las mismas (materiales y componentes, instalación, mantenimiento, etc.), el resultado de la ecuación energética resulta claramente negativo para la extensión de su aplicación.

LA HIBRIDACIÓN DE BATERÍAS

Si imaginamos un sistema de generación distribuida donde convivan dos o tres tecnologías de fuentes renovables distintas, o una única tecnología ubicada en múltiples localizaciones con tamaños diferentes en cada una de ellas, la mejor manera de gestionar los flujos energéticos entre dichas fuentes y los consumidores es instalar un sistema de almacenamiento de la energía, capaz de guardar electricidad cuando no hace falta y de darla cuando la demandan los clientes.

Cada fuente de energía renovable tendrá sus características intrínsecas de potencia y tiempos de generación, por lo que el sistema de almacenamiento adscrito a ellas deberá estar adaptado a esas circunstancias y propiedades. Las baterías presentan una gran cantidad de diseños, formas y tecnologías electroquímicas y cada una de ellas se emplea en función de las características de potencia, cantidad de almacenamiento, condiciones del entorno y vida del sistema que, a la postre, es el resultado del cálculo de cada caso para obtener el menor coste total de propiedad.

No existe una única batería capaz de acoplarse a la variedad de circunstancias que pueden darse en un sistema de generación distribuida, por lo que habitualmente se hace imprescindible seleccionar la tecnología y diseño que mejor se adapte a la situación más normal de la generación, y se sobredimensione para poder trabajar en aquellas circunstancias excepcionales que también se dan en el sistema. Este sobredimensionamiento es lo que encarece normalmente el valor de la inversión en los sistemas de almacenamiento energético.

Los parámetros críticos en el cálculo de baterías para almacenamiento energético son los siguientes:

- Cantidad de energía a almacenar, que es directamente proporcional al precio de la batería, su tecnología y su diseño (€/kWh).
- La densidad energética o energía específica de cada diseño y tecnología (Wh/l o Wh/kg respectivamente), que influye en los costes asociados a la disposición e instalación del sistema en cuanto a espacio y volumen.
- La potencia específica que admite la batería tanto en carga como en descarga, que puede ser diferente según la tipología y tecnología de la misma y de las condiciones de temperatura de trabajo (W/kg).
- El número de ciclos de carga y descarga que admite un determinado diseño y tecnología de batería, que además depende de la profundidad de descarga en cada ciclo (DOD) y de las condiciones de temperatura del entorno. La relación entre el número de ciclos y la profundidad de descarga es una función logarítmica y es específica de cada tecnología. Temperaturas de trabajo habituales superiores a los 30ºC hacen disminuir drásticamente la vida de las baterías.
- Rango de temperaturas de trabajo, que provocan el sobredimensionamiento de los sistemas en climas o entornos fríos, por debajo de los 15ºC.

La combinación de todos estos parámetros es lo que nos da la solución al tamaño y tipo de batería a utilizar en cada caso que será aquel diseño y tecnología que permita disminuir el coste total del sistema a lo largo de la vida del mismo.

En situaciones donde exista una gran variedad de aspectos del servicio operativo del sistema de almacenamiento que hagan difícil la elección entre una batería u otra, la propuesta de hibridación de sistemas de baterías suele ser la solución óptima.

Imaginemos, por ejemplo, una fuente de generación que proporcione una potencia continua, de un determinado valor, a la batería para ir almacenando esa energía. Normalmente, la mejor elección en estos casos será una batería de tecnología Plomo-ácido independientemente de la temperatura de trabajo (salvo por debajo de -10ºC continuos, donde será mejor explorar soluciones con baterías de Níquel). Pero supongamos que, dos veces al día, el sistema de generación demanda un pico de potencia alta para acometer alguna operación necesaria para su servicio. Estos picos harían necesario el sobredimensionamiento de la batería para poder atenderlos, lo que implica un incremento del coste del sistema. Además, debido al bajo valor de energía específica del Plomo-ácido, resultaría un sistema tremendamente grande con las consiguientes consecuencias en coste de instalación y disposición. Si decidiésemos acudir a una solución de Litio-ión de alta potencia, el recurso de atender los picos de potencia del sistema de generación sería más barata, pero penalizaríamos la parte de acumulación continua, debido a que el Litio-ión es mucho más caro que el Plomo-ácido y para este servicio sólo cuenta el número de Wh que debemos acumular que, como ya se ha mencionado, es directamente proporcional al valor económico.

La mejor alternativa en este tipo de casos es una batería híbrida, que combine al menos dos tecnologías y diseños de baterías para que funcionen en paralelo, a través de los convertidores correspondientes, dirigidas por un sistema de control central capaz de discriminar el uso de cada una de ellas, o de ambas a la vez, en función de los requerimientos de la fuente de generación. Así, en el ejemplo anterior, seguramente la combinación de una batería de Plomo-ácido, para el almacenamiento continuo de energía desde la fuente generadora y otra de Litio-ión de alta potencia, para atender los picos del sistema, sea la solución óptima en esta instalación.



Figura 1. Ejemplos de baterías de Plomo-ácido y Litio-ión para almacenamiento energético

LA TECNOLOGÍA ALUMINIO-AIRE

La tecnología Plomo-ácido es un sistema conocido desde hace más de 100 años. Está implantado en todo el mundo y existe una gran capacidad de fabricación en muchos países, además de una base de personal

profesional para su operación y mantenimiento muy amplia. Es una tecnología barata (entre 150 y 200 €/kWh habitualmente) que lo convierte en el sistema preferido y de mayor utilización para almacenamiento energético.

Los principales handicaps de esta tecnología son su baja ciclabilidad y su escasa energía específica en cuanto a peso y volumen, lo que lo hace una batería que debe reemplazarse periódicamente en diversas aplicaciones con una mayor frecuencia que otras tecnologías de baterías y, además, ocupa un gran volumen y pesa mucho.

En lo que respecta al Litio-ión, ya se ha comentado con anterioridad que uno de sus principales inconvenientes es el elevado precio, que lo hace inviable económicamente en muchos casos. Además, la complejidad de los sistemas electrónicos que acompañan a esta tecnología, hace que las operaciones de seguimiento y mantenimiento de estos sistemas sean costosas y, en muchos casos, con necesidades de personal cualificado específicas y no sencillas de cubrir.

Desde el año 2010, se ha iniciado una carrera para encontrar al sustituto ideal de las tecnologías de baterías existentes. Hay diversos proyectos a nivel mundial que exploran nuevos materiales y aproximaciones a los ya existentes. Se sigue trabajando en mejorar el Plomo-ácido y en desarrollar nuevos diseños con el Litio-ión pero parece claro que la solución vendrá de la mano de nuevas fórmulas electroquímicas con nuevos metales.

Albufera Energy Storage ha apostado por la batería Aluminio-aire. Es un sistema que se conoce desde hace bastantes años, pero la dificultad de su recargabilidad lo ha hecho poco conocido para la industria hasta la fecha. La aparición de nuevos materiales, fundamentalmente de nuevas soluciones de electrolitos con líquidos iónicos, permite la ciclabilidad de estos electrodos hasta valores similares a los del Litio-ión.

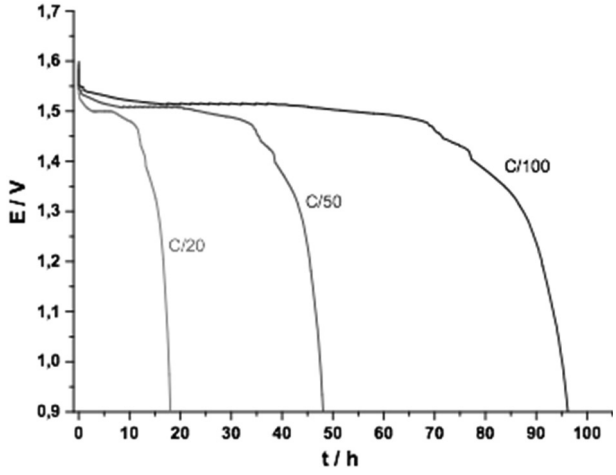


Figura 2. Curvas de descarga de una celda Aluminio-aire

Esta batería tiene el potencial de alcanzar un precio similar al del Plomo-ácido (el Aluminio es uno de los metales más abundantes y el segundo con mayor capacidad de almacenamiento después del Litio), con un valor de energía específica en el entorno de 30 veces superior y con una densidad energética 50 veces mayor, es decir, para una batería de la misma capacidad, el Aluminio-aire pesara 30 veces menos y ocupara 50 veces menos que una de Plomo-ácido. Y todo ello hecho con materiales sostenibles y totalmente reciclables.

EL PROYECTO SALSA

A lo largo del pasado año se ha incrementado de forma importante la adhesión a los modelos energéticos basados en generación distribuida en diversas zonas del mundo y, especialmente, pensando en nuevos desarrollos turísticos. Uno de los ejemplos más relevantes es el de Cuba, que ha presentado un plan para

aumentar la componente de generación renovable desde el 4 al 30% de su mix energético en los próximos 15 años. Albufera Energy Storage se encuentra presente en el proyecto, a petición del gobierno cubano, para asesorar y suministrar sistemas de almacenamiento energético que hagan de gestores de los diferentes flujos energéticos que se vayan instalando en la Isla.

Al tratarse de turismo, además de la electricidad necesaria para alimentar los diferentes servicios de las instalaciones hoteleras y de ocio, resulta tremendamente interesante acometer en paralelo la parte de movilidad, que constituye también un gran consumidor de combustible a importar y que hace menos sostenible el sistema. Así surgió el concepto SALSA (Sistema de Automovilidad Limpia con Soporte de Almacenamiento) que consiste básicamente en atender la eficiencia energética de una red inteligente con generación distribuida a través de un sistema de almacenamiento energético que alimenta diversos consumidores más o menos predecibles.

El proyecto comenzó con la instalación de un piloto a escala pequeña del sistema en el Centro de Estudios Che Guevara, en La Habana, compuesto por un mix de generación renovable (20 kW fotovoltaica y 18 kW eólica) junto a la conexión estándar a la red eléctrica. Los consumidores son los habituales en un centro cultural con dos particularidades importantes: la potencia de aire acondicionado en el entorno de los 40 kW (importante en la zona del Caribe) y los puntos de recarga de vehículos eléctricos aportados en el proyecto (dos vehículos de cuatro ruedas con 20 kWh de batería cada uno, una bicicleta eléctrica con 0,5 kWh de batería y una Scooter con 2 kWh de batería). El sistema de almacenamiento actúa entre los puntos de generación y de consumo controlando los flujos energéticos para utilizar los canales de generación más eficientes y económicos en cada momento.



Figura 3. Imagen del Centro de Estudios Che Guevara

Cuando se inició el diseño y dimensionamiento del sistema de almacenamiento, se vio claramente que la disposición de utilizaciones de la batería de alta potencia (puntos de recarga rápida de vehículos y puntas de aire acondicionado) y de gran capacidad de almacenamiento (hay que tener en cuenta que se pueden necesitar grandes cantidades de almacenamiento, para varios días de servicio, por el corte del suministro que ocurre en época de huracanes) eran necesarias. Esto hizo pensar de manera inmediata en la hibridación de dos tecnologías de baterías.

Claramente, en la actualidad, la tecnología que sale ganadora en las comparativas de coste y prestaciones para alta potencia es el Litio-ión por lo que se decidió apostar por este sistema para esta parte. En cuanto al almacenamiento de energía masivo, lo lógico hubiera sido adoptar una batería de Plomo-ácido, pero el

Centro no dispone de mucho espacio para este tipo de sistemas por su alta ocupación en salas de uso diverso. Por ello, había que pensar en una solución de menor volumen de ocupación, el Aluminio-aire.

Así, el sistema de almacenamiento diseñado para esta aplicación fue finalmente de una batería híbrida compuesta de un sistema de Litio-ión de 10 kWh y capaz de admitir picos de carga y descarga de hasta 80 kW junto a una batería de Aluminio-aire de 300 kWh, capaz de suministrar todos los consumos básicos del Centro durante un período de 5 días sin ningún suministro eléctrico exterior ni interior. Indudablemente, este sistema híbrido resulta el más efectivo y eficiente en términos de coste (alrededor de 250 €/kWh), ocupación de espacio y atención específica a los diferentes consumidores y sus condiciones de funcionamiento.

CONCLUSIONES

De los estudios y diseños realizados hasta la fecha sobre la hibridación de sistemas de Litio-ión (alta potencia) y Aluminio-aire (gran energía específica), se pueden extraer las conclusiones siguientes:

- El sistema de almacenamiento energético asociado a una red inteligente de generación distribuida debe ser capaz de atender de manera eficiente las diversas circunstancias de generación de la fuente, así como las necesidades energéticas o de potencia de la misma. En este sentido, la gran variedad de situaciones previsibles hace que una sola tecnología de batería no sea la solución más eficaz para ello y sea preferible acudir, en la mayoría de los casos, a sistemas híbridos con al menos dos tecnologías o diseños de baterías que cubran el espectro de prestaciones requeridas.
- El Aluminio-aire es un nuevo sistema de batería que presenta un ratio de energía específica y volumétrica insuperable frente a los pares electroquímicos actuales. Se pueden preparar diseños con valores superiores a los 800 Wh/kg y los 4.000 Wh/l, lo que hace de esta tecnología la idónea en lugares donde el espacio o el volumen sean un factor limitante.
- El Litio-ión de alta potencia es, sin duda, una batería de altas prestaciones que bien dimensionada es insuperable en situaciones de grandes picos de potencia (siendo incluso comparable a los supercondensadores en algunas aplicaciones). A pesar de su alto coste y complejidad de mantenimiento, su acompañamiento con otras fuentes de almacenamiento de gran energía específica, hará que esta tecnología prevalezca en las futuras aplicaciones de las Smart Grids.
- El proyecto SALSA (Sistema de Automovilidad Limpia con Soporte de Almacenamiento) presenta la combinación en una configuración híbrida de las tecnologías Aluminio-aire (como gran almacén de energía) y de Litio-ión (para el suministro de potencia en situaciones puntuales) a un coste en el entorno de los 250 €/kWh (valor adecuado para el despliegue de este tipo de sistemas según los cálculos del sector de las energías renovables) y que representa una puerta perfectamente válida para la entrada en el mercado de los sistemas de almacenamiento energético del futuro.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a Cuba el impulso y ánimo al desarrollo de nuevas estrategias de almacenamiento energético en la Isla, confiando en Albufera Energy Storage para su conceptualización y diseño, dentro del marco de desarrollo de la generación distribuida con fuentes renovables que se está acometiendo en el país como eje central de su política energética para los próximos años.

LABORATORIO DE MICRORREDES CNH2: PLATAFORMA EXPERIMENTAL PARA EL PROTOTIPADO RÁPIDO DE SOLUCIONES DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO DE ENERGÍA

Félix García Torres, Ingeniero Unidad Simulación y Control
Daniel Hidalgo Serrano, Ingeniero Unidad Simulación y Control
Jesus Javier Martín Perez, Ingeniero Unidad Coordinación de Proyectos
Carlos Merino Rodríguez, Responsable Unidad de Simulación y Control
Centro Nacional del Hidrógeno

Resumen: No existe el almacenamiento de energía perfecto que pueda resolver todo el espectro de problemas que la introducción en la red de las energías renovables trae consigo (calidad de suministro e introducción en el mercado eléctrico). La aplicabilidad de cada tecnología de almacenamiento a los problemas de gestión económica o calidad de red dependerá de su relación entre densidad de potencia y energía. El desarrollo de soluciones para el almacenamiento de energía debe de permitir el acceso tanto a la capa de control técnica (con accesibilidad al control de los equipos de electrónica de potencia de la microrred) como a la capa de gestión económica (control global de los equipos de la microrred). Se ha desarrollado una instalación para experimentación en microrredes de generación renovable con tres tipos de almacenamiento: hidrogeno, baterías y supercondensador. Permite una alta densidad de potencia (para aplicaciones de calidad de suministro) y una alta densidad de energía (para aplicaciones de gestión económica). Al mismo tiempo, se dispone de total accesibilidad al control de los equipos de electrónica de potencia controlandose directamente mediante la amplificación de señal de equipos Hardware-in-The-Loop (HIL). De igual manera, existe un accesibilidad total a la gestión global de la microrred incluyendo herramientas de programación entera mixta lineal, cuadrática y no lineal para la gestión de la misma. La plataforma está abierta a la comunidad científico-técnica y empresarial.

Palabras clave: Microrredes, Hidrógeno, Baterías, Supercondensadores, Power-hardware-in-the-loop, Control Predictivo, Electrónica de Potencia

INTRODUCCIÓN

El Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) ha creado una infraestructura basada en sistema de almacenamiento híbrido compuesto de hidrógeno, baterías y supercondensadores. Esto permite el desarrollo de aplicaciones que cubran tanto la problemática asociada a la integración de renovables desde el punto de vista de mercado eléctrico como de calidad de suministro (ver figura 1). Para tal fin, la plataforma permite la accesibilidad a las capas de control tanto económica como técnica de la microrred. La plataforma está abierta a la comunidad científico-técnica empresarial.

La plataforma de experimentación desarrollada está compuesta por tres embarrados distribuidos por potencias 90 kW, 30 kW, 1 kW. En las figuras 2-5, se pueden ver el esquema, así como los componentes de la instalación.

Microrred experimental I: Red integrada en un bus de continua a 24 V, que dispone de una conexión real tanto a sistemas de generación de energías renovables (constituido por un mini aerogenerador de 800 W y 3 kWp de campo fotovoltaico sobre cubierta), como a sistemas de almacenamiento eléctrico formado por baterías de gel (24 V, 1.110 Ah) y a un sistema de ciclo de H2 constituido por un electrolizador PEM (1 kW), almacenamiento químico de H2 en hidruros metálicos reversibles (3Nm3) y una pila de combustible tipo PEM (1 kW). Esta microrred puede operar bien de manera aislada o bien conectada a red mediante un inversor bidireccional (2kW).

Microrred experimental II: Red integrada en un bus de alterna 400/230 V que dispone de conexión a un emulador de red de 30 kW, conexión tanto a sistemas físicos o bajo emulación de generación fotovoltaica (10 kWp, 30 kWp), emulación eólica (30 kW), supercondensadores (30kW, 714 Wh),

baterías de ion-litio (30kW, 38.8 kWh) y a un sistema de ciclo de H2 constituido por un electrolizador alcalino (5 kW), almacenamiento de H2 a presión (200 bar), una pila de combustible tipo PEM (5 kW) y electrónica de potencia con capacidad de integrar electrolizadores hasta 30 kW (20-230 Vdc, 0-600 Adc) y pilas de combustible hasta 15 kW (20 a 170 Vdc, Adc 0-400). Tiene posibilidad de operar bien de manera aislada o bien conectada a red.

Microrred experimental III: Se dispone de un embarrado de 90 kW para la integración de componentes en microrred a esta escala de potencia. En esta microrred en la actualidad tan sólo se tiene un emulador de red de potencia nominal de 90kW conectado a un equipo HIL de OPAL RT, modelo 5600, de manera que permite amplificar la señal de resultados de simulaciones en tiempo real realizadas en matlab/simulink/simpower con modelos complejos de casuísticas de redes eléctricas con elevado número de nodos inclusive.

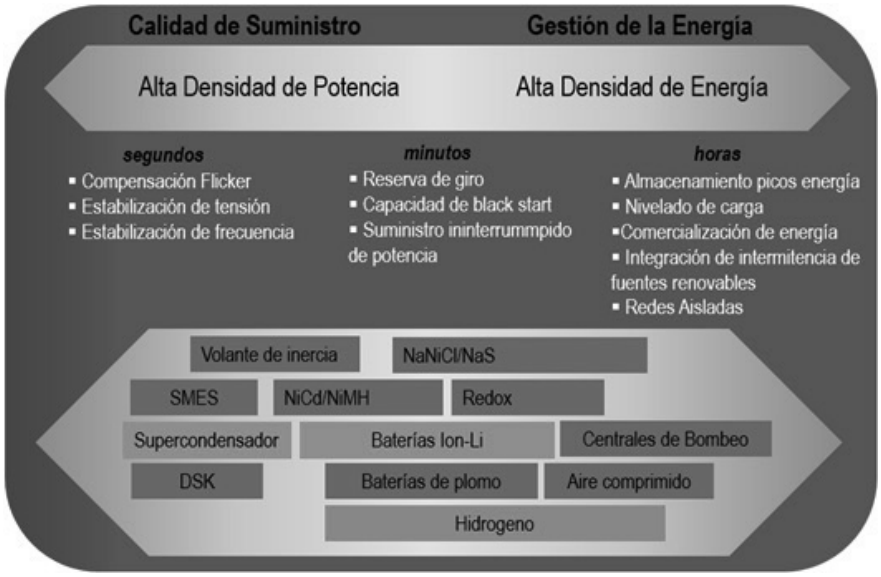


Figura 1. Aplicabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía según densidad de energía/potencia (Dötsch, 2009)

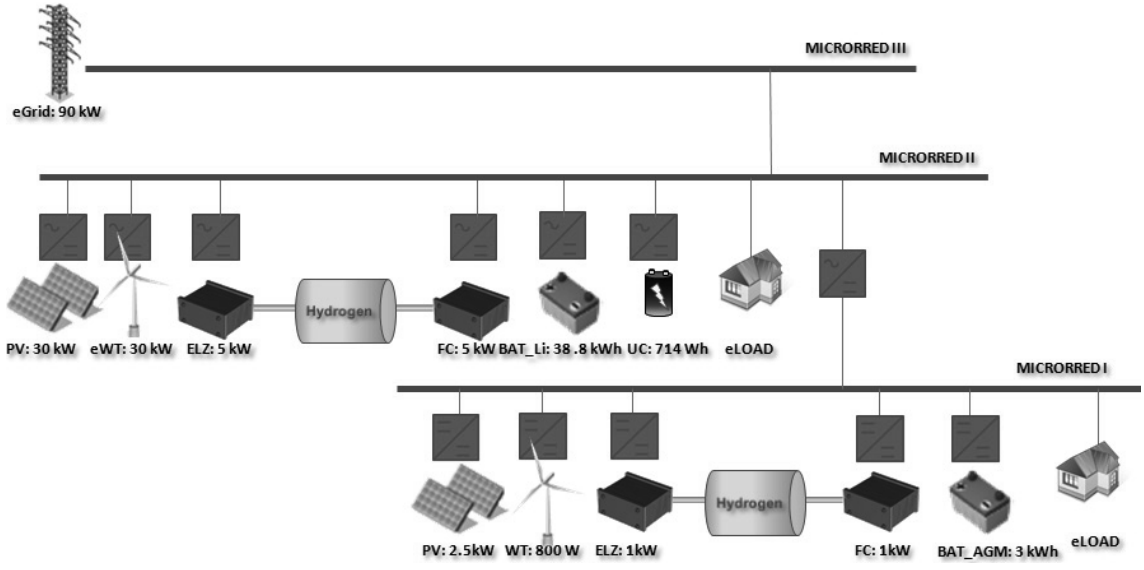


Figura 2. Esquema de la instalación



Figura 3. Vistas de los equipos de electrónica de potencia



Figura 4. Vistas de los sistemas de almacenamiento en ciclo de hidrógeno



Figura 5. Vistas de los paneles fotovoltaicos, aerogenerador, baterías y supercondensadores

Otros equipos: Fuente programable de continua Magna Powers (0-375 Vdc, 0-117 Adc, 45kW, emulador solar), Fuente programable AC/DC 45kVAs/30kW MX45- California Instruments (emulador de red) Cargas programables AC/DC 48,9 kVAs.

DESARROLLO DE SISTEMAS SUPERVISOR

Se ha creado una plataforma para el prototipado rápido de soluciones SCADAs aplicadas a sistemas de energía usando los siguientes software: LabVIEW, Visual .Net y Android. (Ver Fig. 6)



Figura 6. Ejemplos de sistema SCADAs en las distintas plataformas desarrolladas

DESARROLLO DE SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Se dispone del software de optimización TOMLAB (incluyendo sus librerías CPLEX y KNITRO) que permite el desarrollo de sistemas de gestión de la energía (EMS, *Energy Management Systems*) basados en algoritmos de programación entera-mixta tanto lineal, como cuadrática, como no lineal (MILP, MIQP, MINLP). Este software permite la introducción de variables tanto lógicas como enteras en la función de optimización, al mismo tiempo que se pueden integrar las distintas restricciones del sistema. Se dispone también de las plataformas Matlab, C/C++ y Excell para integración de EMS. El sistema está abierto a la integración de otras soluciones EMS siempre que dispongan de comunicación vía Modbus. En la Fig. 7, se muestra un ejemplo de la plataforma de control disponible. En la Fig. 7-a), Fig. 7-b) y Fig. 7-c) se muestra la actuación del controlador en el mercado diario. La función de coste del controlador basado en técnicas de control predictivo basadas en el modelo (MPC, *Model Predictive Control*) maximiza la rentabilidad económica del intercambio de energía de la microrred con la red eléctrica, en función de un modelo de predicción de precios. Se usa los sistemas de almacenamiento de alta densidad de energía baterías e hidrogeno, atendiendo a criterios de degradación mínima, se planifica la microrred para que se minimicen los ciclos de arranque y parada del electrolizador y pila de combustible y las variaciones de potencia de dichos dispositivos. Para la planificación de las baterías se minimizan los ciclos de carga y descarga, así como el nivel de corriente de carga y descarga demandado a esta tecnología. Como se puede ver en la Fig. 7-c) el controlador tiene en cuenta las restricciones de máxima y mínima carga tanto de las baterías, como del depósito de hidrogeno. Se impone que el nivel mínimo sea 50% en ambas tecnologías para preveer posibles faltas en la red eléctrica y una posible transición al sistema aislado. En las figuras Fig. 7-d) y Fig. 7-e) se muestra un test real de 24 horas, en los que además se incorpora el supercondensador, como se puede ver esta tecnología absorbe los transitorios rápidos propios de las energías renovables para evitar la degradación del resto de tecnologías, al tiempo que se mantiene en un estado intermedio de carga. Se han desarrollado también los controladores de mercado intradiario y de regulación de servicio (Garcia-Torres, 2015).

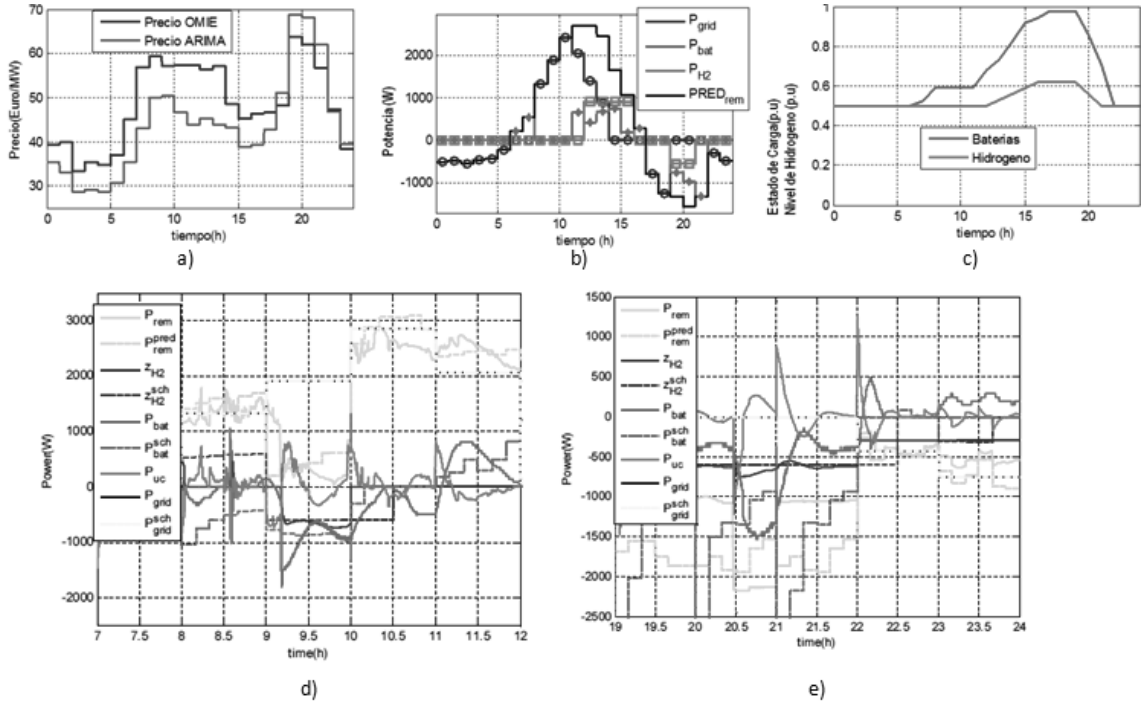


Figura 7. Resultados del uso de las herramientas de optimización de energía de la microrred



Figura 8. Plataforma de control de los emuladores de red y de los convertidores de potencia

SISTEMAS DE CONTROL DE POTENCIA / CALIDAD DE SUMINISTRO

Existen pocas instalaciones donde se pueda acceder a la capa de control de la electrónica de potencia de la microrred. Habitualmente los equipos de electrónica de potencia tienen como plataforma de control, sistemas embebidos cuya complejidad ralentiza los desarrollos. En la instalación desarrollada los equipos de electrónica de potencia son directamente controlados mediante equipos de control en tiempo real de OPAL RT, modelo 5600 para los emuladores de red y modelo 4500 para el resto de inversores o convertidores continua-continua de la microrred. Esta plataforma permite el desarrollo de controladores directamente realizados con el software matlab/simulink/simpower disminuyendo los tiempos de desarrollo para nuevos sistemas. La potencialidad de los equipos HIL de OPAL unidos a los emuladores de red, permite integrar cualquier casuística, falta o simulación de redes complejas con un alto número de nodos mediante la amplificación de señal de los resultados de la simulación siendo esta ejecutada en tiempo real. En la figura 8, se muestra la plataforma reproduciendo un control realizado desde Simpower donde se imponen distintos armónicos en cada una de las fases. De manera similar ocurre con los equipos de electrónica de potencia de la microrred tanto paneles fotovoltaicos, pila de combustible, baterías, supercondensador. Para garantizar que la solución puede ser integrada en un sistema real se ha elaborado una placa de control embebido basada en la plataforma DSP de Texas Instruments TMS320F28335 donde se disponen de conectores homólogos a los equipos de OPAL RT para intercambio rápido entre las dos plataformas de control.

Se dispone de una plataforma de controladores de electrónica de potencia basados en la técnica de control predictivo MPC, (Garcia-Torres, 2015). En la Fig. 9-a) se muestra la respuesta del control MPC de un inversor conectado a red ante un cambio de referencia de potencia activa y reactiva. En la Fig. 9-b), se muestra la respuesta del inversor con un controlador basado en el control clásico PI-PWM. Como se puede observar comparando ambas figuras se consigue eliminar el típico transitorio del control PI-PWM.

En la Fig. 9-c) se muestran los resultados del control en tensión de un inversor trifásico comparando el control MPC con el control PI-PWM, de la misma forma que en el caso anterior se consigue disminuir el transitorio de respuesta, consiguiendo minimizarlo a un ciclo de la frecuencia fundamental 50 Hz.

En la Fig. 9-d) se muestra el control MPC desarrollado para un convertidor DC/DC incluyendo en la función de coste criterios de minimizado del rizado de corriente a la entrada del convertidor.

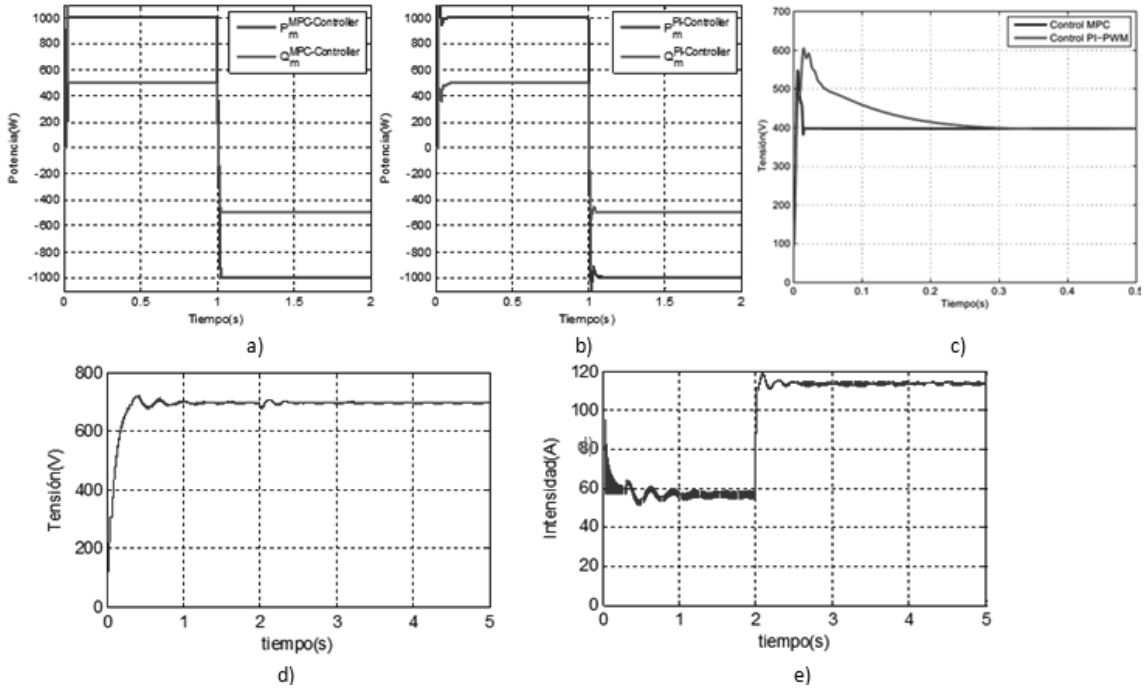


Figura 9. Controladores MPC desarrollados para la electrónica de potencia de la microrred

AGRADECIMIENTOS

El desarrollo de esta infraestructura ha sido cofinanciado con Fondos FEDER a través del "Programa Operativo Fondo Tecnológico" de Infraestructuras Científicas y Técnicas Singulares (ICTS) del Ministerio de Economía y Competitividad.

REFERENCIAS

- Dötsch, C., 2009, "Energy storage," in Technology Guide. Springer, 2009, pp.362-367.
- Garcia-Torres, F., 2015, Tesis Doctoral "Advanced Control of Renewable Energy Microgrids with Hybrid Energy Storage System", Universidad de Sevilla, Sevilla. (Disponible: https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/32946)

PROYECTO STORY: MODELIZACIÓN Y SIMULACIONES DE LA PLANTA PILOTO ESPAÑOLA

Dra. Raquel Garde, Responsable Área de Almacenamiento del Dpto. de Integración en Red, CENER
Sindia Casado, Responsable Área de Redes del Dpto. de Integración en Red, CENER
Alicia Kalms, Investigadora Junior Dpto. de Integración en Red, CENER
David Rivas, Investigador Senior Dpto. de Integración en Red, CENER
Miguel Ángel Sicilia, Investigador Junior Dpto. de Integración en Red, CENER
Dra. Mónica Aguado Alonso, Directora Dpto. de Integración en Red, CENER
Clemente López, Director Dpto. Técnico, GREEN RENOVABLES

Resumen: STORY es un proyecto europeo del programa HORIZON 2020 con el objetivo principal de demostrar el valor añadido de sistemas de almacenamiento distribuidos para gestionar y proveer de servicios energéticos a la red de distribución. Para ello, se cuenta con 8 demostradores con distintas tecnologías de almacenamiento, eléctrico y térmico, y con generación de tipo renovable en los que se estudian diversas aplicaciones del almacenamiento. Una de las plantas se sitúa en las instalaciones de la empresa navarra EXKAL S.A. y tiene como objetivo demostrar el uso de baterías para optimizar la gestión de la generación fotovoltaica y reducir el término de potencia de la fábrica. En esta comunicación se presentan los resultados de modelización y simulación en tiempo real de la planta, incorporando estrategias de gestión de la energía y considerando aspectos regulatorios, que se han realizado de manera previa a la instalación de la planta real.

Palabras clave: Generación Distribuida, Almacenamiento, Microrredes, Simulaciones, Tiempo-Real

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, se está produciendo un cambio del modelo de generación y consumo de la energía eléctrica beneficiado por la incorporación de las energías renovables a la red, por la innovación tecnológica y presionada por la reducción de las fuentes de energía de origen fósil, el cambio climático y el cambio en la normativa regulatoria a nivel global y estatal. Además, el propio desarrollo de nuestra sociedad hace que la demanda de energía, en particular, la electricidad, sea cada vez mayor. Esto ha dirigido la atención hacia la investigación y el desarrollo de proyectos de redes distribuidas e inteligentes, de menor escala que las convencionales, que potencian el uso de fuentes de energía alternativas y de sistemas de almacenamiento, que reducen las emisiones de CO_2 y promueven el ahorro energético.

En un enfoque local de generación distribuida, como un subsistema en sí mismo, se definen las microrredes. Un factor importante a tener en cuenta en las microrredes es la gestión inteligente de la demanda y generación. De cara a un mayor aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, se ha recurrido al empleo de sistemas de almacenamiento eléctrico. Se busca así, reducir el impacto de la discontinuidad de los recursos renovables en la red eléctrica y disminuir los desajustes en el balance energético. Adicionalmente, la inclusión de almacenamiento incluiría otros beneficios, como la mejora de la resiliencia y robustez de los sistemas de potencia ante eventos catastróficos. Se emplean algoritmos de gestión y previsión para mejorar el balance entre producción y demanda. Además, se usan técnicas para la eliminación de picos de demanda (*peak-shaving*), aumentando así la capacidad de la red de distribución.

Por lo tanto, para abordar el estudio de las microrredes en su proceso de integración en la red eléctrica, es relevante el poder disponer de una plataforma de simulación que recoja los modelos de los sistemas que pueden conformar una instalación de este tipo, para poder llevar a cabo diversos estudios de viabilidad y operatividad en el diseño de las estrategias de gestión y control tanto a nivel de desarrollo de producto como de investigación, y anticiparse así, al comportamiento de la instalación antes de su implementación real, con todos los beneficios en cuanto a coste, tiempo y optimización que eso conlleva. La plataforma CeMOS (CENER *Management and Optimization Software*) desarrollada a través del software Matlab/Simulink en el Departamento de Integración en Red de Energías Renovables de CENER,

que incorpora los modelos de sistemas que pueden integrar una microrred, es el punto de partida para el estudio de la planta piloto española del proyecto STORY. Con ella es posible emular el comportamiento de la futura instalación, a través de simulaciones en tiempo real y acelerado, configurando los modelos de los equipos que van a formar parte de la planta y atendiendo a las especificaciones de los equipos.

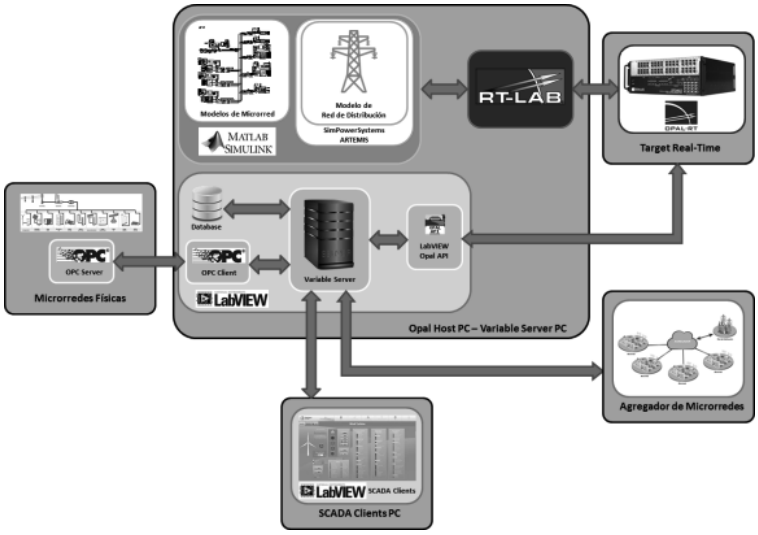


Figura 1. Esquema de la plataforma de simulación desarrollada por CENER. Hardware-softwares utilizados

Para la evaluación de las simulaciones en tiempo real de cualquier planta y en concreto la de EXKAL, será necesaria la ejecución de los modelos desarrollados en Matlab/Simulink a través del target de Opal RT-lab. Los valores de las variables de los modelos serán recibidos en tiempo real en el Host PC, en el cual se tendrá acceso a dichas variables a través de LabVIEW, concretamente a través de la API de Opal existente para tal efecto. LabVIEW ejercerá de servidor, recopilando, almacenando y poniendo a disposición de los clientes SCADA las variables resultantes de la ejecución de los modelos de microrred en tiempo real. La Figura 1 muestra el esquema de los componentes de la plataforma desarrollada por CENER para llevar a cabo estos estudios.

PROYECTO

El proyecto STORY (*added value for STORage in distribution sYstems*) es un proyecto de cinco años enmarcado dentro del programa H2020 LCE-2014-3 de la Unión Europea, cuyo consorcio está formado por 18 socios pertenecientes a 9 países procedentes tanto del ámbito de la investigación como de diferentes empresas. Como únicos socios españoles participan CENER y las empresas GREEN RENOVABLES, como tecnólogo y asesor técnico, y EXKAL S.A.

El principal objetivo de este proyecto es demostrar el valor añadido del almacenamiento de energía en el sistema de suministro de energía para conseguir que éste sea cada vez más sostenible, flexible y seguro. El proyecto STORY establecerá la hoja de ruta que permitirá aumentar la competitividad de las empresas europeas en el área del almacenamiento, ya que se van a realizar análisis de los modelos de negocio, así como un estudio de cómo afecta al resultado final los condicionantes que suponen tanto el marco regulatorio como el mercado. Para ello, se cuenta con 8 demostradores con distintas tecnologías de almacenamiento, eléctrico y térmico, combinados con sistemas de generación renovable en los que se estudian diversas aplicaciones del almacenamiento. Uno de estos se va a desarrollar en la planta de la empresa navarra EXKAL. Tiene como objetivo principal, demostrar el uso de baterías para la gestión de la generación fotovoltaica y la reducción del término de potencia de la fábrica. Se trata del caso de estudio que se presenta en este artículo. Además, como objetivos parciales se encuentra una predicción

programada de la energía, un incremento del uso de energías renovables y una disminución de la absorción y la inyección de energía a la red eléctrica principal, aumentando así la capacidad de la misma.

CASO DE ESTUDIO

Descripción de la planta piloto española

La planta piloto española objeto de estudio se encuentra en la localidad navarra de Marcilla, y pertenece a la empresa EXKAL S.A., y que cuenta con el asesoramiento y dirección técnica de la empresa navarra GREEN RENOVABLES. EXKAL, S.A. se dedica a la fabricación de armarios frigoríficos y tiene consumos picos comprendidos entre 200-250 kW, teniendo una potencia contratada divida en tres períodos tarifarios de 260-270 kW. Además, dispone de una instalación fotovoltaica de 112,7 kWp. El objetivo enmarcado en el proyecto STORY de esta planta piloto es la reducción del término de potencia contratada, técnica conocida como *peak-shaving*, a través de la utilización de sistemas de almacenamiento y su gestión eficiente. En este caso, se ha escogido instalar un sistema de almacenamiento de 222kW kWh (54 kW) de tecnología de Ion-Litio con su correspondiente convertidor de potencia. La Figura 2 muestra el esquema de la instalación existente y los componentes que formarán parte en un futuro.

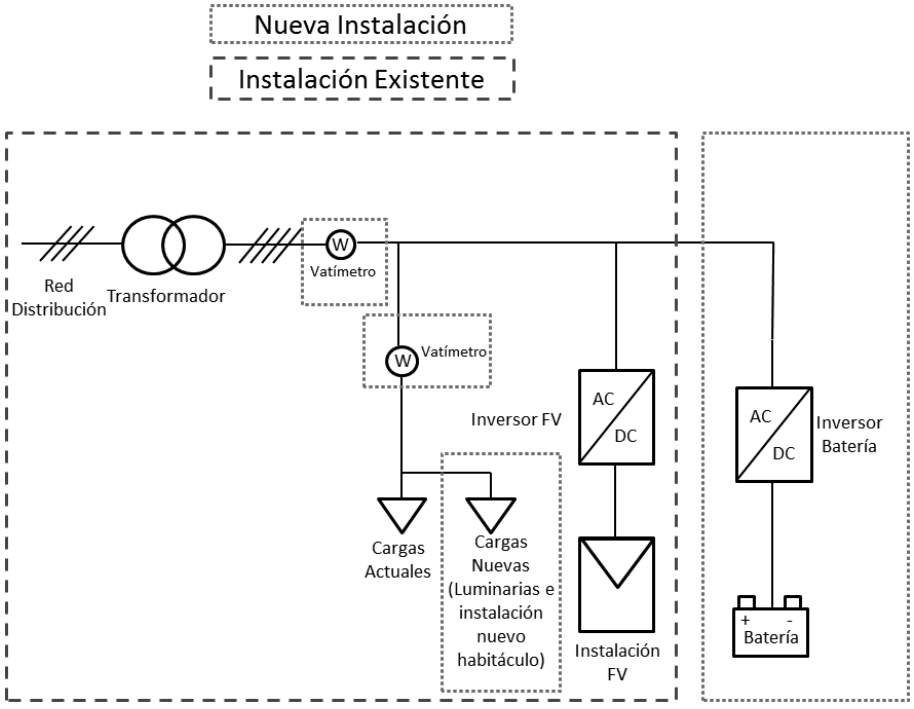


Figura 2. Planta piloto española. Instalación existente y futura

A continuación, se muestra un ejemplo de consumo de la fábrica (Color gris claro, Figura 3). Se observa los picos de energía y cómo la instalación fotovoltaica (Color negro, Figura 3) no es capaz de suplir todo ese consumo. El convenio de signos del balance es positivo cuando la potencia es consumida de la red (Consumo > Generación FV) y negativo cuando la potencia es entregada a red (Consumo<Generación FV).

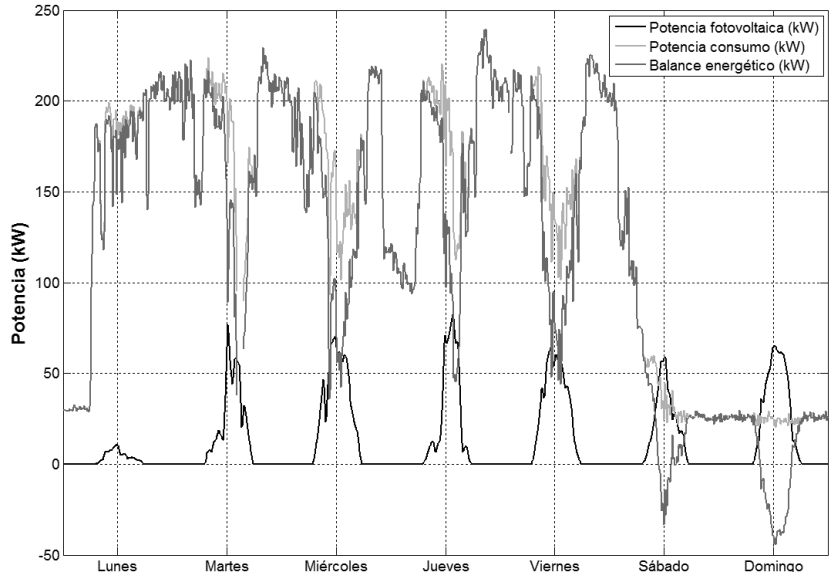


Figura 3. Registro de potencias de una semana (19-25 Octubre 2015)

Metodología del caso de estudio

La metodología del caso de estudio se expone a continuación. Se parte del objetivo de la planta piloto, y por medio de la simulación, se puede determinar su comportamiento real pudiendo de este modo optimizar la solución propuesta. Este análisis se realizar en dos fases.

Modelo en tiempo real y en tiempo acelerado del caso de estudio

Para llevar a cabo el estudio de esta instalación se ha realizado una configuración de microrred acorde a las características de la planta a través de la plataforma de simulación desarrollada por CENER.

- El modelo de microrred utilizado consta de los siguientes componentes:
  - Sistema fotovoltaico, se introducen los parámetros pertinentes al modelo para que su potencia nominal a 1000 W/m^2 sea 112.7 kWp (Potencia pico unitaria por panel=245 Wp, número de paneles en serie (Ns)=20, número de panales en paralelo (Np)=23).
  - Batería de Ion Litio: modelo de capacidad 222 kWh (50kW).
  - Consumos: Se realiza un registro de los consumos de la fábrica para introducirlos al modelo.
  - Gestión: La instalación se encuentra en modo conectado, y debido a la regulación actual las baterías sólo podrán cargarse a través de energía que provenga de la generación renovable. Las premisas de gestión aplicadas son las siguientes:
    - La gestión de los elementos de generación y almacenamiento dependerá del objetivo de optimización de la potencia contratada y de la regulación actual en referencia a instalaciones de generación distribuida y autoconsumo.
    - Prioridad del aprovechamiento de toda la energía producida por las fuentes de generación renovable.

Fase 1: Estudio previo del caso de estudio

En primer lugar se evalúa el recurso renovable disponible en la zona, en este caso, recurso solar y se hace un registro del consumo de la planta. De esta manera, se evalúa qué excedente de energía de origen renovable va a poder dirigirse a cargar las baterías y en qué momentos, pudiendo reducir los picos de potencia en otros instantes haciendo viable la reducción del término de potencia contratado. Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Recogida de los datos meteorológicos del emplazamiento mediante el programa en línea PVGIS.
2. Importación al programa comercial Homer para calcular la radiación solar global media en el plano horizontal, expresado en kWh/m^2, y el índice de claridad de un año para cada hora (el paso de tiempo) del año sintético en el emplazamiento.
3. Los resultados obtenidos paso 2 se emplean como datos de entrada al modelo FV de la plataforma de simulación.
4. Modelización de las cargas eléctricas utilizando como entrada de datos un archivo de un año de registros de potencia activa.
5. Análisis de la energía excedente renovable con la que se puede cargar las baterías durante un año completo en base a los datos del año sintético de radiación, atendiendo al siguiente criterio. El almacenamiento sólo funciona durante el fin de semana, almacenando la energía excedente de la fotovoltaica ya que el consumo desciende considerablemente con respecto al resto de la semana y se analiza el SOC obtenido a última hora del domingo, por cada mes del año. De esta manera, se obtienen los datos de máxima energía-mes, mínima energía-mes de la instalación.

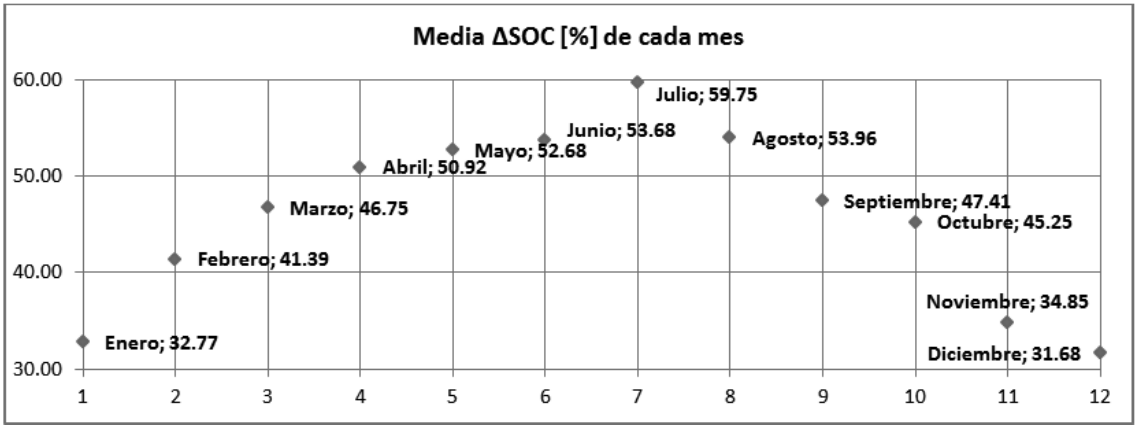


Figura 4. Análisis Variación media del SOC [%] calculado para cada mes en un año

El resumen de variación del SOC de la batería contemplando la generación y demanda el fin de semana (cada dos días), por meses en un año sintético, se presenta en la Figura 4. (datos que representan la media de cada uno de los fines de semana que componen cada mes). Se observa claramente que el mes de julio presenta una mayor capacidad para cargar la batería. Por el contrario, el peor mes para rentabilizar el empleo de la batería es diciembre.

Esta primera etapa sirve para evaluar en un primer momento el caso de estudio y estudiar qué posibilidades plantea el almacenamiento con la generación renovable presente. De esta manera, se ha evaluado qué excedente de energía de origen renovable va a poder dirigirse a cargar las baterías. En la segunda etapa se optimizará la descarga de las mismas a través de una estrategia de gestión más compleja, pudiendo reducir los picos de potencia en otros instantes haciendo viable la reducción del término de potencia contratado.

Fase 2: Caso de estudio. Estrategias de gestión

En la segunda fase del estudio se desarrolla una estrategia de gestión de la energía de manera más compleja incluyendo la predicción de la demanda y del recurso renovable con el objetivo de optimizar la operación de la planta. En este caso el objetivo de la estrategia de gestión energética de la planta es la reducción de los picos de potencia del suministro eléctrico o *peak shaving*. Una vez implementada en la plataforma de simulación nos permitirá analizar el comportamiento real de la planta y validarla. Por último se aplicará dicha estrategia a la planta real. El siguiente esquema ilustra los módulos funcionales de que se compone la estrategia de gestión de la planta de EXKAL.

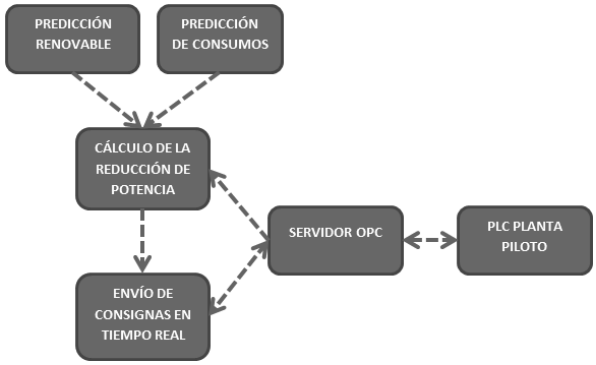


Figura 5. Estrategia de gestión de la planta piloto española

El módulo de predicción renovable es el encargado de proporcionar la información acerca de la producción renovable de origen fotovoltaico en el emplazamiento en donde se encuentra la planta piloto de EXKAL. Esta información se obtiene a partir del modelo SKIRON de CENER y proporciona una cantidad de variables meteorológicas de las cuales nuestro modelo utiliza tan sólo dos de ellas: irradiancia global sobre superficie horizontal y temperatura ambiente.

Estos valores serán tratados internamente en el módulo de predicción desarrollado para, junto con los datos del emplazamiento, obtener la irradiancia global sobre superficie inclinada para el cálculo de la generación renovable. La predicción meteorológica de la temperatura ambiente también se utilizará en el módulo de predicción de consumos. El módulo de predicción de consumos utiliza una red neuronal entrenada con datos históricos meteorológicos del emplazamiento y con registros de consumo eléctrico de la empresa. Esta red neuronal nos permitirá predecir el consumo de la planta para los días sucesivos de acuerdo a la predicción meteorológica proporcionada por el módulo de predicción renovable y datos de calendario con un grado de precisión suficiente.

Una vez se disponga de la predicción de generación fotovoltaica y de la demanda eléctrica, el módulo de cálculo de la reducción de potencia determina, tras un proceso iterativo, cual es el valor de potencia por encima del cual las baterías deben de cubrir el desequilibrio entre consumo y generación. De esta manera se evitará solicitar picos de potencia a la red externa. El módulo de envío de consignas interactuará con las variables a tal efecto disponibles en el servidor OPC, fijando en todo momento las consignas de potencia a enviar al sistema de almacenamiento de energía de acuerdo al valor de reducción de potencia calculado en el módulo descrito anteriormente.

CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado la metodología seguida, las herramientas utilizadas y algunos de los resultados obtenidos en la planta piloto española dentro del marco del proyecto STORY. Se ha demostrado como las plataformas de simulación en tiempo real y acelerado son herramientas muy potentes para el diseño y análisis de la operatividad de plantas de generación distribuida. Por un lado, permiten comprobar que la configuración de la planta, las tecnologías y las dimensiones seleccionadas son las adecuadas para los objetivos del sistema. Y por otro lado, permiten validar las estrategias de gestión de la energía dentro de la planta y por lo tanto, su correcta operación. Este análisis mediante simulaciones del comportamiento de la planta previamente a su instalación, permite asegurar que la estrategia de control a implementar es la adecuada y que se ajusta al marco regulatorio actual. Además, es posible analizar otras estrategias aplicables bajo otros marcos regulatorios o en otros países facilitando posteriores modificaciones del control en la planta real de EXKAL o en cualquier otra instalación.

REFERENCIAS

- Casado S., Santamaría M. & Aguado M., 2014, Software de gestión y optimización de microrredes CeMOS, Libro de comunicaciones, II Congreso SmartGrids.

PROYECTO LIFE FACTORY MICROGRID: DESARROLLO E IMPLANTACIÓN DE UNA MICRORRED EN UNA PLANTA INDUSTRIAL

David Miguel Rivas Ascaso, Técnico del Departamento de Integración en Red, CENER
Miguel Ángel Sicilia López-Vailo, Técnico del Departamento de Integración en Red, CENER
Mikel Santamaría Rubio, Técnico del Departamento de Integración en Red, CENER
Dra. Mónica Aguado Alonso, Directora del Departamento de Integración en Red, CENER
Isabel Carrilero Borbujo, Responsable de Smart Solutions, JOFEMAR

Resumen: El proyecto LIFE Factory Microgrid, cuyos socios son el Centro Nacional de Energías Renovables y la Corporación JOFEMAR, tiene como principal objetivo demostrar que las microrredes pueden convertirse en una de las soluciones para la generación y gestión energética en entornos industriales. En esta comunicación se describe la arquitectura de la microrred implementada y puesta en marcha en el marco del proyecto, los trabajos de integración de todos los equipos y hardware de control de la misma, la definición y elaboración de las rutinas de control, el desarrollo y estructura de los sistemas de monitorización y adquisición de las variables eléctricas de la microrred y el desarrollo y definición de las estrategias de gestión óptima de la energía que han sido implantadas en la microrred.

Palabras clave: Generación Distribuida, Almacenamiento, Microrredes, Control

ANTECEDENTES

Factory Microgrid es un proyecto que se enmarca dentro del programa LIFE+ 2013 de la Comisión Europea y cuyo principal objetivo es demostrar, a través de la implantación de una microrred industrial inteligente a tamaño real, que las microrredes pueden convertirse en una de las soluciones más adecuadas para la generación y gestión energética de fábricas que quieren minimizar su impacto medioambiental. Los socios del proyecto son la Corporación Jofemar y el Centro Nacional de Energías renovables, CENER.

Para ello, los socios han diseñado e implantado una microrred en las instalaciones que la empresa Jofemar tiene en Peralta (Navarra). La microrred *Factory Microgrid* dará respuesta a las necesidades energéticas específicas de la planta de Jofemar en Peralta, de manera que pueda demostrarse la viabilidad, tanto técnica como económica, de este tipo de soluciones en entornos industriales. La smartgrid cuenta con un aerogenerador de 120 kW y con 40 kW de fotovoltaica en cubierta como fuentes de generación, y con baterías de flujo Zn-Br, plomo e Ión Litio con capacidad para almacenar hasta 500 kWh como sistemas de almacenamiento. La microrred integrará también seis puntos bidireccionales de recarga de vehículos eléctricos V2G y uno de recarga rápida de 50 kW, que surtirán a una flota de 6 vehículos eléctricos.

DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED

La microrred desarrollada consiste en una microrred mixta donde existen dos buses, uno en continua y otro en alterna.

La instalación está compuesta por cinco convertidores. Dos de ellos corresponden a los convertidores de los vehículos eléctricos, otros dos son los encargados de integrar los sistemas de almacenamiento y la instalación fotovoltaica, así como interconexión con la red eléctrica y la generación de la red de la propia microrred, por último el aerogenerador dispone de su propio convertidor de potencia.

A continuación se muestra un esquema básico que permitirá comprender el principio de funcionamiento de la instalación:

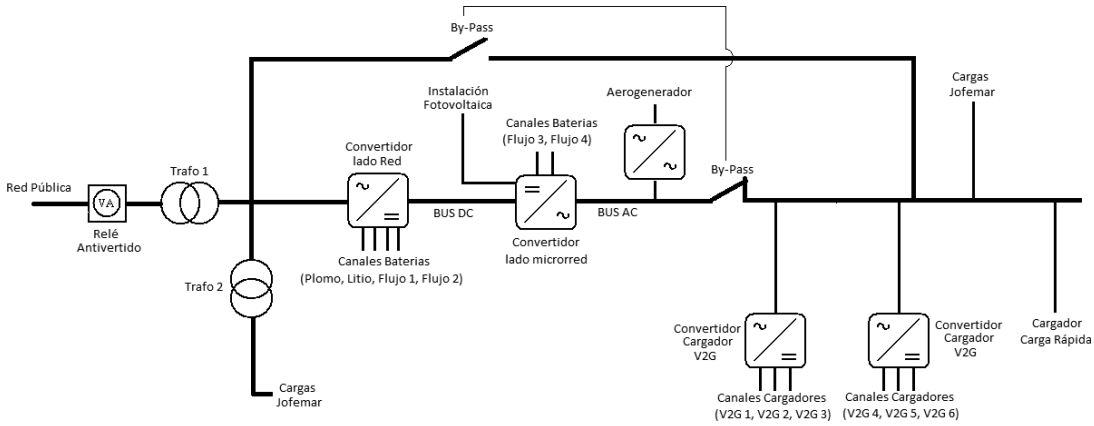


Figura 1. Esquema de la microrred FACTORY

1. Convertidor Lado de Red: Es el encargado de mantener la estabilidad del Bus DC cuando existe interconexión con la red pública a través de este convertidor. Existirá un trasiego de energía entre la microrred y la red pública para mantener la estabilidad del Bus. El vertido de energía no debe de exceder el 3% de la potencia contratada durante 2 segundos en el punto frontera. En caso de que se supere, provocará el disparo del relé antivertido.

2. Este convertidor también dispone de cuatro canales DC/DC para la conexión de cuatro sistemas de almacenamiento: baterías de Plomo, Litio y dos de Flujo. Estos sistemas de almacenamiento, en el caso de que exista interconexión con la red pública, trabajarán bajo consignas de potencia. En el caso de que exista en falta en la red pública, los sistemas de almacenamiento conectados serán los encargados de mantener la estabilidad del Bus.

3. Convertidor lado Microrred: Es el encargado de generar una red independiente que proporcionará las referencias de tensión y frecuencia para alimentar las cargas de la microrred (Bus AC). En este Bus (Línea Microrred) se conectarán las cargas, los cargadores de los vehículos eléctricos, el cargador de carga rápida y el aerogenerador. Dispone de un bypass, que es gestionado por el propio convertidor y que, en el caso de que exista un error en el mismo, conmuta y se conecta a la red pública. Estas transiciones también pueden ser gestionadas por el sistema gestor de la instalación. El sistema que realiza las transiciones es un relé de estado sólido, lo que permite llevar a cabo transiciones sin paso por cero, manteniendo en todo momento la alimentación de las cargas.

4. Este convertidor también dispone de dos canales DC/DC para la conexión de dos sistemas de almacenamiento. En este caso se encuentran conectadas baterías de Flujo, que trabajarán bajo consignas de potencia. Tiene un tercer canal de DC, en el que se encuentra conectada la instalación fotovoltaica.

5. Sistemas de generación renovable: Se disponen de un aerogenerador de 120 kW, tipo Full Converter y un campo fotovoltaico de 40 kW. Ambos sistemas de generación tienen la posibilidad de recibir consignas que permiten la reducción de potencia. Esta característica permite gestionar de una manera más eficiente la microrred.

6. Convertidores V2G: Los convertidores V2G se conectarán en el lado del Bus AC de la microrred. Permitirán el trasiego de energía en ambos sentidos. Cada uno de ellos dispone de tres canales DC de 5 kW, en los que se conectarán los cargadores de los Vehículos eléctricos. A través de esta característica, los vehículos eléctricos podrán actuar como un sistema de almacenamiento más para la instalación, y trabajarán bajo las consignas de potencia del sistema gestor.

7. Cargador de Carga Rápida: La microrred dispone de un cargador de carga rápida para vehículos eléctricos. La potencia máxima de carga será de 50 kW.

Con esta topología de funcionamiento mixta se evita el vertido no controlado de energía a la red. A su vez, las transiciones entre los diferentes modos de funcionamiento (modo conectado-modo aislado), variaciones de tensión, frecuencia, calidad de energía, etc., no afectarán al funcionamiento normal de la microrred.

SISTEMA SCADA

El sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) de Factory Microgrid ha sido íntegramente desarrollado en LabVIEW. A través de él se puede hacer la gestión de toda la instalación, ofreciéndole al operador información sobre el estado de la misma, así como permitiéndole controlar cualquiera de los equipos de los que se compone el sistema. Además, se encarga de llevar a cabo la monitorización en tiempo real de todas las variables de la instalación, conociéndose en cada instante la producción eólica y solar, el estado de carga de las baterías y vehículos eléctricos y la demanda energética de la planta, permitiéndole con estos datos al programa gestor la ejecución de una gestión integral de energía de la planta.

Las acciones de control más críticas son llevadas a cabo automáticamente por los controladores primarios integrados en cada uno de los equipos. El control de un nivel inmediatamente superior y las acciones a llevar a cabo para garantizar la estabilidad y la seguridad de la planta son llevados a cabo por el PLC de la instalación. Finalmente, las órdenes de arranque/paro y de introducción de consignas son introducidas a través del SCADA. A su vez el sistema inteligente de gestión de la energía puede introducir las consignas pertinentes interactuando con el SCADA.

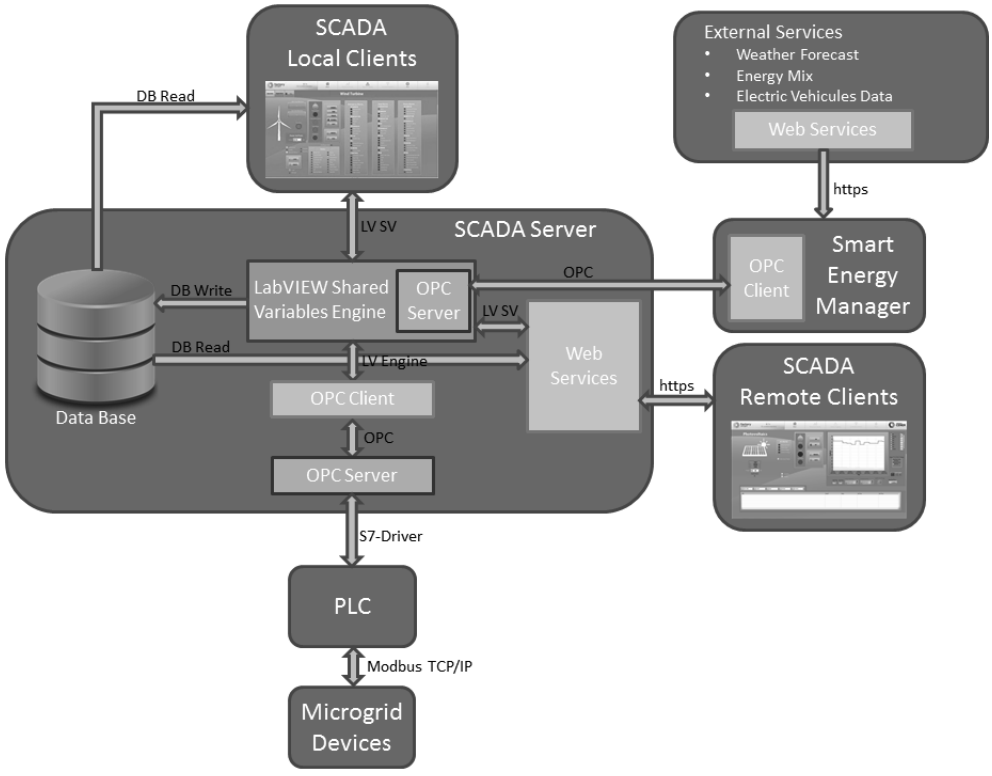


Figura 2. Esquema de comunicaciones de la microrred

Las tareas del sistema SCADA están centralizadas en un servidor que es el responsable de llevar a cabo la adquisición de datos, gestionar alarmas y almacenar los datos en la base de datos. A su vez, proporciona métodos de publicación de variables para posibilitar el acceso de los diferentes clientes SCADA. En la Figura 2 se puede observar el esquema de comunicaciones desarrollado, en el cual se muestran los

diferentes protocolos de comunicación empleados entre los diferentes elementos. Se disponen de clientes SCADA tanto locales como remotos. A través de la interfaz de usuario que estos facilitan es posible acceder a la monitorización en tiempo real de la planta, introducir consignas a los diferentes elementos y consultar históricos de datos y alarmas. Así mismo resaltar la tarea de adecuación gráfica y de personalización de controles e indicadores con el objetivo de adecuar la interfaz gráfica del SCADA a la línea gráfica del proyecto, creando un entorno gráfico totalmente personalizado. A continuación se muestra la pantalla principal del cliente SCADA.

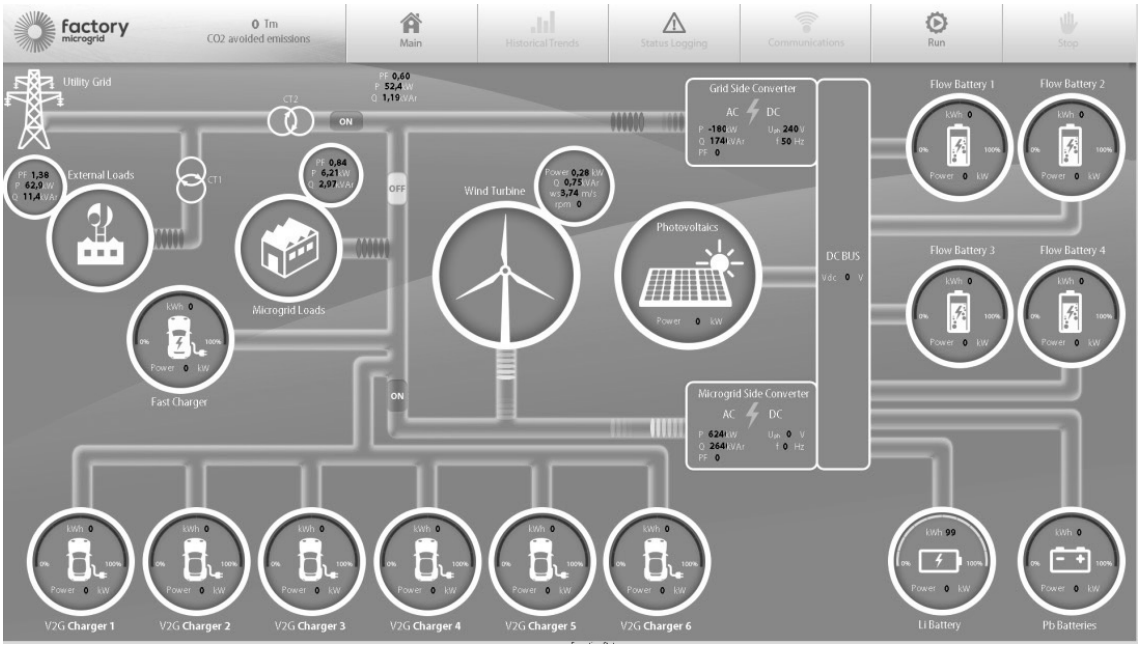


Figura 3. Pantalla principal del SCADA desarrollado

Además, se han desarrollado pantallas dedicadas para cada uno de los equipos de la microrred, así como pantallas para el graficado personalizado de históricos de datos, estado de las comunicaciones y estado general de la instalación con acceso al histórico de eventos y alarmas. También es posible la extracción de informes automatizados que muestran la energía demandada, generada y consumida por la microrred incluyendo histogramas y gráficos para una fácil interpretación de los datos. En dichos informes también se plasman indicadores clave calculados con el objetivo de evaluar el rendimiento de la instalación.

El sistema SCADA está dotado de varios niveles de acceso, restringiendo así las tareas que pueden llevarse a cabo por los diferentes usuarios de la planta. Existen dos niveles de acceso, nivel operador y nivel de usuario básico. Únicamente es posible que un único usuario de nivel operador se encuentre registrado en el sistema, garantizando de esta manera que las acciones de control sean llevadas a cabo por un usuario de manera unívoca.

En la implementación de la base de datos se han tenido en cuenta factores como el dead band y la resolución de las variables con el objetivo de implementar una base de datos lo más eficiente posible, aplicando de esta forma algoritmos de compresión.

ESTRATEGIAS DE GESTIÓN

La estrategia de gestión de la microrred se basa en el funcionamiento independiente pero coordinado de diferentes módulos integrados en un sistema gestor inteligente de la energía. La siguiente figura muestra una imagen global de cómo se estructura la estrategia y de las relaciones entre módulos independientes.

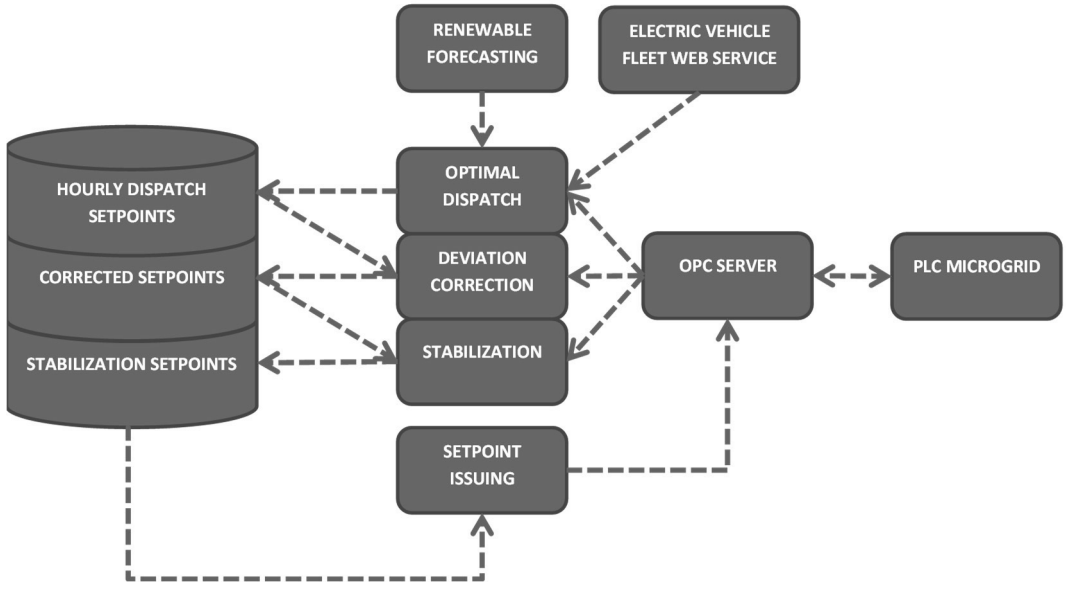


Figura 4. Estructura de la estrategia de gestión

El módulo de predicción renovable es el encargado de proporcionar la información acerca de la producción renovable estimada tanto para la energía eólica como solar en el emplazamiento donde se sitúa la microrred FACTORY. Esta información se obtiene a partir del modelo SKIRON de CENER y proporciona una cantidad de variables meteorológicas de las cuales nuestro modelo utiliza tan sólo tres de ellas: velocidad de viento a 10 metros de altura, irradiancia global sobre superficie horizontal y temperatura ambiente.

Estos valores serán tratados internamente en el módulo de predicción desarrollado para junto con los datos del emplazamiento derivar la siguiente información que es necesaria para el cálculo de la generación renovable: velocidad de viento a la altura del buje del aerogenerador e irradiancia global sobre la superficie inclinada de la instalación fotovoltaica.

El módulo de seguimiento de los vehículos eléctricos es el encargado de acceder a los vehículos eléctricos cuando estos se encuentran en ruta de manera que se pueda predecir el estado de los mismos cuando se reincorporen a la microrred y puedan ser tenidos en cuenta como un elemento gestionable más dentro de la estrategia de la microrred. El acceso a la información de los vehículos será mediante un cliente SOAP que conectará con el Web Service del servidor (de una tercera parte) que almacena la información que los vehículos eléctricos le proporcionan a través de GPRS.

El módulo de gestión óptima incorpora modelos de los vehículos eléctricos para conocer cómo será la evolución de los parámetros internos de las baterías (SOC, estado de carga) cuando se integren en la microrred. Cada minuto el módulo de seguimiento de los vehículos eléctricos actualizará la información. La información que extraeremos de los vehículos eléctricos será la siguiente: latitud, longitud, altitud, nombre del punto de geolocalización más cercano, velocidad, estado de carga de la batería, estado del motor y estado del vehículo.

El módulo de gestión óptima utiliza como entrada la predicción renovable, la información y estatus de la flota de vehículos eléctricos, la estructura tarifaria eléctrica de la microrred, la composición del mix energético de la energía proveniente de la red externa (necesaria para el cálculo de reducción de emisiones), la estimación de los consumos no gestionables de la microrred y todos los datos relevantes de la microrred (flujos de potencia y estados de carga de las baterías) que son proporcionadas por el Servidor OPC de la microrred incluido en el SCADA. Este módulo genera un despacho óptimo para todos los equipos de la microrred durante el siguiente periodo de 24 horas. Cada hora, el módulo recaba

información actualizada y ejecuta de nuevo el cálculo. Esta optimalidad puede entenderse desde diferentes puntos de vista: económica, medioambiental o mixta.

El módulo de corrección de desviaciones utiliza como entrada de información los datos de la microrred proporcionados por el servidor OPC y las consignas para la hora actual calculadas por el módulo de gestión óptima. El objetivo de este módulo es comprobar si existe alguna desviación, frente a lo estimado y predicho, en la demanda de energía y la generación renovable, y en caso de que así sea actuar convenientemente. El módulo actualizará las consignas de una manera óptima de acuerdo al criterio establecido en el módulo de gestión óptima.

Por último, el módulo de estabilización usa como entrada la información proporcionada por el servidor OPC junto con las consignas corregidas según el módulo de corrección y vigila la estabilidad de la microrred. El objetivo primordial de este módulo es que ninguna de las consignas que se envíen a los equipos pueda poner en riesgo la estabilidad del sistema, ya sea por someter a un equipo a valores cercanos a sus límites de operación o debido a situaciones que puedan comprometer la estabilidad de los niveles de tensión del bus de continua o de la frecuencia y tensión del bus de alterna del sistema. En caso de que así sea, se ejecutarán una serie de medidas encaminadas a resolver la situación y eliminar el riesgo potencial existente.

CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado algunos de los aspectos claves de la microrred desarrollada bajo el amparo del proyecto LIFE Factory Microgrid.

Con la arquitectura de microrred propuesta, los consumos eléctricos pertenecientes a la misma no se verán afectados por el cambio de modo aislado a conectado o viceversa ni por posibles problemas en la interconexión con la red pública.

En relación a las comunicaciones entre equipos, éstas se simplifican notablemente, evitándose errores, retrasos y problemas de funcionamiento. La arquitectura de comunicaciones, monitorización y adquisición de datos ha demostrado ser una solución robusta y eficiente. La solución basada en la arquitectura OPC permite la escalabilidad del sistema y el acceso a los datos de los equipos de manera transparente y sencilla.

La estrategia de gestión implementada, merced al uso de las predicciones de consumos eléctricos y de generación renovable, propone una operación de la planta predictiva de modo que se genera una planificación del funcionamiento de los elementos que componen la microrred no sólo para el instante actual sino para una ventana temporal que abarca las 24 horas siguientes. Esto nos permite que la estrategia de gestión tome las mejores decisiones teniendo en cuenta la evolución de los consumos eléctricos y la generación de origen renovable, y así de esta manera, lograr un funcionamiento óptimo no sólo para un instante puntual, sino de cara a las potenciales situaciones que pueden tener lugar en el futuro.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer al programa LIFE+2013 de la Comisión Europea la concesión del proyecto LIFE13 ENV/ES/000700 Factory Microgrid y al Departamento de Desarrollo Económico del Gobierno de Navarra por su financiación y ayuda para el desarrollo y puesta en marcha de esta microrred.

REFERENCIAS

- http:// www.factorymicrogrid.com

BATERÍAS DE NA-ION, UNA OPCIÓN DE FUTURO PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SMART GRID DE BAJO COSTE

Montserrat Galceran Mestres, Manager de la línea de investigación de Na-ion, CIC EnergiGUNE

Resumen: El constante aumento del consumo de energía, principalmente basado en combustibles fósiles, está causando un aumento alarmante de las emisiones de CO_2, y por tanto un gran impacto en el cambio climático. La utilización de fuentes de energía renovables podría ser una alternativa, pero su intermitencia dificulta su uso. Los sistemas de almacenamiento electroquímico como las baterías, son consideradas como la mejor solución a este inconveniente. En el CIC energiGUNE se está trabajando en el desarrollo de nuevos materiales para baterías de sodio y así poder proporcionar al mercado una prometedora tecnología como alternativa a las baterías de litio para el almacenamiento en Smart Grids de bajo coste y buena ciclavilidad.

Palabras clave: Almacenamiento de Energía, Batería de Sodio-ion, Material de Electrodo Positivo y Negativo, Caracterización Estructural y Electroquímica, Prototipado, Gestión de Envejecimiento

INTRODUCCIÓN

El medio ambiente y la energía son unas de las principales áreas de preocupación del siglo XXI. El cambio climático asociado al aumento del CO_2 en la atmósfera y el agotamiento de los recursos fósiles, además de la dependencia hacia países productores de petróleo políticamente no estables, hace necesario un cambio hacia un modelo energético basado en fuentes renovables (en España la generación de energía renovables es del 36.9%, figura 1a). A pesar del aumento de instalaciones de fuentes de energía renovable, principalmente eólica y fotovoltaica, la intermitencia e imposibilidad de gestión dificulta su uso frente al resto y por tanto para dar el salto definitivo hacia las redes eléctricas del futuro es necesario el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía apropiados.

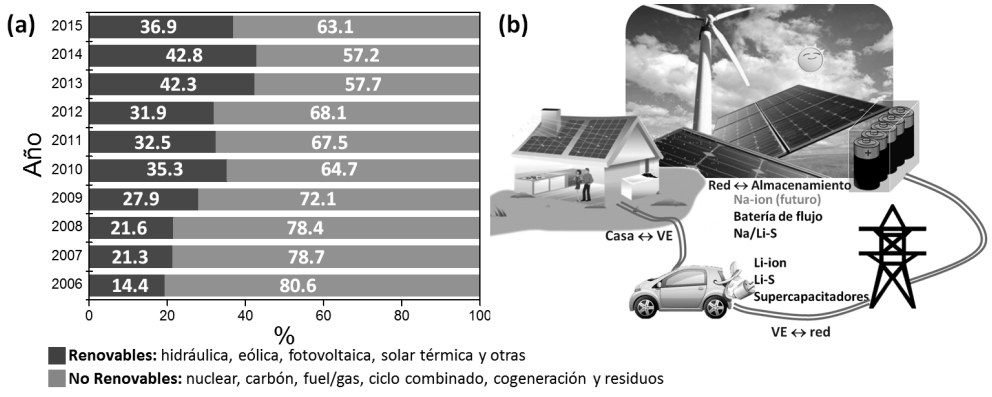


Figura 1. (a) Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular (Fuente: REE) y (b) Ejemplo de modelo unificado para la red y micro-red (almacenamiento de energía en red eléctrica y suministro para el transporte)

Los sistemas de almacenamiento electroquímico como son las baterías se presentan como la mejor solución. Sin embargo, hay algunas dificultades técnicas en términos de eficiencia, vida útil y coste de las tecnologías de almacenamiento actuales que explican por qué el almacenamiento de energía no se ha aplicado de forma generalizada. Actualmente, las baterías de iones de litio (Li-ion), las cuales han conquistado el mercado de los dispositivos electrónicos portátiles, se han convertido en el principal candidato como fuente energética en la próxima generación de vehículos eléctricos e híbridos (figura 1b). Éstas proporcionan la mayor densidad energética de todas tecnologías actuales de baterías recargables; sin embargo, su elevado coste, la escasez de Li y las limitaciones técnicas (extremadamente sensibles a elevadas temperaturas, sobrecarga, presión interna acumulada, y la intolerancia a la descarga total) son

los principales inconvenientes para su uso en el almacenamiento de energía. En este contexto, las baterías de iones de sodio (Na-ion), a pesar de tener una menor densidad energética, poseen las ventajas suficientes para liderar la próxima generación de baterías para aplicaciones estacionarias dentro de las *Smart grids*, en las cuales las limitaciones volumétricas son menores y el coste se convierte en el parámetro crítico. El sodio es abundante y está a continuación del litio en la tabla periódica, por tanto cabe esperar similitudes en términos de tecnología y rendimiento, y superiores a otras tecnologías actualmente en uso como las de Pb-ácido. Las baterías de Na-ion son especialmente atractivas, ya que se puede utilizar las mismas infraestructuras industriales (misma tecnología de producción) que para las de Li-ion y por tanto minimizar el coste de la transferencia tecnológica. Otra reducción inmediata del coste es la posibilidad de utilizar una lámina de aluminio como colector de corriente tanto en el ánodo como en el cátodo en lugar de cobre (corrosión del aluminio en Li-ion). Aunque aún quedan muchos retos por solventar, especialmente en lo que se refiere a la vida útil y la seguridad a nivel de prototipo pre-industrial, los resultados actuales muestran que nos encontramos ante una tecnología competitiva a cualquiera de las existentes en términos de rendimiento y coste, que contribuirá a facilitar la gestión energética de las redes eléctricas del futuro.

En el CIC energiGUNE (CICe), se está trabajando en el desarrollo de nuevos materiales mediante un enfoque multidisciplinar e interdisciplinar; desde la síntesis y caracterización de los materiales hasta su integración en un prototipo de batería tipo *pouch cell*, todo ello en las propias instalaciones.

PERSPECTIVA GENERAL DE LAS BATERÍAS DE SODIO-ION

Durante la década de los 80, el desarrollo de las baterías de Na-ion ha sido paralelo a las de Li-ion, pero debido al mejor ratio densidad/volumen ha sido esta última la que ha dominado el mercado de los dispositivos electrónicos portátiles desde 1990. Sin embargo, para aplicaciones estacionarias donde la densidad energética no es el parámetro más importante, la tecnología de Na-ion parece ser una muy excelente opción de futuro, con un coste estimado de <0.1 €/Wh en 2020 (50% inferior a Li-ion) y con la posibilidad de almacenar varios MWh en volúmenes reducidos (3 veces inferior a la tecnología Pb-acido). Desde su inauguración en 2011, el grupo de investigación del CICe ha publicado más de 60 artículos científicos y varias patentes que muestran los resultados y progresos obtenidos; además de participar en varios proyectos de ámbito regional, nacional y europeo. A continuación se muestran los avances más relevantes en materiales catódicos y anódicos (figura 2a), en baterías en medio acuoso, así como los primeros resultados de celdas prototipo (figura 2b) obtenidos hasta el momento.

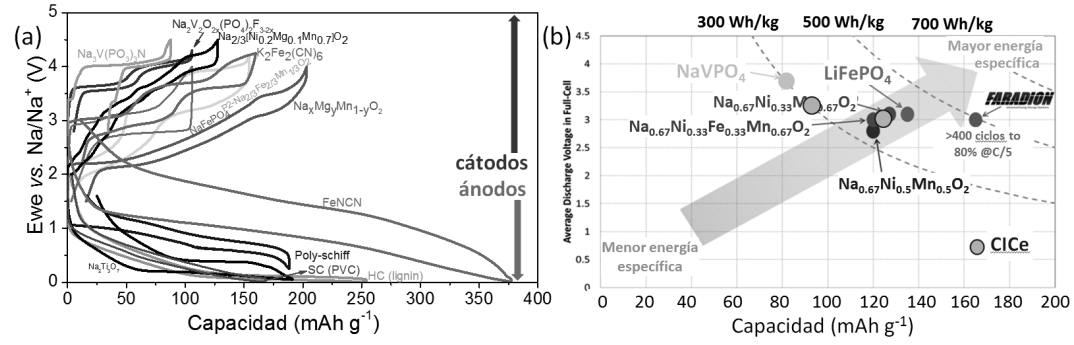


Figura 2. (a) Materiales de electrodo positivo y negativo para baterías de Na-ion investigados actualmente en el CICe (Nota: densidad de corriente C/10) y (b) resultados preliminares de los primeros prototipos generados en el CICe

ELECTRODOS POSITIVOS PARA BATERÍAS DE SODIO-ION

En los últimos años, muchos materiales han sido propuestos como posibles cátodos para baterías de Na-ion, aunque los más prometedores y en los cuales se están centrando más esfuerzos en el CICe son los óxidos laminares, los compuestos polianiónicos y el "Azul de Prusia" y sus análogos.

Óxidos laminares

Los óxidos laminares de metales de transición, $Na_xM_TO_2$ (M_T = Cr, Mn, Fe, Co, Ni y combinaciones de dos o tres metales) son una de las familias de materiales más estudiados para baterías de Na-ion. Como principales ventajas se encuentran: su elevada capacidad, sus altos voltajes de intercalación y el bajo coste de los precursores, además de fácil y escalable síntesis. Su estructura cristalina está compuesta por láminas de M_T y O entre las que se encuentran los iones Na. En función de la distribución de las capas de los M_T y de la posición que ocupen los iones Na se pueden obtener diferentes fases con diferentes propiedades electroquímicas. Las más representativas son las fases P2- (parcialmente sodiada, x≤2/3, soporta los procesos electroquímicos sin apenas cambios de fases) y O3- (completamente sodiada, x≤2/3, muchos desplazamientos de las capas, la estructura se colapsa antes). En el CICe se ha llevado a cabo numerosos estudios, los cuales han permitido identificar los mejores materiales, así como aumentar su capacidad y eficiencia coulombica, voltaje medio y ciclabilidad y disminuir su polarización. A continuación se describirán los más relevantes.

El $Na_{2/3}Fe_{1/2}Mn_{1/2}O_2$ es uno de los que más interés ha despertado debido a su elevada densidad energética (190 mAh g^{-1} con un voltaje de 2.75 V), pero posee deficiencia en Na. Mediante la adición de una sal sodiada, NaN_3, la cual libera Na en el primer ciclo, se ha demostrado un aumento de la capacidad reversible en un 50%. A pesar de estos excelentes resultados, desde el punto de vista industrial no es del todo viable, ya que en el interior de la celda se produce la formación de N_2 debido a la descomposición del NaN_3 ($2NaN_3 \rightarrow 3N_2 + 2Na^+ + 2e^-$), pero sí puede ser una excelente estrategia para el futuro. Por otro lado, y con la intención de aumentar la densidad energética del $Na_{2/3}Fe_{1/2}Mn_{1/2}O_2$, se varió la relación Fe-Mn a 2/3-1/3 ($Na_{2/3}Fe_{3/2}Mn_{1/2}O_2$). Por primera vez se caracterizó electroquímicamente y los mecanismos de reacción de ambos polimorfos, los cuales muestran resultados comparables proporcionando una capacidad estable de 120 mAh g^{-1} con un voltaje de 2.5 V(P2) y 2.74 V(O3) (Gonzalo et al. 2014) (Sharma, et al 2015).

Con el fin de analizar el comportamiento electroquímico a altas corrientes de ciclado, se ha utilizado el dopaje de elementos electroquímicamente inactivos. El dopaje con Ti, $Na_{2/3}Mn_{0.8}Fe_{0.1}Ti_{0.1}O_2$, inhibe el *slab gliding* dando lugar a una extraordinaria estabilidad a una densidad de corriente de 1C (retención de 87.70 % en el ciclo 300) proporcionando una capacidad de 87 mAh g^{-1} (Han, M.H. 2016). En cambio, el dopaje con Mg, $Na_{2/3}Mn_{0.8}Mg_{0.2}O_2$ consigue una disminución en la distorsión *Jahn Teller* del manganeso, proporcionando una capacidad estable de 150 mAh g^{-1} a un voltaje de 2.5 V (densidad de corriente C/10). Además, si este es dopado con Ni (que proporciona un mayor voltaje), $Na_{2/3}Mn_{0.7}Ni_{0.1}Mg_{0.2}O_2$ se consigue un aumento del voltaje a 3.3 V proporcionado una capacidad de 130 mAh g^{-1} con una excelente retención de la capacidad (97%) después de 50 ciclos (Singh, et al. 2016). Estos resultados hacen de este material un candidato prometedor para baterías de Na-ion.

Compuestos Polianiónicos

Los compuestos polianionicos basados en fosfatos, pirofosfatos, fluorofosfatos, sulfatos, etc., ofrecen una gran versatilidad para el desarrollo de nuevos materiales catódicos para baterías de Na-ion, motivado por la combinación de tetraedros XO_3 (X = S, P, etc) y octaedros MO_6 (M = Me, Fe).

El material con mayor voltaje que se está estudiando es el $Na_3V_2O_{2x}(PO_4)_3F_{3-2x}$, el cual proporciona una capacidad de 100 mAh·g^{-1} con un voltaje medio de 3.8 V. Además posee una excelente ciclabilidad (más de 200 ciclos a una densidad de corriente de 1C) con una retención de capacidad y una eficiencia coulómbica del 95% y 99%, respectivamente; aunque la presencia de F en la estructura puede acarrear posibles complicaciones en cuanto a la seguridad (Serras, et al. 2012). Uno de los materiales catódicos más prometedores es el $NaFePO_4$ (NFP) con estructura *olivina* (análogo al $LiFePO_4$, material comercial en baterías de Li-ion). NFP proporciona una capacidad estable de 95 mAh g^{-1} a con un voltaje medio del 2.93 V y una eficiencia coulómbica de 95%. A diferencia de lo observado en el $LiFePO_4$, se ha descubierto un inesperado mecanismo de reacción en el que coexisten tres fases (Galceran, el al. 2014). Estudios

recientes atribuyen este fenómeno a la formación de una estructura intermedia parcialmente sodiada ($Na_{2/3}FePO_4$) durante la carga del material. A pesar de ser un material basado en materiales abundantes y de bajo coste, su mayor inconveniente hasta el momento es la no posibilidad de obtención mediante un método directo y por tanto la única manera de obtener el NFP es a partir de la extracción del Li y posterior inserción del Na. Por tanto, para que pueda valorarse su aplicación y posible comercialización, es necesario abaratar los costes síntesis y en este sentido se está trabajando en el CICe, así como perseguir su síntesis directa. Paralelamente, se está trabajando en una estrategia para aumentar el voltaje mediante el dopaje de $NaFePO_4$ con Mn ($NaFe_{1-x}Mn_xPO_4$). Recientes resultados muestran que el aumento de Mn provoca un aumento de voltaje medio (2.8-3.3 V), dando lugar a materiales con una mayor densidad energética proporcionando una capacidad de ~100 mAh g^{-1} pero con el mismo inconveniente de la no posibilidad hasta el momento de obtención de forma directa.

"Azul de Prusia" y sus análogos

Uno de los materiales que más está captando la atención últimamente es el conocido como Azul de Prusia, $AM[M´(CN)_6]$ (A = metal alcalino, M = M´= Fe). Entre sus ventajas, cabe destacar su facilidad de síntesis, su naturaleza amigable con el medio ambiente y su estructura 3D y modulable, que facilita la intercalación de iones. Entre sus inconvenientes, mencionar una baja eficiencia coulómbica debido al colapso que suele producirse en su estructura a lo largo del ciclado. Azul de Prusia de hierro, $NaFe[Fe(CN)_6]$, así como su fase enriquecida en sodio, conocido como Blanco de Prusia, $Na_2Fe[Fe(CN)_6]$. Los resultados obtenidos con el $NaFe[Fe(CN)_6]$ son similares a los reportados en la bibliografía (~130 mAh g^{-1}). Además, se ha testeado el material en una batería completa de Na usando como ánodo el carbono desordenado proporcionando una capacidad de 90 mAh g^{-1} (densidades de corriente de C/2.5) lo que equivale a una densidad de energía de 200 Wh Kg^{-1}, esto supone una valiosa prueba de concepto del funcionamiento del material y, por tanto, es apto para aplicaciones reales. Con el Blanco de Prusia, $Na_2Fe[Fe(CN)_6]$ se llegan a alcanzar capacidad hasta 140 mAh g^{-1} (densidad de corrientes de 1C) en los primeros ciclos con una retención de la capacidad del 64% y una elevada eficiencia coulómbica. Actualmente se está trabajando en la prueba de concepto de una batería completa tal y como se ha demostrado en el Azul de Prusia (Piernas, et al, 2016).

ELECTRODOS NEGATIVOS PARA BATERÍAS DE SODIO-ION

La identificación de un ánodo con un voltaje adecuado, una gran capacidad reversible y una elevada estabilidad es necesaria para el desarrollo de las baterías de Na-ion. A pesar de llevarse a cabo una gran variedad de estudios, actualmente y desde un punto de vista industrial y futuras aplicaciones, solo el carbón desordenado se ha contemplado como un material anódico prometedor para baterías de Na-ion. Otros estudios más fundamentales que se llevan a cabo son: compuestos orgánicos, carbodiimidas y aleaciones, y estudio de la SEI (interfase solida-electrolito) en titanatos,

Carbón desordenado

Los carbones desordenados son los materiales anódicos más estudiados y proporcionan una capacidad reversible de ~300mAhg^{-1} a ~0.1V. Además de sus excelentes prestaciones son materiales de bajo coste (<1€/kg), por tanto, son uno de los materiales más atractivos para ánodos en baterías de Na-ion. Actualmente se está trabajando en dos tipos de carbones desordenados a partir de biomasa y derivados de residuos industriales (tabla I): *Hard Carbon* obtenido a partir de precursores ricos en oxigeno como el azúcar llegando a alcanzar los valores de capacidad similares a los reportados (hard carbón*). *Soft Carbons* obtenidos a partir de precursores ricos en hidrogeno y deficientes en oxigeno (PVC).

Actualmente los esfuerzos están centrados en la obtención de carbones desordenados híbridos entre el *hard carbon* y el *soft carbón*, mediante una mezcla de precursores con el fin de alcanzar el equilibrio entre la elevada densidad energética a baja densidad de corriente proporcionado por el *hard carbon* y el voltaje adecuado y excelente retención de la capacidad de los *soft carbons* (tabal I). Para ello se usan precursores derivados de biomasa (celulosa, lignina, madera, cascara de frutos secos y residuos) y derivados de

residuos industriales (polímeros como el PVC, PE, PP), manteniendo el criterio de bajo coste, disponibilidad, renovable, fácilmente escalable y síntesis respetuosas con el medio ambiente.

Material	Precursor	T síntesis (°)	Capacidad inicial (mAh g^{-1})		80% de la capacidad
			Reversible	Irreversible	inicial en el ciclo nº
Hard carbon*	azúcar	1050	285	96	94
Hard carbon	residuos industriales	900	254	145	65
Soft Carbon	residuos industriales	800	165	55	>120

Tabla I. Comparativa entre el hard carbon y el soft carbon (nota: en verde se muestran los valores apropiados y en rojo los valores a mejorar obtenidos en el CICe)

Carbodiimidas

En el CICe se ha demostrado por primera vez, la actividad electroquímica de las carbodiimidas de metales de transición M_TNCN (M_T = Mn, Fe, Co, Ni, Cu y Zn), los cuales proporcionan altos valores de capacidad que en muchos casos exceden a la inserción de un solo ion de sodio. Este hecho unido a la alta polarización de estos materiales, indica que el material opera a través de reacciones de conversión. Además, su semejanza estructural con los óxidos análogos tales como FeO, CuO, los cuales ciclan a través de reacciones de conversión, apoyarían la teoría del mecanismo de reacción propuesto. De todos los compuestos estudiados, merece la pena destacar los bajos valores de voltaje y altos valores de capacidad registrados para FeNCN (320 mAh g^{-1} estables en el ciclo 100 y operando a 0.4 V en el primer ciclo y a 0.9 V a partir del segundo). Esto supone una gran mejora en las prestaciones electroquímicas en términos de densidad energética y eficiencia coulómbica con respecto a los óxidos y abre un campo de la química inorgánica que apenas está explorado (Eguia-Barrio et al. 2016).

BATERÍAS DE SODIO-ION EN MEDIO ACUOSO

Uno de los enfoques más prometedores para la reducción de costes en baterías de Na-ion es el uso de electrolitos acuosos, y que además presentan una movilidad iónica más elevada y una mayor seguridad que los electrolitos orgánicos convencionales; aunque la ventana de voltaje es más pequeña. En este sentido se está trabajado con $NaFePO_4$ (NFP), $NaFe_2(CN)_6$ y $Na_4Fe_3(PO_4)_2P_2O_7$ como cátodos y el $NaTi_2(PO_4)_3$ como ánodo (A. Fernández, 2016).

A pesar de trabajar en una menor ventana de voltaje, el NFP muestra una menor polarización y por tanto permite alcanzar un mejor rendimiento a densidades de corrientes (70 mAh g^{-1} a C/5 y 40 mAh g^{-1} a 2C). Para el $NaFe_2(CN)_6$, a pesar de ver disminuida su capacidad a la mitad debido a la disminución del rango de voltaje, su polarización disminuye drásticamente y se consiguen altas eficiencias coulómbicas y una buena retención de la capacidad (52 mAh g^{-1}, 99% a 1C y 65 mAh g^{-1} 98% at 0.2C). Además, por primera vez se ha estudiado $Na_4Fe_3(PO_4)_2P_2O_7$ como cátodo para baterías acuosas de Na-ion proporcionando 108 mAh g^{-1} y 77 mAh g^{-1} a 0.1C and 1C juntamente con una excelente polarización. A pesar de rango de voltaje usado, las capacidades obtenidas alcanzan los valores obtenidos en medio orgánico, aunque se precisa una mejora de la retención de la capacidad (75 % después de 50 ciclos). El material escogido como ánodo fue el $NaTi_2(PO_4)_3$, el cual proporciona una capacidad reversible 65 mAh g^{-1} (retención de la capacidad del 100 % en 400 ciclos). Finalmente, este material fue testeado en una celda entera siendo el NFP el cátodo, proporcionado 70 mAh g^{-1} con una polarización de 0.6 V, lo cual muestran que el NFP es un candidato prometedor para baterías acuosas de Na-ion.



Figura 3. (a) Pouch cell disponible en el CICe y (b) prototipo celda botón

PROTOTIPADO

Desde septiembre del 2015, en el CICe está operativa una sala seca (infraestructura única y de referencia en España), en la cual se incluye una línea de procesamiento de los materiales, y la línea de ensamblado de las celdas. Por tanto, proporciona el entorno adecuado para el procesado de los materiales y el montaje de celdas de prototipado en forma *pouch cell* (figura 3a).

En la actualidad se han diseñado dos prototipos de Na-ion con celda botón CR2032 (figura 3b). Estos proporcionan una capacidad de 90 mAh g^{-1} a 3.2 V y 125 mAh g^{-1} a 3 V, los cuales se pueden situar en el estado del arte según se muestra en la figura 2b. Una vez optimizadas las formulaciones, el siguiente paso es el diseño de la *pouch cell,* con el objetivo de disponer esta tecnología en el mercado en un plazo de 3 años. En la tabla II se muestra una comparativa entre las tecnologías actuales de Li-ion y Pb-ácido, ambas comerciales, con lo esperado en Na-ion.

	Pb-ácido	**Li-ion**	**Na-ion**
Coste del sistema (€/kWh)	145-430	430-860	<180
Energía específica (Wh/kg)	75	75-200	120-140
Densidad energética (Wh/L)	50-80	200-300	210-260

Tabla II. Comparación entre las tecnologías actuales de Li-ion y Pb-ácido con respecto a lo esperado en Na-ion

CONCLUSIONES

Gracias a la variedad de ventajas que posee en términos de coste, y disponibilidad, conjuntamente con las prometedoras mejoras en cuanto a rendimiento, durabilidad y seguridad, hacen de la tecnología de Na-ion una clara opción de futuro para el almacenamiento de energía en *Smart grids*. En este aspecto se está trabajando en el CICe, donde los prometedores resultados obtenidos hasta el momento, hacen pensar que esto es posible. Para ello los proyectos de investigación están orientados a partir de una investigación básica orientada a la industria.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está apoyado por el Ministerio de Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO) del Gobierno español a través del programa Proyecto de I + D Retos 2013 (ENE2013-44330-R). M. Galceran agradece a MINECO su apoyo financiero (FPDI-2.013-17.329). Agradecer a todos los investigadores del CICe involucrados en este trabajo por su dedicación y esfuerzo constante.

REFERENCIAS

- Eguía A., Castillo E., Liu X., Dronskowski R., Armand M., Rojo T., 2016, *J. Mater. Chem. A*, 4, 1608.
- Fernández A., Synthesis and Characterization of low cost materials for aqueous NIBs, Tesis, 2016.
- Galceran, M., Saurel, D., Acebedo, B., Roddatis, V., Martin, E., Rojo, T., Casas, M., 2014, Phys. Chem. Chem. Phys., 16, 8837
- Gonzalo E., Han, M.H., López del Amo, J.M., Acebedo, B., Casas, M., Rojo, T., 2014 J. Mater. Chem. A, 2, 18523
- Han, M.H., Gonzalo, E. Sharma, N., López del Amo, J.M., Armand, Avdeev, M., Saiz-Garitaonandia, J.J., Rojo, T. 2016, Chem. Mater. 28, 106
- Serra, P., Palomares, V., Goñi, A., Gil de Muro, I., Kubiak, P., Lezama, L., Rojo, T. 2012, *J. Mater. Chem.*, *22*, 22301
- Sharma N., Gonzalo E., Pramudita J.C., Han, M.H., Brand, H.E.A., Hart, J.N. Pang, W.K. Guo, Z., Rojo, T., 2015, Adv. Funct. Mater., 25, 4994.
- Singh, G., Tapia, N., Lopez del Amo, J.M., Maitra, U., Somerville, J.W., Armstrong, A.R. Martinez de Ilarduya,J., Rojo, T., Bruce, P.G., 2016, DOI: 10.1021/acs.chemmater.6b01935
- Piernas, M. J., Castillo, E., Bondarchuk, A., Armand, M., Rojo., T., 2016, J. Power Sources, 324, 766.

GESTIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SMART GRIDS

Mónica Alonso, Profesora Visitante, Universidad Carlos III de Madrid
Hortensia Amarís, Profesora Titular, Universidad Carlos III de Madrid
Brenda Rojas, Personal en Formación, Universidad Carlos III de Madrid
Luis Hernández Callejo, Investigador, Universidad de Valladolid (Campus Universitario Duques de Soria)

Resumen: Las perspectivas energéticas a medio y largo plazo apuntan a un crecimiento de la generación distribuida y el autoconsumo en los próximos años. El desarrollo de estos aspectos requiere, tanto la existencia de un marco regulatorio adecuado, como la aplicación de mecanismos técnicos que permitan optimizar la integración de la generación distribuida en las redes eléctricas de distribución. En este trabajo se presenta la aplicación de técnicas de gestión de la generación distribuida basadas en Algoritmos Genéticos ante diversos escenarios de demanda y de generación. Las técnicas de optimización permiten maximizar la penetración de la generación distribuida en la red de distribución manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico.

Palabras clave: Smart Grids, Distributed Generation (DG), Optimización

INTRODUCCIÓN

El aporte de las fuentes de generación renovable, ha venido impuesto principalmente por la necesidad de los países de no depender de los combustibles derivados del petróleo. Además, la conciencia medio ambiental que en los países desarrollados se tiene desde ya hace unos cuantos años, está posibilitando el despegue de diferentes tecnologías renovables. Desde la implantación de las plantas de generación renovable, en cualquiera de sus tecnologías, su característica común ha sido similar a la de las plantas clásicas, instalaciones en zonas alejadas de los núcleos de consumo (aunque cada vez cerca de ellos), así como con un elevado valor de potencia instalada.

Según la Comisión Nacional de la Energía (CNE), con el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, supondrá "*una revisión a la baja de las previsiones de potencia a instalar por el régimen especial peninsular estimadas para el período 2011-2015*". Durante 2012 solo se instalarían en España 97 MW fotovoltaicos, en cuanto a la eólica el informe dice que en 2012 se instalarían 474 MW, con respecto a la termosolar la previsión indica la instalación en 2012 de 970 MW y colapso total durante el trienio siguiente y cero megas para biomasa y cero para biogás durante los cuatro años. Esta información, y la evolución según la CNE, se muestran en la Tabla 1 para la península. En cambio, las previsiones de potencia instalada dadas por la CNE, con el mismo horizonte de tiempo, pero si no hubiera entrado en vigor el Real Decreto-ley, serían las mostradas en la Tabla 2 para la península. En ambas tablas se muestran la evolución de las diferentes tecnologías, en cuanto a potencia instalada, partiendo del año 2012 y hasta el 2015. Del análisis anterior, se evidencia una disminución de la potencia instalada total por parte del RE en la península de un 0.6% en 2012, 1.5% en 2013, 6% en 2014 y 9.56% en 2015. Este paro en la instalación del RE, según la CNE se deberá principalmente al citado Real Decreto-ley.

Con el escenario que se acaba de mostrar, parece no haber un futuro muy alentador para la energía renovable. No obstante, aparece el término Distributed Generation (DG – Generación Distribuida), dando una nueva oportunidad a las fuentes de generación renovable, y, además, posicionándolas en localizaciones no contempladas hasta el momento, concretamente en las proximidades de los puntos de consumo. En muchos casos, la DG puede proporcionar electricidad a un menor coste, proporcionando altos niveles de fiabilidad y de seguridad, y además, con menos consecuencias ambientales que las plantas clásicas de energía (carbón, nuclear, etc.). Los sistemas con DG emplean numerosas plantas, de tamaño

pequeño cada una, y puede proporcionar la energía en las proximidades donde se necesita, no teniendo casi dependencia de la red de distribución y la de transporte. La potencia de DG podrá variar en el rango de un kilovatio a los centenares de megavatio. Se puede decir por tanto que existen dos modelos de DG (Hernández, 2014), indicadas a continuación:

- DG a nivel local: son las plantas de generación que conocemos en los últimos años, granjas de turbinas eólicas o módulos fotovoltaicos para la producción de electricidad. Su localización suele ser en emplazamiento donde el recurso existente permita la implantación de una potencia elevada, pero siempre en una escala inferior a las grandes plantas térmicas o nucleares.
- DG a nivel punto final: consiste en aplicar directamente muchas de las tecnologías renovables descritas (eólica, fotovoltaica, hidráulica, etc.) en las dependencias de los consumidores directamente.

Potencia Instalada MW	*2012*	*2013*	*2014*	*2015*
Cogeneración	6.211	6.211	6.211	6.211
Solar Fotovoltaica	4.080	4.177	4.177	4.177
Solar Termoeléctrica	1.551	2.521	2.521	2.521
Eólica	22.470	23.944	23.944	23.944
Hidráulica	2.063	2.063	2.063	2.063
Biomasa y Biogas	775	775	775	775
Residuos	456	456	456	456
Tratamiento de Residuos	658	658	658	658
Total	*38.264*	*40.805*	*40.805*	*40.805*

Tabla I. Previsión de la evolución de la potencia instalada en régimen especial. Fuente CNE

2012	*2013*	*2014*	*2015*
6.285	6.432	6.582	6.731
4.172	4.560	4.948	5.333
1.501	2.281	2.521	2.771
22.470	23.969	24.944	25.919
2.082	2.119	2.158	2.198
807	865	925	985
510	515	520	525
658	658	658	658
38.485	*41.398*	*43.256*	*45.120*

Tabla II. Previsión de la evolución de la potencia instalada de régimen especial antes de la entrada en vigor del Real Decreto- ley 1/2012 de 27 de enero. Fuente CNE

Los defensores de los consumidores, consideran que la DG puede mejorar la eficiencia del suministro de energía eléctrica. Consideran que la energía que transita desde las grandes plantas de producción hasta los consumos finales está sujeta a una pérdida de entre 4% y 9%, como consecuencia de las pérdidas por efecto Joule y la obsolescencia del equipamiento e instalaciones. Al mismo tiempo, los clientes sufren de mala calidad en la energía, con las variaciones de tensión eléctrica o porque el flujo de energía se ve afectado de una variedad de factores, incluyendo operaciones de conmutación, interrupciones, transitorios, y las perturbaciones de la red por las grandes cargas. Además, los clientes ven en sus facturas reflejado el gasto de las grandes infraestructuras de transporte y distribución, por lo que el uso de equipos de generación de energía.

Las instalaciones de DG ofrecen ventajas potenciales para mejorar la transmisión de energía, debido a que producir energía localmente para los usuarios, ayudará a toda la red mediante la reducción de la demanda en horas punta y reduciendo la congestión de potencia en la red, una de las causas del apagón de 2003.

Además, dado que la DG puede permanecer independiente de la red, posibilita proporcionar energía de emergencia para un gran número de servicios públicos, tales como hospitales, escuelas, aeropuertos, estaciones de bomberos y de policía, bases militares, prisiones, suministro de agua y plantas de tratamiento de aguas residuales y naturales de transporte de gas y sistemas de distribución y estaciones de comunicaciones. Por último, la DG puede ayudar a la nación a incrementar su diversidad de fuentes de energía, por ejemplo, algunas de las tecnologías de la DG, como las turbinas eólicas, paneles solares

fotovoltaicos y turbinas hidroeléctricas, no consumen combustibles fósiles. La creciente diversidad ayuda a aislar a la economía de las variaciones de precios, interrupciones, y la escasez de combustible.

Independientemente del modelo económico, y dejando a un lado las primas del sector, el sentido común dice que si existe potencial de generación eléctrica en los emplazamientos donde se consumen de manera continuada y masiva, debería poder aprovechar ese potencial y convertirlo en energía eléctrica, para de esta manera aumentar la eficiencia global del sistema, y contribuir a la mejora medio ambiental empleando tecnologías renovables. Además de lo anterior, los gobiernos deben ver la DG como una oportunidad de generación de empleo local, como se lleva años trabajando en este aspecto en UK, apoyado por un sistema de tarifas sostenible. La red del futuro deberá convivir con las plantas centralizadas y con la DG, tal y como se refleja en (Nissen, 2009), e indiscutiblemente la DG formará parte de los elementos disponibles entre los diferentes desarrolladores y planificadores de ciudades, teniendo siempre presente el impacto de la DG sobre la red actual, como se indica en (Hamedani & Arefifar, 2006), necesitando algoritmos optimizadores para el control.

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REDES DE DISTRIBUCIÓN

(Trebollé et al., 2012) realizaron un análisis técnico y conceptual del control tensión reactiva con DG, para posteriormente, (Trebollé et al., 2013) analizar en más detalle dicho impacto mediante el estudio de varias redes de distribución reales y representativas; las redes de estudio comprenden una red de alta tensión, cinco redes de media tensión y cuatro redes de baja tensión, que incluyen diferentes segmentaciones. Las principales conclusiones del estudio fueron:

- El impacto en las tensiones en redes de distribución típicas, debido a la inyección de potencia activa es mayor que el resultante de inyectar potencia reactiva, justo lo contrario que sucede en redes de transporte.
- Para escenarios de elevada penetración de DG, en las redes analizadas, la variación de las tensiones es del 5% para la red de alta tensión, entre el 1% y el 10% para las redes de media tensión y entre el 1% y el 10% para redes de baja tensión.
- La localización de la DG influye notablemente en las tensiones de las redes de distribución analizadas. El impacto de la inyección de potencia activa aumenta cuanto más nos alejamos de la cabecera de la línea, dado que se reducen las caídas de tensión en más tramos.
- El tipo de tecnología de DG afecta al nivel de tensión.
- Se han analizado tres controles de tensión para valorar el impacto de la DG. Para cada tipo de red, el control óptimo ha variado notablemente.
- Ya que la inyección de potencia activa en las redes de distribución por parte de la DG afecta notablemente en la tensión, se precisa definir un sistema de control de tensiones eficaz.

(González-Longatt et al., 2009) demuestran que con una operación acertada de la DG se puede regular la energía reactiva y, por tanto, el voltaje. El uso de las tecnologías basadas en los generadores sincrónicos directamente acoplados a la red, permite una muy buena controlabilidad de la energía reactiva, lo que hace posible que la estabilidad de voltaje aumente. Aunque algunos convertidores electrónicos de potencia, puede que no provean potencia reactiva, se debe saber que la integración de este tipo de unidades, tiene un impacto positivo en la estabilidad del voltaje. En cambio, el uso de tecnologías que consumen potencia reactiva de la red, por ejemplo, generadores distribuidos, disminuyen el margen de estabilidad de voltaje e incluso, con el uso de los bancos de condensadores para la compensación local del factor de potencia, aumenta el riesgo de un colapso del voltaje en la red.

(López *et al.,* 2010) presentan una metodología para localizar y dimensionar DG con el fin de mejorar la regulación en sistemas de distribución, a partir del cálculo de indicadores de estabilidad y de la solución de un modelo matemático no lineal. La metodología planteada se aplicó a dos sistemas de prueba, para cada sistema se realizaron cuatro casos de estudio donde se consideraba una ubicación diferente para obtener el dimensionamiento adecuado de los DG y se verificaba el comportamiento de los perfiles de

tensión del sistema. En todos los casos desarrollados se mejoraron los niveles de tensión de todos los nodos, garantizando siempre que estos valores estuvieran dentro de los límites permitidos por la normativa vigente En los casos propuestos se observa que al aumentar el número de generadores distribuidos que se conectan al sistema, el perfil de voltaje mejora significativamente, permitiendo que los niveles de voltaje se mantengan más estables, debido a que se reducen las caídas de tensión entre los nodos del sistema. (Richardot et al., 2006) demuestran el impacto positivo de la DG en el control de tensión de las redes de distribución. Los autores presentan un sistema para la coordinación y gestión eficiente de los niveles de tensión a través de la energía reactiva de la DG. (Viawan & Sannino, 2005) demuestran el efecto sobre las pérdidas en los feeders de baja tensión de redes con y sin DG. También presentan el apropiado tamaño de la DG y su operación para tratar de minimizar dichas pérdidas.

METODOLOGÍA PARA LA GESTIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA EN REDES CON PRESENCIA DE DG

El empleo de inversores de potencia con capacidad de generación de potencia reactiva en sistemas con elevada penetración de unidades de DG, en especial eólica y solar, facilita la gestión de grandes cantidades de potencia reactiva en el sistema. Dos aspectos destacan en las labores de planificación de los DSO a la hora de incorporar unidades de compensación de potencia reactiva en sus sistemas: por un lado, el punto óptimo de conexión y por otro el tamaño óptimo de dichas unidades.

Tradicionalmente, la gestión de la potencia reactiva en sistemas eléctricos estaba basada en la definición de complejas funciones objetivo y restricciones asociadas a la operación de los sistemas de potencia. En este trabajo, la definición del problema de gestión de potencia reactiva se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El sistema se considera equilibrado.
- Se considera únicamente la componente a la frecuencia fundamental de la potencia activa y reactiva.
- El tamaño de las unidades de potencia reactiva es tratada como una variable continua.
- La capacidad de generación de potencia reactiva de las unidades de DG consideradas viene dada por los diagramas PQ de las tecnologías empleadas en el estudio.

La gestión de potencia reactiva en una red con presencia de DG se ha formulado de la siguiente forma:

Función objetivo

El objetivo de incorporar de forma óptima inversores de potencia con capacidad de generación en el sistema es maximizar la capacidad de abastecimiento de la demanda de un sistema de distribución con unidades de DG. Para ello se ha seleccionado una función objetivo en la cual se va a maximizar la carga del sistema.

$$\text{Max } F(x) = \lambda \qquad (1)$$

Donde:

- x es el vector de variables del sistema: parámetro de carga del sistema, puntos de conexión y tamaño de las unidades de compensación de potencia reactiva.
- λ es la cargabilidad del sistema, máxima carga admisible en el sistema que respeta los límites de tensión establecidos (desviaciones del $\pm$5% p.u.).

Restricciones

Las restricciones empleadas en la gestión óptima de la potencia son las siguientes:

- Ecuaciones del flujo de cargas.
- Límites de tensión en los nudos, estableciéndose un rango de valor admisible del $\pm$5% p.u.

- Límites de capacidad de generación de las unidades de generación presentes en el sistema.
- Límites térmicos de líneas y transformadores.

Escenarios de carga

El presente estudio trata de realizar una gestión de la potencia en una red smartgrid centrándose en los aspectos relacionados con la estabilidad de tensión de los sistemas de potencia. Para ello es necesario desarrollar unos escenarios de carga que permitan determinar las condiciones de máxima cargabilidad admisibles por el sistema. Dichos escenarios de carga se van a generar a partir de las siguientes ecuaciones (2)-(3):

$$P_D(\lambda) = P_{D0}(1+\lambda K) \quad (2)$$

$$Q_D(\lambda) = Q_{D0}(1+\lambda K) \quad (3)$$

Donde

- P_{D0} y Q_{D0} son la potencia demanda en el sistema incial.
- K es una constante que designa el ratio de modificación de la carga.
- λ representa el parámetro de carga (λ=0 representa la condición inicial de carga).

RESULTADOS

La metodología propuesta para la gestión de la potencia se ha aplicado a la red IEEE de 34 nudos [Salama & Chikhani, 1993]. La determinación del tamaño y punto de conexión óptimo de los dispositivos de compensación de potencia reactiva se ha realizado mediante un Algoritmo Genético (AG) que ha contemplado tres escenarios de penetración de generación eólica: 25%, 50% y 75%. La tabla 3 muestra los resultados del proceso de optimización. En ella se puede apreciar cómo la incorporación de inversores de potencia con capacidad de generación en la red permite aumentar tanto el grado de penetración de la DG como la demanda abastecida en el sistema hasta límites cercanos al 75% de la carga base demandada.

Caseo	SVC localización	Q_{inj} (MVAr)	$\lambda_{máx}$
Sistema sin DG	-	-	0
25% de DG	27	2.77	0.06
50% de DG	11	2.95	0.30
	25	2.79	
75% de DG	10	2.15	0.74
	23	2.45	
	26	2.71	

Tabla III. Resultados del AG para la localización óptima de unidades SVC

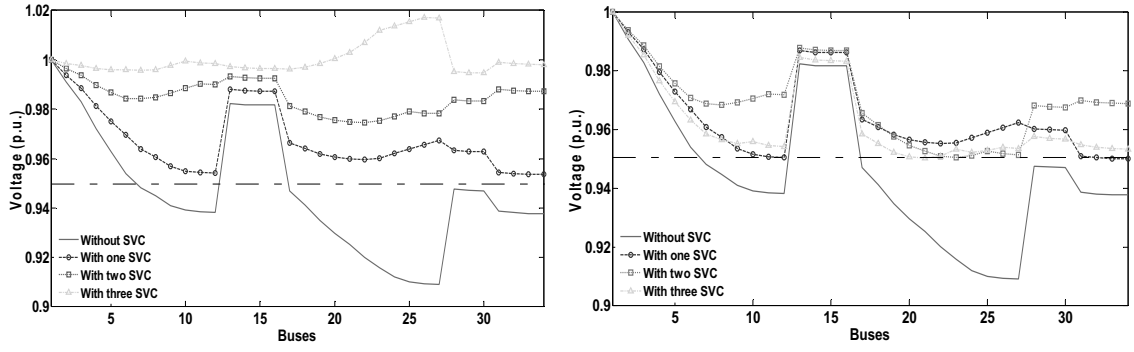


Figura 1. Perfil de tensiones para la red de estudio, demanda base y tres grados de penetración de DG
Figura 2. Perfil de tensiones para la red de estudio, máxima cargabilidad y tres grados de penetración de DG

Las figuras 1 y 2 muestran los perfiles de tensión del sistema de estudio para demanda base y máxima cargabilidad del sistema, ante los 3 escenarios de penetración de DG del estudio. Se puede observar que, gracias a la incorporación óptima de los inversores de potencia, es posible aumentar la carga abastecida en el sistema manteniendo la tensión dentro de los límites establecidos.

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha desarrollado una metodología para la gestión óptima de potencia en redes Smartgrids con presencia de DG. Dicha gestión es realizada mediante un AG y se ha probado en una red de distribución bajo diferentes escenarios de integración de DG. A partir de los resultados obtenidos se puede comprobar que la gestión óptima de los dispositivos generadores en una red de distribución permite maximizar la penetración de la generación distribuida en la red de distribución manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico ante escenarios de demanda variable. Además, se ha comprobado cómo la integración óptima de la DG permite mantener la tensión en los nudos del sistema dentro de los límites establecidos.

REFERENCIAS

- González-Longatt, F., Hernández, A., Guillén, F., Terán, R., Peraza, C. & Gavorskis, E. ,2009. Efecto de la generación distribuida en la estabilidad de voltaje de los sistemas de potencia. In II Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica, Margarita (Venezuela), 3-5 junio.
- Hernández, L., 2014. Aplicación de técnicas no lineales y otros paradigmas en Smart Grid/Microgrid/Virtual Power Plant. PhD Universidad de Valladolid (España).
- Hamedani, M.E. & Arefifar, S.A., 2006. Distributed generation, reactive sources and network–configuration planning for power and energy–loss reduction. IEE Proceedings–Generation, Transmission & Distribution, 153(2):127–136.
- López, M., Gallego, R.A. & Hincapié, R.A., 2010. Mejoramiento del perfil de tensión en sistemas de distribución usando generación distribuida. Scientia et Technica Año XVI, 44:310–315.
- Nissen, M.B., 2009. High performance development as distributed generation. IEEE Potentials, 28(6):25–31.
- Richardot, O., Viciu, A., Besanger, Y., Hadjsaid, N. & Kieny, C., 2006. Coordinated Voltage Control in Distribution Networks Using Distributed Generation. In 2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas (US), 21-24 mayo.
- Salama, M.M.A. & Chikhani, A.Y., 1993. A simplified network approach to the VAR control problem for radial distribution systems, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 8, No. 3: pp 1529-1535.
- Trebolle, D., Frías, P., Maza, J.M. & Martínez, J.L., 2012. El control de tensión con generación distribuida en redes de distribución. Revista Anales, marzo-abril.
- Trebolle, D., Frías, P., Maza, J.M., Martínez, J.L. & Tello, J., 2013. El control de tensión con generación distribuida en redes de distribución (II). Revista Anales, marzo-abril.
- Viawan, F. & Sannino, A., 2005. Voltage control with distributed generation and its impact on losses in LV distribution systems. In 2005 IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg (Russia), 27-30 junio.

GRUPO DE INTERPLATAFORMAS DE ALMACENAMIENTO

Luis Manuel Santos Moro, Jefe de I+D y Mejora Continua/EDP, Coordinador, Grupo de Interplataformas de Almacenamiento

Resumen: El almacenamiento de energía está llamado a ser uno de los factores clave para la integración de las energías renovables. Sin embargo, en España no había ninguna iniciativa que aglutinase a los actores relevantes en el sector del almacenamiento energético y siendo necesario coordinar sus actividades se creó en 2014 el Grupo de Interplataformas de Almacenamiento-GIA. El GIA está formado por diversas entidades, públicas y privadas del ámbito empresarial y la investigación, que por su actividad están relacionadas de alguna forma con el almacenamiento de energía. El GIA se ha estructurado en 7 subgrupos de trabajo orientados a aspectos específicos de las distintas tecnologías de almacenamiento. En este documento, se recogen las principales conclusiones obtenidas por cada uno de los grupos y se resumen las principales capacidades y proyectos realizados en el ámbito del almacenamiento en España.

Palabras clave: Almacenamiento de Energía, Grupo Interplataformas, Almacenamiento (GIA)

INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de energía está llamado a ser uno de los factores clave para casar la oferta y la demanda de energía eléctrica en un entorno de mayor participación de la generación no despachable de origen renovable. En Europa se han puesto en marcha diversas iniciativas de apoyo al almacenamiento en las que se reconoce su relevancia futura. Alguna de estas iniciativas son el programa Horizon 2020 de investigación y desarrollo y el SET Plan 2007 de la Comisión Europea y el Joint Programme de Energy Storage de la European Energy Research Alliance.

En España no existía hasta 2014 ninguna iniciativa que aglutinase a los actores relevantes en el sector del almacenamiento energético, siendo necesario coordinar a las diferentes entidades que lo conforman aunque sin crear una nueva Plataforma Tecnológica. En este marco, nace el Grupo de Interplataformas de Almacenamiento-GIA. El GIA está formado por diversas entidades, públicas y privadas del ámbito empresarial y la investigación, que por su actividad están relacionadas de alguna forma con el almacenamiento de energía. El GIA se subdividió en 7 subgrupos de trabajo, dependiendo de sus objetivos y la tecnología estudiada:

- **Subgrupo de Regulación**: donde se contemplan los aspectos regulatorios del almacenamiento de energía en España, Europa y en el resto del mundo.
- **Subgrupo de Integración en red y aplicaciones**: en este capítulo se recogen los aspectos necesarios para integrar el almacenamiento en la red.
- **Subgrupos de tecnologías existentes**: en estos grupos se han estudiado las distintas tecnologías existentes desde un punto de vista crítico, definiendo sus costes operativos y los principales retos a superar para ser tecnologías competitivas en el futuro. Estos grupos son: Almacenamiento Electroquímico, Almacenamiento Químico, Almacenamiento Térmico, Almacenamiento Mecánico, Almacenamiento Magnético.

Como resultado de los trabajos realizados desde su creación, en 2016 el GIA editó un documento en español[i] y otro en inglés[ii] en el que se recogen las principales conclusiones obtenidas durante el desarrollo de las actividades de cada uno de los subgrupos y que se resumen a continuación.

CONCLUSIONES GRUPO DE REGULACIÓN

El desarrollo de la regulación para sistemas de almacenamiento eléctrico se encuentra en una etapa inicial y en muy pocos países cuenta con un marco regulatorio favorable para su desarrollo y despliegue. Estados Unidos es el país con la regulación más avanzada, donde algunos estados han incluido leyes para facilitar su desarrollo; algunos países asiáticos como Corea del Sur, China o Japón están haciendo avances

significativos debido a las restricciones de sus sistemas eléctricos o por sus ambiciosas metas de cara al futuro mercado del almacenamiento eléctrico; en Europa, Alemania destaca en el desarrollo de la regulación debido al alto grado de energía renovable a incorporar en el sistema, seguida de Reino Unido, Suecia e Italia.

Situación regulatoria en España

Los sistemas de almacenamiento de energía no están recogidos en el marco regulatorio español a excepción del bombeo hidráulico (considerado un sistema de generación convencional) y el almacenamiento térmico asociado a plantas solares térmicas. No obstante, todas las plantas de generación y consumo han de estar registradas para poder operar. En las islas Canarias existe una mayor iniciativa de almacenamiento respaldada por la ley 17/2013 en la que se recoge que el operador del sistema será el titular de las nuevas instalaciones de bombeo cuando su finalidad sea la garantía del suministro, la seguridad del sistema o la integración de energías renovables no gestionables. En los últimos años se han desarrollado algunas normas relacionadas con el almacenamiento. El Decreto-Ley 6/2010 recoge la figura de "Gestor de carga del sistema como proveedores de servicios de recarga" que es aquel que, siendo consumidor, está habilitado para la reventa de energía eléctrica para la recarga del vehículo eléctrico. Leyes posteriores, como el RD 647/2011 y el RD 1699/2011 especifican que no podrá intercalarse ningún elemento de almacenamiento eléctrico desde el circuito de generación hasta el equipo de medida (las CCAA pueden autorizarlos en caso de que no viertan a la red según el REBT). La aparición del RD 900/2015, por el que se regula el autoconsumo, modificó la situación anterior, permitiendo la instalación de elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo bajo determinadas condiciones. Dependiendo de la modalidad de autoconsumo, el dispositivo de almacenamiento puede ser usado para regular la energía generada y/o demandada de la red para minimizar el coste de la electricidad (suministro con autoconsumo con potencia contratada de 100kW) o para verter electricidad a la red con contraprestación económica (modalidad de producción con autoconsumo sólo si está acogido a retribución específica). Los sistemas de almacenamiento deberán ser utilizados por un único consumidor final.

Aspectos regulatorios de las tecnologías inmaduras. Retos

Las instalaciones piloto se rigen por la normativa general, por lo que:

- Falta regulación para la operación de determinadas tecnologías de acumulación. Existen dificultades/restricciones para la obtención de permisos, licencias y autorizaciones y para el uso de redes de distribución y transmisión.
- Faltan políticas y normas que impongan estándares uniformes que eviten costes adicionales de interconexión a redes de distribución, siendo necesario un marco de actuación para la demostración de tecnologías inmaduras.

CONCLUSIONES GRUPO DE INTEGRACIÓN EN RED Y APLICACIONES

El almacenamiento es una potente herramienta para la operación del sistema para integrar renovables, manteniendo la estabilidad de las redes, aunque no sólo en estos casos. La generación intermitente requiere una potencia de *back up* que en muchas ocasiones no tiene la respuesta rápida que el almacenamiento sí puede aportar. Por su parte, la integración del almacenamiento en la red es una etapa crítica, ya que puede introducir distorsiones que han de ser definidas y controladas. El impacto en las redes de los sistemas de almacenamiento de energía puede desglosarse en 4 grupos o aspectos:

- Comportamiento frente a cortocircuito: el protocolo de operación depende de la ubicación de la falta. Además, la existencia de sistemas de almacenamiento en la red puede reducir la potencia de cortocirtuito y minimizar los requisitos de la aparamenta instalada. Como contrapartida, la reducción de la potencia de cortocircuito haría la red más débil y sensible a perturbaciones

- Mejora de redes insulares o redes: el sistema de almacenamiento permite reducir las fluctuaciones de frecuencia de la red, puede actuar como soporte frente a huecos de tensión y reducir el deslastre de cargas y picos de consumo.
- Calidad de onda: la presencia de sistemas de almacenamiento puede tener un efecto positivo, ya que podría favorecer la eliminación del flicker (fenómeno de baja frecuencia) y otro negativo, ya que la electrónica de potencia asociada al sistema de almacenamiento puede producir un incremento de los armónicos de la red.

Retos para la integración en red:

- Necesidad de superar aspectos regulatorios y económicos.
- Los sistemas de almacenamiento permiten mayor interoperabilidad con la red (bidireccionalidad) a la vez que la hacen más compleja. Serán necesarias por tanto, nuevas estrategias de gestión.
- Antes de instalar los sistemas de almacenamiento en la red es necesario conocer parámetros críticos como máxima potencia, huella (peso y dimensiones), sistemas de seguridad, etc.

CONCLUSIONES GRUPO DE ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

Las tecnologías de almacenamiento electroquímico se caracterizan por una elevada eficiencia y una autodescarga considerable, si se comparan con otras tecnologías de almacenamiento como por ejemplo, hidráulico o químico. Son, muy útiles en sistemas de almacenamiento a corto plazo que requieren cargas y descargas frecuentes. Su coste está mayoritariamente condicionado por la capacidad más que por la potencia ya que están más limitados por la cantidad de energía que almacenan que por la rapidez de entrega. Las tecnologías que se engloban en este grupo tienen distinto grado de madurez. Se dispone de tecnologías comerciales (por ejemplo, baterías de plomo) y también de tecnologías que están aún desarrollándose a nivel laboratorio (baterías Na-ion). Los costes de las principales tecnologías con suficiente grado de madurez como para ser cuantificados se indican a continuación (Bradbury, 2010):

Tecnología	Coste máximo (€/kWh)	Coste mínimo (€/kWh)
Pb ácido	300	125
NiCd	1200	500
Li-ion	2000	400
NaS	400	200
ZEBRA (Na-Cl2Ni)	170	85
VRB (Baterías Redox de Vanadio)	850	125

Tabla I. Costes de operación por tecnología

Algunos retos a superar por las tecnologías electroquímicas son reducir costes, incrementar la densidad energética y el rendimiento de potencia, vida útil y el número de ciclos de recarga.

CONCLUSIONES GRUPO ALMACENAMIENTO QUÍMICO

En el almacenamiento químico la energía es almacenada en energía química en moléculas que mantienen en sus enlaces la energía entregada. Se trata de una energía fácilmente transportable y con una densidad energética que puede ser muy elevada. La recuperación de la energía puede realizarse a través de la transformación en energía eléctrica o térmica. Las principales moléculas empleadas para almacenar energía son hidrógeno (H_2) y metano (CH_4).

El grado de madurez de las tecnologías es variable, situándose en un TRL 9 los electrolizadores alcalinos y algunos electrolizadores PEM, estando el resto en fase de demostración o en desarrollo temprano. La evaluación de costes en el grupo de tecnologías de almacenamiento químico se hace en base a los kg de H_2 o m^3 de CH_4 generados. La Tabla II muestra los costes actuales y los previstos en 2030:

Tecnología	precio c€/ kWh H_2 (2015)	precio c€/kWh CH_4 (2015)	precio c€/ kWh H_2 (2030)	precio c€/ kWh CH_4 (2030)
Electrolizadores alcalinos, PEM y SOEC	9-15		<0,9	
Co-electrolizadores	n.d.			<15
Metano sintético Metanación, Biometano		25-32		<15
Fotosíntesis Artificial Sistemas foto electro catalíticos PEC para H_2; PEC (refinería solar) y Termo Solares para combustibles solares (	12-18 (PEC H_2) Resto n.d		<0,8 (PEC H_2)	<2,2 (Metanol) Refinería solar <3,4(Metanol) Termo solares
Electricidad a Gas (Power to Gas)		35-45		<0,22
Electricidad a Líquidos (Power to Liquid)	n.d.			<2,2 (Metanol)

Tabla II. Costes actuales y estimados de las tecnologías de almacenamiento químico

El principal reto al que se enfrentan las tecnologías de almacenamiento químico es aumentar la vida media de los equipos. Otras barreras a superar son incrementar la eficiencia de algunas tecnologías (como por ejemplo los electrolizadores), escalar las tecnologías a nivel industrial (sistemas de fotosíntesis artificial) o mejorar las prestaciones de los catalizadores (por ejemplo, los empleados en sistemas PtG o para producir biometano entre otros).

CONCLUSIONES GRUPO ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Los sistemas de almacenamiento térmico permiten almacenar energía de forma eficiente, posibilitando el uso de energías renovables o focos térmicos más favorables con disponibilidad intermitente en el tiempo (calor residual, energía solar, frío ambiente). Estas tecnologías se agrupan en según la tecnología de almacenamiento en: **sensible**: lechos sólidos, depósitos de agua, intercambio de calor con el terreno; **latente**: materiales de cambio de fase (PCM), hielo y **termoquímico**: reacciones termoquímicas y reacciones de sorción/desorción.

El grado de madurez de las tecnologías de almacenamiento térmico depende fuertemente de su aplicación. Así por ejemplo, el empleo de TCM (Materiales Termoquímicos) para la regulación de la temperatura en productos sensibles son tecnologías comerciales con un TRL 9 y sin embargo, el uso de TCM en plantas termosolares o para calefacción y refrigeración y para transporte de energía térmica tiene un TRL comprendido entre 0-4 estando estas tecnologías mayoritariamente en fase embrionaria. Los costes, en €/kWh recuperado en forma de calor, dependen de la tecnología:

- **TCM**: Para aplicaciones de menos de 2500 kW, coste entre~0,05-0,01 €/kWh.
- **PCM**: Para aplicaciones comprendidas entre~ 4000 - 9000 kW, coste entre~0,15-0,055 €/kWh.
- **Sensible**: Para aplicaciones comprendidas entre~ 2500 - 9500 kW, coste <<0,01 €/kWh.

Los retos a superar por estas tecnologías dependen del tipo, aunque tienen en común el elevado coste y las limitaciones de los materiales (estabilidad, rendimiento, costes). Las tecnologías de calor sensible, suman a éstas su baja capacidad, las temperaturas de trabajo, la dificultad de regulación e integración en el sistema. Las tecnologías de calor latente se enfrentan a su vez a un bajo rendimiento y temperaturas de trabajo. En caso de las tecnologías de almacenamiento termoquímico han de superar barreras técnicas referentes al diseño del reactor y reducir su complejidad.

CONCLUSIONES GRUPO ALMACENAMIENTO MECÁNICO

Se han estudiado dos tecnologías: almacenamiento en forma de energía mecánica cinética de rotación (volantes de inercia, en adelante KESS, movidos por una máquina eléctrica que a su vez está accionada por un convertidor de potencia) y el almacenamiento en forma de energía mecánica potencial de grandes masas de agua (hidrobombeo, en adelante CHR, basados en bombear agua de un depósito superior a otro inferior). El TRL de ambas tecnologías es 9, sin embargo, se continúa trabajando en algunos componentes para mejorar su rendimiento, como por ejemplo, en máquinas eléctricas síncronas de imanes permanentes para la tecnología KESS que tienen un TRL inferior a 7. Los KESS son competitivos son

aquellas aplicaciones en las que el tiempo de descarga es inferior a la hora. Se han recogido los costes (DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook) actuales para aplicaciones de energía (muy superiores a los que deberían ser) y de potencia (valores más ajustados). En lo que se refiere al CHR (BC Hydro 2010), los costes referidos a la aplicación de potencia están más ajustados mientras que aquellos que se refieren a la aplicación de energía dependen fuertemente del emplazamiento.

Costes actuales de los KESS por aplicación	Costes actuales de los KESS por aplicación	€/kW
Regulación de frecuencia	7.358-8.302	1.840-2.075
Sistema de alimentación ininterrumpida (UPS)	9.434-66.038	236-755
Costes de las CHR	**€/kWh**	**€/kW**
Centrales de bombeo reversibles	50,94-547 (agua dulce); 243-524 (agua salada)	1.415-5.660

Tabla III. Costes de generación de las tecnologías de almacenamiento mecánico.Fuente: Elaboración propia a partir de datos de referencias indicadas

Los principales retos a superar por los KESS son los costes, el peso y la introducción de materiales compuestos en su fabricación, entre otros. Los principales retos a superar de la tecnología CHR considerando una planta completa, se refieren al desarrollo de sistemas de control de potencia activa, servir de apoyo a la generación renovable o evaluar el hidrobombeo subterráneo

CONCLUSIONES GRUPO ALMACENAMIENTO MAGNÉTICO

El almacenamiento magnético se basa en establecer un campo magnético en una bobina Superconductora. El sistema SMES *(Superconducting Magnetic Energy Storage)*, permite la construcción de bobinas con alta densidad de corriente que generan campos magnéticos con elevada densidad de flujo y muy bajo consumo de energía. Los elementos básicos del sistema SMES son: una bobina superconductora, un sistema criogénico para mantener el estado superconductor, un sistema electrónico de control y protección de la bobina y la electrónica de potencia que permite el acoplo a la red tanto para almacenar energía como para retornarla. Dentro de la tecnología SMES se pueden encontrar superconductores de baja temperatura crítica, muy maduros con un TRL 9 y superconductores de alta temperatura crítica en fase de demostración con un TRL5. El coste de inversión de los sistemas SMES está relacionado esencialmente con la tecnología usada y su función. Durante los trabajos del GIA se determinó el capital invertido por unidad de energía respecto a la potencia instalada de los sistemas híbridos con hidrógeno líquido (Sander M., 2010). Las tecnologías de almacenamiento magnético deben superar algunos retos como abaratar costes, mejorar materiales y dispositivos, aumentar rendimiento y definir el impacto de la conexión de estas tecnologías a la red.

Costes actuales por tecnología	€/kWh ¡Error! Marcador no definido.	€/kW
LIQHYSMES (50 MW)	850-7.550	189-849
SMES gran tamaño	377-9.434	377-4150

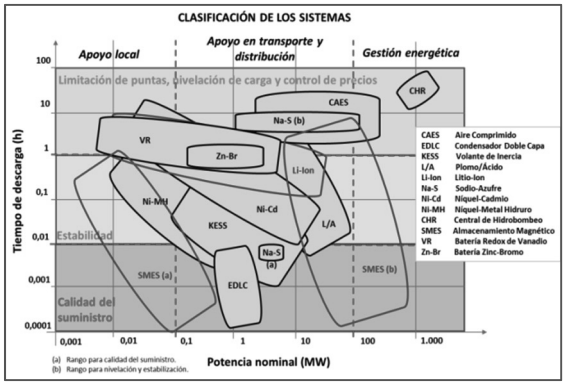
Tabla IV. Relación de capital invertido por unidad de energía respecto a su relación a la potencia instalada

PROPUESTA DE NUEVOS GRÁFICOS DE COSTE Y DE POTENCIA-ENERGÍA DE CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS

En el GIA también se recabó información para actualizar los gráficos de potencia energía y de costes de inversión por cada una de las tecnologías. En rojo, las modificaciones propuestas por el GIA a los gráficos existentes. Para el almacenamiento químico, dado que muchas de sus tecnologías están en un TRL inferior a 8, es prematuro definir costes de inversión. Los costes del almacenamiento térmico, dado que el producto final es proveer demanda térmica, se consideraron por separado.

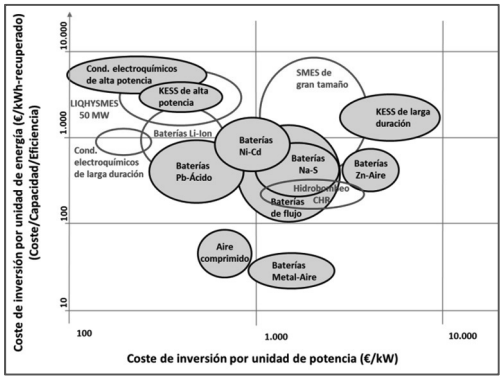
Las entidades que han declarado disponer de capacidades técnicas en almacenamiento son: Incar CSIC y el Battery Lab de la Universidad de Oviedo en Asturias, Cegasa Portable Energy, Universidad del País

Vasco, IK4 Tekniker, IK4 Ikerlan, IK4 Cidetec, Tecnalia y CIC Energigune en el País Vasco, CENER en Navarra, Fundación para el desarrollo de nuevas tecnologías del hidrógeno en Aragón e Instituto I3A de la Universidad de Zaragoza en Aragón, IREC e ICMAB-CSIC en Cataluña, Instituto de Ingeniería Energética en la Comunidad Valenciana, Centro Nacional del Hidrógeno y Universidad de Castilla la Mancha en Castilla la Mancha, Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial, Adif, Ciemat, Universidad Carlos III y el Instituto IMDEA Energía en Madrid y Abengoa-Inabensa en Andalucía.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos compilados durante el trabajo del GIA

Figura 1. Clasificación de los sistemas en función del tiempo de descarga y la potencia nominal según el GIA



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos compilados durante el trabajo del GIA

Figura 2. Propuesta de costes de inversión por unidad de potencia y energía según las conclusiones del GIA

Se han registrado 227 proyectos, que se han clasificado por tipo de almacenamiento y origen de la financiación:

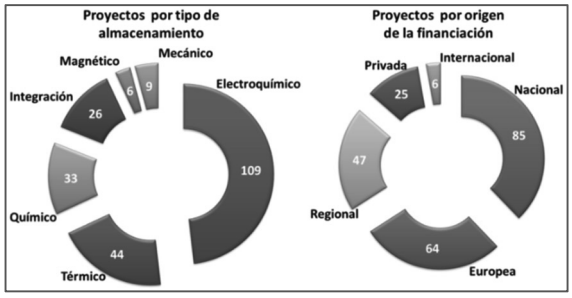


Figura 3. Clasificación de los proyectos inventariados por el GIA. Estado a Julio de 2016

REFERENCIAS

- Bradbury, K. "Energy Storage Technology Review", 2010
- DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Akril, Huff, Currier, Kaun, Rastler, Bingqing, Cotter, Bradshaw, and Gauntlett. Sandia National Laboratories. y Electricity Energy Storage Technology Options. A white paper Primer on Applications, Costs and Benefits. Electric Power Research Institute (EPRI). Diciembre 2010.
- BC Hydro, Pumped storage at Mica generating station, Preliminary cost estimate, 2010.
- Sander M." LIQHYSMES -Multi-Functionality Hybrid Energy Storage Systems Incorporating SMES" IEA-HTS-IA-ExCo-Meeting,Lausanne, May 2013

[i] http://www.futured.es/documentosdownload-info/download-info/almacenamiento-estado-las-tecnologias-gia/

[ii] http://www.futured.es/documentosdownload-info/download-info/state-of-the-art-of-energy-storage-regulations-and-technology-gia/

PLATAFORMA VIRTUAL DE VALIDACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE ELECTROLIZADORES CON ENERGÍAS RENOVABLES Y DESARROLLO DEL CONTROL PARA PLANTAS POWER TO GAS

Daniel Hidalgo Serrano, Ingeniero Unidad Simulación y Control, CNH2
Mónica Sanchez Delgado, Responsable Unidad de Desarrollo y Validación de Sistemas, CNH2
Gonzalo Manjavas Ortiz, Ingeniero Unidad de Desarrollo y Validación de Sistemas, CNH2

Resumen: Con el aumento del uso de las energías renovables, cada vez se hace más necesario el desarrollo de algoritmos de control más específicos, capaces de gestionar múltiples tecnologías de almacenamiento. Para el desarrollo y validación de dichos algoritmos es necesario el desarrollo de plataformas de simulación que permitan validar el algoritmo, interactuando con los equipos físicos para poder validar cuál sería su respuesta real, siguiendo la filosofía Hardware in the Loop (HIL), ante perfiles renovables de generación eléctrica. La plataforma que se presenta en este trabajo permite reproducir diferentes perfiles reales fotovoltaicos y eólicos, pudiendo el sistema interpolar los datos para obtener resoluciones de 1 segundo en los perfiles reproducidos. A su vez, la plataforma permite incluir en la simulación un sistema auxiliar de almacenamiento basado en supercondensadores. Los diferentes escenarios se reproducen en tiempo real en un entorno simulado al cual es conectado el equipo físico y sometido realmente a las fluctuaciones de energías simuladas en el entorno virtual. Todo este proceso está monitorizado y los datos son almacenados para su posterior análisis.

Palabras clave: Microrredes, Power to Gas, Gardware in the Loop, Electrolizador, Renovables

INTRODUCCIÓN

Esta plataforma ha sido desarrollada y utilizada en el proyecto RENOVAGAS , con número de expediente RTC-2014-2975-3 financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad, cuyo objetivo general (dentro del concepto Power to Gas PtG) es el desarrollo de una planta de producción de gas natural sintético (GNS) a partir de la producción electrolítica de hidrógeno mediante energías renovables y su metanación a través de la combinación de ese hidrógeno con una corriente de biogás, de manera que el gas natural obtenido sea totalmente renovable. El concepto de este conjunto de procesos permite una conexión y gestión inteligente entre la red eléctrica y la red de gas natural, que son las dos principales redes de distribución energética existentes en la mayoría de países desarrollados, y con las energías renovables, que suponen en muchos casos un problema para los gestores de dichas redes por las anomalías potenciales que pueden introducir en las redes con su implantación masiva. Para el proyecto RENOVAGAS se ha trabajado en un sistema de control y monitorización avanzado, dentro del cual se ha desarrollado esta plataforma virtual cuyo objetivo es la implementación y validación de un algoritmo de control que permita la integración óptima del electrolizador con energías renovables y con el resto de la planta PtG. El algoritmo de control busca maximizar el aprovechamiento de las energías renovables intentando minimizar el deterioro del electrolizador.

DESARROLLO DE PLATAFORMA VIRTUAL DE VALIDACIÓN

El desarrollo de la plataforma virtual de validación ha estado asociado al montaje de una planta piloto junto con la puesta a punto de un sistema de control apropiado para ésta, ambos descritos en los siguientes apartados.

Descripción de la instalación

El diseño, montaje y operación de la planta piloto desarrollada dentro del proyecto Renovagas ha tenido como objetivo el disponer de una planta de producción de gas natural sintético (GNS) a partir de la

producción electrolítica de hidrógeno mediante energías renovables y su metanación a través de la combinación con una corriente de biogás de manera que el gas natural obtenido sea totalmente renovable. En la Figura 1 se muestra un detalle de la planta piloto la cual se ha montado en un container marítimo de 20 ft.



Figura 1. Detalle de la planta piloto del proyecto Renovagas en el interior del container

En lo relacionado con el equipamiento, los equipos más representativos son un sistema de generación de hidrógeno (electrolizador) junto con un sistema de almacenamiento de hidrógeno asociado, un sistema de compresión de biogás y un reactor de metanación. Los servicios auxiliares se componen de un sistema de alimentación de agua desionizada, un sistema de nitrógeno como inerte y un sistema de alimentación eléctrica que suministra al electrolizador la potencia necesaria para su funcionamiento, mediante un bus de alterna en trifásica dimensionado para una potencia pico consumida por el equipo a 400 V de 11,6 kW. Prestando especial atención al caso del electrolizador, éste se corresponde con un electrolizador alcalino avanzado de la empresa ACTA SPA, basado en membranas de intercambio aniónico, capaz de generar un caudal de hidrógeno de hasta 2 Nm^3/h con un consumo nominal de 4,8 kWh/Nm^3.

Sistema de control

El sistema de control está integrado por un PLC software con sistema operativo en tiempo real, encargado de acondicionar todas las señales digitales y analógicas y suministrar las señales adecuadas para actuar sobre los elementos de control instalados en la instalación. Dichas señales se encuentran repartidas a lo largo de una periferia distribuida, cuya comunicación con el PLC se establece mediante EtherCAT (un protocolo para tiempo real), posibilitando frecuencias de muestreo y de actuación muy superiores a la dinámica de los elementos de la instalación.

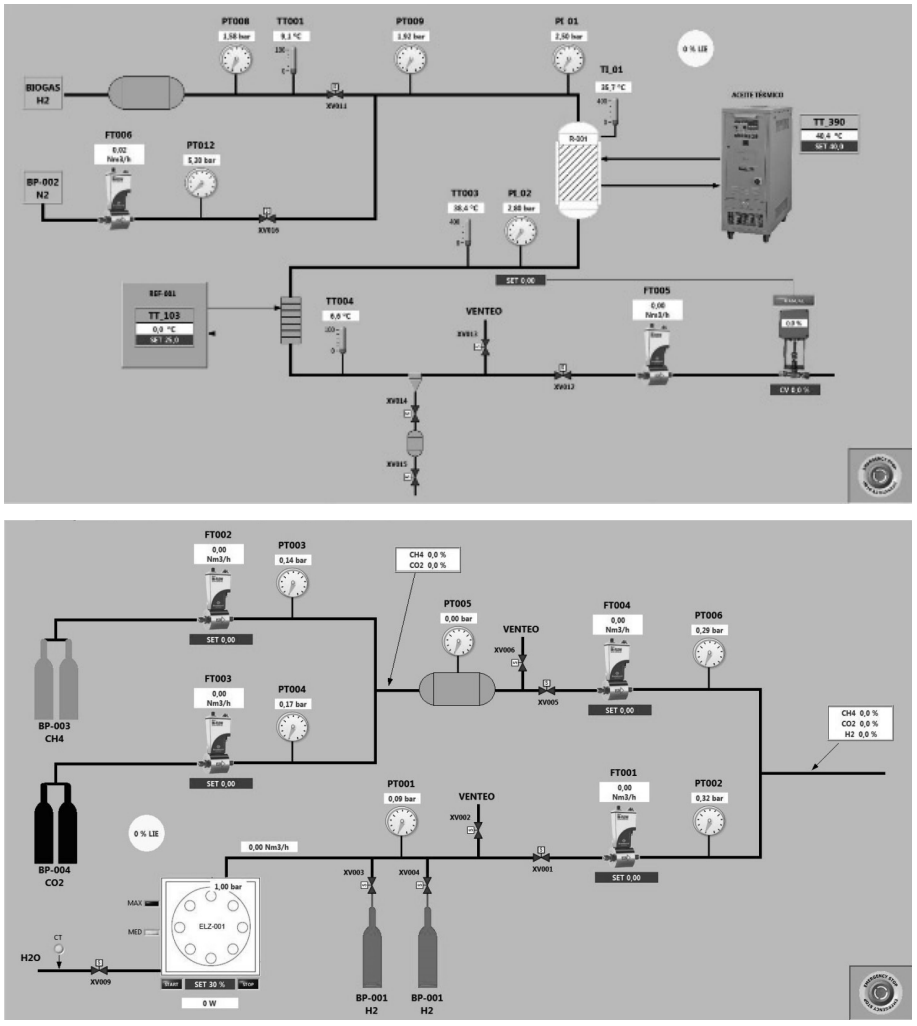


Figura 2. SCADA planta metanación

Para los ensayos de integración del electrolizador con las energías renovables, objeto de este estudio, se ha creado un SCADA específico en el que se implementa un entorno virtual donde se introducen los datos reales del comportamiento del electrolizador, posibilitando el análisis de cómo sería la integración del electrolizador con unas energías renovables simuladas, pero utilizando datos reales de respuesta del electrolizador en la simulación. El entorno virtual está compuesto por una microrred en la que se incluyen paneles fotovoltaicos el aerogenerador el consumo del edificio, el electrolizador, un sistema de almacenamiento auxiliar en supercondensadores y la conexión a la red eléctrica. Para recrear un ensayo es necesario introducir los perfiles que deben seguir las fuentes de energía fotovoltaica y eólica, el perfil de consumo del edificio, estableciendo y a partir de qué hora del día se quiere comenzar la simulación a través del entorno virtual. En el SCADA se dispone de una representación visual (ver figura 3) del estado global de esta microrred simulada donde se puede ver en todo instante cual es el reparto de energía, determinando en que momentos es necesario que se aporte energía en la microrred desde la red eléctrica y en qué momentos se tienen excedentes de energía que son inyectados en la red eléctrica. La mejor o peor integración del electrolizador con los perfiles de energías renovables configurados se verá reflejada en participación de la red eléctrica durante el ensayo, cuanto menos participe mejor será esa integración, intentando evitar en todo momento que se produzca una inyección de potencia en la red eléctrica desde la microrred (provocada por excedentes de generación) y minimizando todo la posible la potencia requerida desde la red eléctrica para el funcionamiento de la microrred (provocado por defectos de generación).

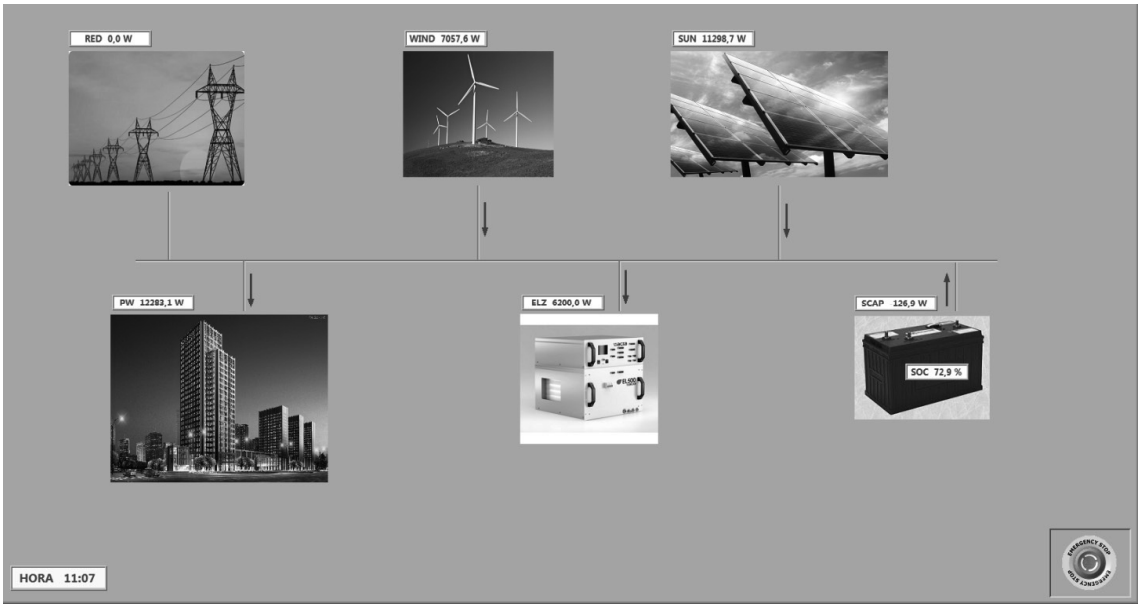


Figura 3. SCADA entorno virtual

VALIDACIÓN ALGORITMO DE CONTROL

Algoritmo de control del electrolizador

Para el funcionamiento automático del electrolizador se desarrollado un algoritmo de control cuyo funcionamiento se quiere validar mediante el sistema. En dicho algoritmo se dispone de una serie de variables modificables desde el SCADA para configurar su comportamiento.

Para determinar cuándo encender el electrolizador existe un valor de potencia umbral (ON), de tal forma que cuando el excedente de potencia eléctrica generado supere dicho umbral durante un tiempo determinado el electrolizador se enciende. Este valor de potencia umbral está configurado de tal forma que sea superior al consumo de los sistemas de funcionamiento del BOP del electrolizador (el consumo mínimo que puede tener el electrolizador una vez encendido). Del mismo modo hay otro valor de potencia umbral (OFF) por el que una vez que el electrolizador está funcionando, si el excedente de potencia eléctrica es inferior a ese umbral durante un determinado tiempo, entonces el electrolizador se apagaría.

Una vez que el electrolizador está encendido y ha pasado la fase de arranque, el electrolizador pasaría a un modo de funcionamiento de máxima potencia. Electrolizador intentará establecer su consigna de funcionamiento de tal forma que aproveche todo el excedente de energía renovable disponible, sin llegar a consumir más de la energía disponible (lo que provocaría que la red eléctrica tuviera que suministrar el exceso de energía consumido por el electrolizador). Para establecer el punto de funcionamiento del electrolizador, se analiza el aporte de potencia desde la red eléctrica cada cierto tiempo (tiempo actualización salida) y si esta fuera de unos los límites (límites Smith Trigger, MAX, MIN) se modifica el valor de consigna de forma gradual hasta que el aporte de la red eléctrica se encuentre dentro de esos límites. El hecho de que la consigna vaya modificándose en incrementos cada cierto tiempo garantiza que al stack del electrolizador no se le apliquen cambios bruscos de consigna, lo cual supondría una degradación más rápida del electrolizador. Esto implica que utilizando únicamente el electrolizador como sistema de almacenamiento sea muy difícil seguir con precisión el excedente de energía, provocándose desviaciones tanto por exceso como por defecto, que provocan que se esté inyectando potencia y consumiendo pequeñas potencias de la red eléctrica, lo cual no es deseable. Para evitar esta situación es necesario integrar un sistema de almacenamiento auxiliar con una dinámica mucho mayor. La capacidad de dicho sistema auxiliar no tiene que ser muy alta, puesto que su función no será la de almacenar energía

en sí, sino la de absorber las pequeñas desviaciones que se producen por culpa de la dinámica lenta del electrolizador. Para estos experimentos se ha decidido añadir como sistema auxiliar de almacenamiento unos supercondensadores.

Para el comportamiento del sistema de energía auxiliar basado en supercondensadores, se puede establecer cuál es la capacidad máxima de almacenamiento en Watios hora, cual es la potencia máxima que es capaz de absorber o entregar el sistema auxiliar, la eficiencia entre la energía almacenada y la energía que se recupera del sistema auxiliar. Además, se puede configurar una energía mínima de arranque la cual impide que el electrolizador se encienda mientras no haya suficiente energía almacenada en el sistema auxiliar capaz de proporcionar la potencia consumida por el electrolizador durante el arranque.

Ensayo en entorno simulado

Se ha realizado una serie de ensayos enfocados en la optimización de los valores del algoritmo de control, con el objetivo de validar el funcionamiento en diferentes situaciones (perfiles EERR y curva demanda en verano/ invierno, funcionamiento de fotovoltaica en MPPT o a demanda, operación con y sin sistemas auxiliares de almacenamiento).

En este artículo se presenta el resultado para una situación de invierno y otra de verano. En la Figura 4 se muestra el resultado de un ensayo de invierno con la instalación y en la Figura 5 un ensayo de verano, partiendo de perfiles de renovables correspondientes para fotovoltaica y eólica. Como consideraciones previas debe tenerse en cuenta que la línea en color negro representa la intervención de la red eléctrica durante el ensayo, que idealmente debería de estar marcando todo el rato el valor cero. El resto de líneas indican la potencia aportada para el caso de la fotovoltaica (línea naranja) y la eólica (línea verde), y la potencia consumida para el caso del electrolizador (línea azul), las cargas del edificio (línea roja) y el comportamiento del supercondensador (línea rosa). En el caso de la potencia de la red eléctrica, valores positivos indican que la red eléctrica está inyectando potencia en la microrred y valores negativos suponen que es la microrred quien inyecta potencia en la red eléctrica. Al haber penalizaciones en el caso de inyección de potencia en la red eléctrica, se debe de evitar que la línea que representa la red eléctrica tenga valores negativos. Para el sistema de supercondensadores valores positivos indican que el sistema auxiliar está inyectando potencia en la microrred y valores negativos indican que se está almacenando energía en el sistema auxiliar, absorbiendo por tanto potencia de la microrred.

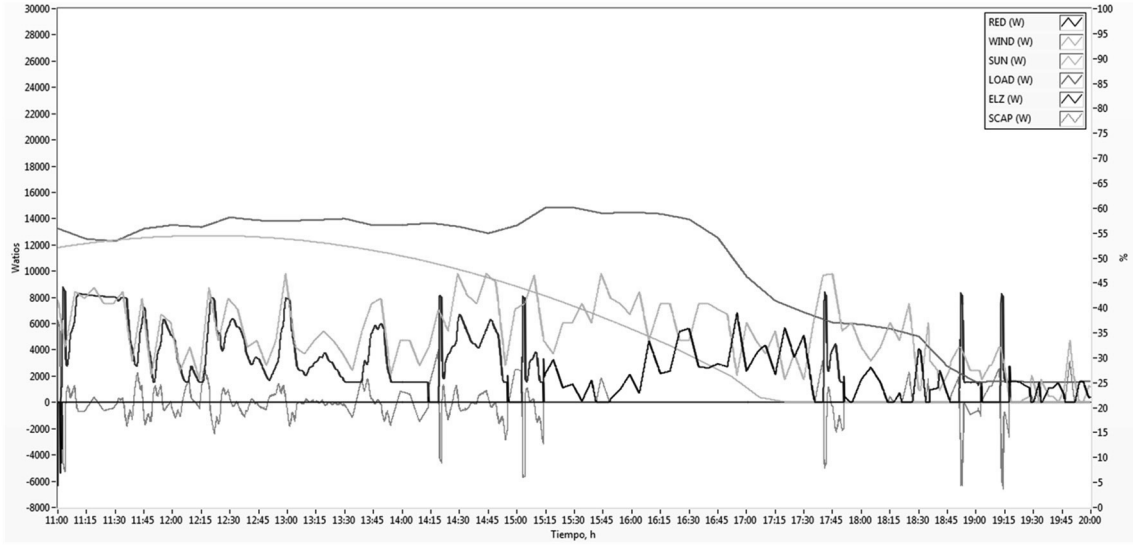


Figura 4. Ensayo invierno con fotovoltaica MPPT y sistema auxiliar de almacenamiento

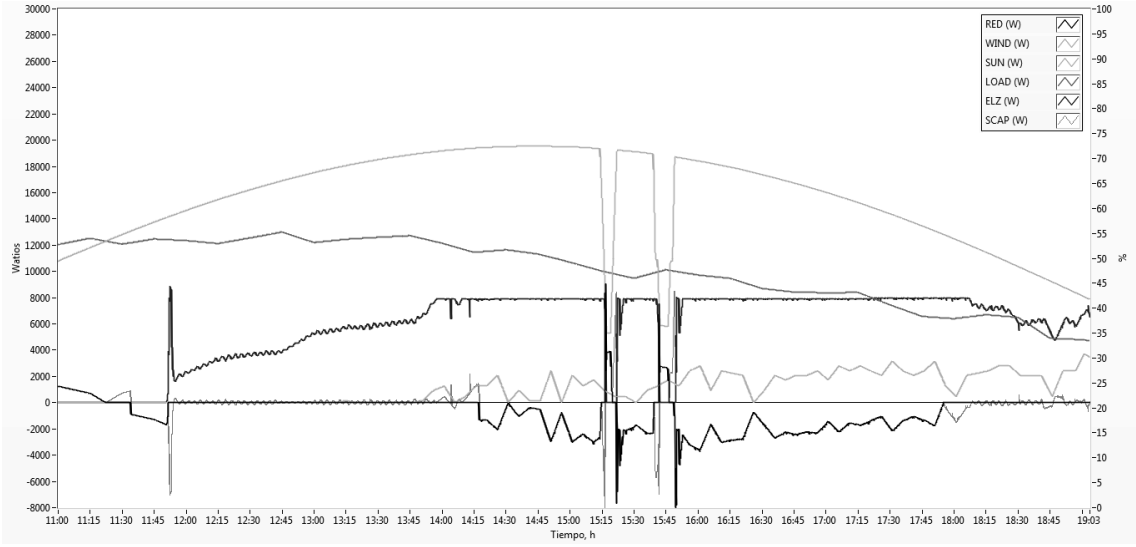


Figura 5. Ensayo verano con fotovoltaica MPPT y sistema auxiliar de almacenamiento

CONCLUSIONES

La plataforma virtual desarrollada permite simular una microrred para caracterizar el comportamiento de sistemas de electrolisis frente a perfiles reales y optimizar el funcionamiento del mismo mediante algoritmos de control avanzados. En este caso específico se ha validado las variables de un algoritmo de control específico para la aplicación de un sistema de electrolisis que forma parte de una planta PtG, optimizándose el correcto funcionamiento del mismo, de manera que se minimice los ciclos arranque/parada y se maximice la eficiencia del sistema de almacenamiento, intentando tender a cero la necesidad de la red. Además, esta plataforma nos permite dimensionar de manera óptima los sistemas auxiliares de almacenamiento que son necesarios en función de la aplicación.

AGRADECIMIENTOS

Proyecto RENOVAGAS, con número de expediente RTC-2014-2975-3 financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO) en el marco de la convocatoria proyectos I+D Retos y Colaboración 2014. Los participantes del consorcio son Enagás, FCC-Aqualia, Gas Natural Fenosa, Abengoa Hidrógeno, Consejo superior de Investigaciones Científicas (CSIC), Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) y Tecnalia R&I.

REFERENCIAS

- Amores E., Rodríguez J., Oviedo J., Operation Strategy for Hydrogen Production by Water Electrolysis Powered by Solar Photovoltaic Energy, en International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Madrid 2016
- Kanchev, H., Lu, D., Colas, F., Lazarov, V., & Francois, B. Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications. Industrial Electronics, IEEE, 2011
- Lehner M., Tichler R., Koppe M., Steinmüller H., Power-to-Gas: Technology and Business Models, SpringerBriefs in Energy, 2014
- Sánchez M., Manjavacas G., Olavarrieta J., Hidalgo D., Funez C., RENOVAGAS PROJECT: getting synthetic natural gas from renewable energy sources, en V Iberian Symposium on Hydrogen Fuel Cells and Advanced batteries, Tenerife Julio 2015

IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN LA MEJORA DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LAS SMART GRIDS

Alberto Escalera Blasco, Investigador Predoctoral, Instituto IMDEA Energía
Barry Hayes, Investigador Postdoctoral, Instituto IMDEA Energía
Milan Prodanovic, Investigador Senior, Instituto IMDEA Energía

Resumen: La evolución de las redes de distribución hacia las Smart Grids favorece la integración de los recursos energéticos distribuidos tales como la generación distribuida (GD) y los sistemas de almacenamiento. Dichas fuentes de energía ofrecen una oportunidad potencial para restaurar el suministro eléctrico frente a interrupciones, al disponer de un mayor número de fuentes de generación disponibles para restaurar el servicio en diferentes zonas de la red. La presente comunicación presenta una metodología capaz de estimar la capacidad que los recursos energéticos distribuidos tienen para restaurar el suministro eléctrico interrumpido en redes de distribución. La variabilidad de fuentes de generación como la solar y la eólica es considerada. Dicha metodología ha sido utilizada para analizar una red real de distribución en Media Tensión (MT). Los resultados demuestran que la GD de origen gestionable y la GD eólica pueden mejorar significativamente la continuidad del suministro, mientras que la energía fotovoltaica presenta mayores limitaciones. Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar soporte a la GD para extender la restauración del suministro eléctrico en el tiempo.

Palabras clave: Continuidad del Suministro, Interrupción del Suministro, Generación Distribuida, Almacenamiento de Energía, TIEPI, NIEPI, Smart Grids

INTRODUCCIÓN

Las interrupciones en el suministro eléctrico tienen un destacable impacto económico tanto para los consumidores como para las compañías eléctricas. La evolución de las redes de distribución hacia las Smart Grids favorece la integración de la GD, especialmente aquella de carácter renovable. Teniendo en cuenta que muchas de las interrupciones que afectan al suministro de los consumidores tienen su origen en fallos registrados en la red de distribución (Chapel, 2000), dicha GD puede contribuir a mejorar la continuidad del suministro, aportando toda o parte de la energía demandada que se vería interrumpida en caso de fallo en la red de distribución.

Por lo tanto, es necesario disponer de herramientas que permitan evaluar el potencial de la GD en la mejora de la continuidad de suministro en redes de distribución. Diversas metodologías han sido propuestas para evaluar el impacto de la GD en redes de distribución (Atwa & El-Saadany, 2009; Fotuhi-Firuzabad, 2005). Sin embargo, se requieren herramientas capaces de modelar la variabiliad de la generación de origen renovable así como así como el soporte que pueden aportar los sistemas de almacenamiento a dichos recursos, preservando la eficiencia computacional.

En esta comunicación se presenta una nueva herramienta capaz de estimar la continuidad del suministro eléctrico en redes de distribución en MT cuando diferentes tipos de GD (gestionable y no gestionable o variable) y sistemas de almacenamiento son integrados en la misma. Los resultados de aplicar dicha metodología a una de distribución en MT real son presentados.

CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La continuidad de suministro hace referencia a la capacidad de suministrar electricidad sin interrupciones a los consumidores, estando determinada por el número y duración de dichas interrupciones.

En España, las compañías distribuidoras de electricidad están obligadas a garantizar una continuidad en el suministro eléctrico dentro de unos umbrales tanto a nivel individual (consumidor) como a nivel zonal (área geográfica), según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000. Dichos umbrales varían atendiendo al número de suministros de una determinada zona geográfica dependiendo de si esta es urbana, semiurbana o rural. En caso de superar los límites anuales de número y duración de interrupciones a nivel de suministro individual (artículo 104 RD 1955/2000), la compañía distribuidora está obligada a pagar una penalización regulada que se verá reflejada en un descuento en la factura de los consumidores afectados.

A nivel zonal el distribuidor también está obligado a cumplir unos determinados niveles de calidad (artículo 106 RD 1955/2000) parametrizados a través de dos índices zonales: Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (TIEPI) y Número de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (NIEPI), definidos según las ecuaciones (1) y (2) respectivamente:

$$TIEPI = \frac{\sum_{I=1}^{k}(PI_i \times H_i)}{\sum PI} \quad (1) \qquad NIEPI = \frac{\sum_{I=1}^{k} P}{\sum PI} \quad (2)$$

Donde $\sum PI$ es la suma de la potencia instalada en los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, PI_i es la potencia afectada por la interrupción *i* de duración H_i, H_i es el tiempo de interrupción de suministro que afecta a la potencia PI_i (en horas) y *k* es el número total de interrupciones en el periodo considerado.

METODOLOGÍA

Procedimiento

Cuando se produce un fallo en uno o varios de los elementos de la red de distribución, los sistemas de protección de la red son activados para mitigar la falta. Estos causan una interrupción en los puntos de suministro localizados bajo el área de acción de los sistemas de protección. Tras un determinado tiempo de identificación y actuación frente al fallo, la zona afectada puede ser aislada mediante el accionamiento de los seccionadores que la delimitan (Conti et. al, 2012), siendo posible identificar tres tipos de zonas atendiendo a la continuidad del suministro:

- Zona superior, comprendida entre la subestación y la zona afectada, cuyo suministro puede ser restablecido por la alimentación de la subestación principal tras restaurar los sistemas de protección activados. Para ello, se requiere un tiempo de aislamiento y protección (T_{ais}).
- Zona afectada por el fallo, la cual ha sido aislada. Permanecerá interrumpida hasta que se repare el elemento o los elementos afectados (T_{rep}).
- Zona inferior, situada aguas debajo de la zona afectada, en la cual el suministro puede ser restablecido bien por puntos de seccionamiento normalmente abiertos (PSNA) que interconectan dicha zona con otro feeder o por GD ubicada en dicha zona de la red. El tiempo de interrupción ($HI_{PCi,j-inf}$) vendrá determinado por la disponibilidad de los PSNA y la GD.

Finalmente, el impacto que tendría el fallo del componente simulado en cada uno de los puntos de suministro es cuantificado. Para ello, el número de interrupciones es estimado a partir del número de fallos anuales del componente (NI_j) y la duración de las interrupciones es cuantificado en función de la zona en la que se sitúe el punto de consumo según (5). El procedimiento se repite para cada uno de los fallos que pueden tener lugar en la red. Como resultado la herramienta proporciona los índices individuales con la estimación del número y duración de interrupciones por punto de suministro ($NI_{PCi}\ y\ H_{PCi}$) según (3) y (4), y los índices zonales de la red analizada (NIEPI, TIEPI).

$$NI_{PCi} = \sum_{j=1}^{N} \mathrm{NI}_j \quad (3) \qquad H_{PCi} = \sum_{j=1}^{N} H_{PCi,j} \quad (4) \qquad H_{PCi,j} = \begin{cases} T_{ais} & z.superior \\ T_{rep} & z.con\ fallo \\ HI_{PCi,j-inf} & z.inferior \end{cases} \quad (5)$$

Donde NI_{PCi}es el número anual de interrupciones experimentadas por el punto de consumo *PC*$_i$, H_{PCi} es el número de horas de interrupción anual en el punto de consumo *PC*$_i$, $H_{PCi,j}$ es el número de horas de interrupción anual en el punto de consumo *PC*$_i$ debido a un fallo en el componente *j* y *N* es el número de componentes de la red que pueden experimentar un fallo.

Restauración del suministro eléctrico a través de PSNA y GD

En las zonas inferiores en que queda dividida la red tras aislar una situación de fallo de un componente, el suministro puede ser restaurado por PSNA y GD. La metodología propuesta evalúa en primer lugar los PSNA disponibles para proceder a su cierre y restaurar el servicio, teniendo en cuenta su capacidad y la demanda. En caso de que la capacidad de los PSNA no sea suficiente para restablecer toda la demanda interrumpida o simplemente dicha zona no disponga de PSNA, se evalúa la capacidad de la GD instalada en la zona para dar soporte a la restauración del servicio.

El criterio utilizado es evitar que se produzcan nuevas interrupciones en el servicio, de manera que se preserve el número de interrupciones registradas reduciendo en la medida de lo posible la duración de las mismas (Zou et. al, 2014). Para ello, la evolución temporal de la demanda y de la GD variable es analizada. Teniendo en cuenta la probabilidad de que un fallo tenga lugar en una determinada hora con unas determinadas condiciones de generación y demanda, la capacidad de restaurar el servicio en los diferentes puntos de consumo es evaluada. A partir del análisis temporal de los perfiles de generación de la GD y la demanda, y teniendo en cuenta la prioridad de servicio, se determina qué puntos de consumo pueden ser restaurados por dicha generación y durante cuánto tiempo según la ecuación (6)

$$HI_{PCi,j-inf} = \sum_{h=1}^{NH} P_h \sum_{g=1}^{M} P_{GC,h,g} x H_{NR,h,g} \quad (6)$$

Donde P_h es la probabilidad de que ocurra un fallo en la hora *h*, $P_{GC,h,g}$ es la probabilidad de que un determinado estado de generación tenga lugar en la hora *h*, $H_{NR,h,g}$ es el número de horas en las que el suministro es interrumpido para un estado de generación *g* cuando un fallo ha tenido lugar en la hora *h*, *NH* es el número de horas en las que un determinado fallo puede ocurrir y *M* es el número de estados de generación posibles. El número de horas dependerá del intervalo temporal representativo seleccionado, hecho que influirá en los requerimientos computacionales. Por ejemplo, se pueden seleccionar perfiles diarios o semanales para cada uno de los meses del año.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

Descripción del caso de estudio

La herramienta descrita anteriormente ha sido utilizada para evaluar la continuidad del suministro de un feeder perteneciente a la red de distribución en MT situada en la localidad de Cuéllar (Segovia). Se trata de una red ubicada en zona semiurbana de acuerdo al número de suministros. El modelo equivalente utilizado para evaluar la continuidad de suministro en la red consta de 24 puntos de consumo. Los índices de fiabilidad de los componentes de la red se han obtenido de (Allan et. al, 1991).

De cara a evaluar el impacto de la GD en la continuidad del suministro, se han instalado cuatro generadores distribuidos en diferentes zonas de la red. Dichos generadores pueden ser de tres tipos: gestionable, fotovoltaico y eólico. Cuatro valores de potencia de los generadores son evaluados teniendo en cuenta el valor de demanda pico de la zona de la red donde se encuentra instalado. Valores del 25%, 50%, 75% y 100% de la demanda pico zonal son asignadas a cada uno de los generadores según se indica

en la Tabla I. A su vez, los generadores fotovoltaicos y eólicos pueden ir acompañado de un sistema de almacenamiento de energía.

	GD1	GD2	GD3	GD4
Demanda pico zonal (MW)	15,81	24,24	9,48	14,51

Tabla I. Demanda pico en cada una de las zonas donde se ha instalado un GD

Resultados: índices de continuidad del suministro

El efecto que el tipo de GD, su potencia instalada y los sistemas de almacenamiento tienen sobre la restauración del suministro eléctrico interrumpido es analizado en los siguientes escenarios:

Escenario 0 – Red de referencia sin integración de recursos distribuidos

Los índices de continuidad zonales indicados en la Tabla II (caso "Sin GD") han sido estimados para la red de referencia. Indicar que el número de interrupciones tanto a nivel individual como a nivel del conjunto de puntos de consumo de la red (NIEPI equivalente) están por debajo de los límites establecidos en la normativa. Sin embargo, el número de horas de interrupción anual supera los límites según el RD 1955/2000. A nivel individual, varios de los puntos de consumo (12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24) presentan interrupciones superiores al límite de 8 horas de interrupción anuales. A nivel zonal, el TIEPI equivalente presenta un valor superior al límite de 3,5 horas para el TIEPI y de 5 horas para el percentil 80 del TIEPI. Por lo tanto, sería adecuado aplicar medidas para reducir la duración de las interrupciones existentes.

NIEPI(número)	TIEPI(horas)
1,50	7,40

Tabla II. Índices de calidad zonales para la red de referencia

Escenario 1 – Integración de GD en la red de referencia

En este escenario se integra GD para reducir la duración anual de las interrupciones. Diferentes tecnologías de GD (gestionable, fotovoltaica y eólica) y potencias de generación (25, 50, 75 y 100% de la demanda pico zonal) son comparadas. Los resultados mostrados en la Tabla III reflejan que la integración de GD gestionable y GD eólica permite reducir considerablemente el número de horas de interrupción. En cuanto a la generación fotovoltaica, su capacidad para restaurar el servicio es más limitada por la variabilidad en el perfil de generación.

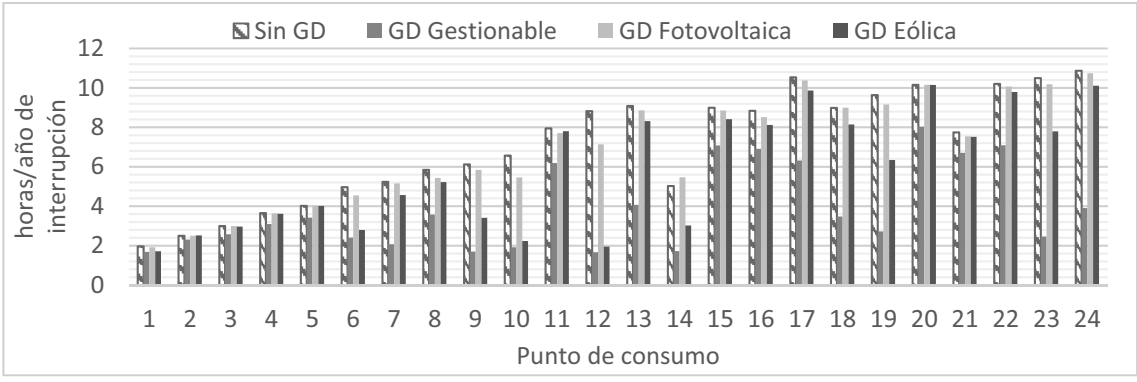


Figura 1. Duración anual promedia de las interrupciones en los diferentes puntos de consumo por tipologías de GD para un valor de potencia del 50% de la demanda pico zonal

A nivel individual de punto de consumo, la GD gestionable con potencia de 50% la demanda pico zonal es capaz de reducir el número de horas de interrupción anuales por debajo del límite de 8 horas para todos los puntos de consumo a excepción del 20. De manera similar, la GD eólica de potencia 75% hace que

todos los puntos de consumo estén por debajo del límite a excepción del 20 y el 22. En el caso de GD fotovoltaica, únicamente el punto de consumo 12 es restaurado. Un ejemplo del número de horas de interrupción por punto de consumo es mostrado en la Figura 1 para una potencia de GD del 50%.

En cuanto a los índices de continuidad zonales de la Tabla III, la GD gestionable con potencias del 25% de la demanda pico anual permiten alcanzar valores de TIEPI equivalente aceptables. En el caso de eólica, se requiere una potencia en torno al 50%. Finalmente, la generación fotovoltaica no es capaz de conseguir valores de TIEPI en torno a 5 horas aunque se instale una potencia del 100%.

		Nuevos puntos de consumo en limites [(a)]	**TIEPI [(b)] (horas)**
Caso Referencia			7,4
GD=25%	Gestionable	12	5,10
	Fotovoltaica	12	7,18
	Eólica	12	6,14
GD=50%	Gestionable	Todos excepto 20	2,86
	Fotovoltaica	12	6,88
	Eólica	12, 19, 23	4,77
GD=75%	Gestionable	Todos	2,05
	Fotovoltaica	12	6,59
	Eólica	Todos excepto 20,22	3,51
GD=100%	Gestionable	Todos	1,97
	Fotovoltaica	12	6,36
	Eólica	Todos	2,69

Tabla III. Impacto de la potencia instalada en GD en a) Puntos de consumo cuya duración de interrupción anual ha sido devuelta dentro de los límites; b) TIEPI equivalente

Escenario 2 – Integración de GD con soporte de sistemas de almacenamiento de energía

El análisis del escenario 1 refleja que las energías fotovoltaica y eólica presentan ciertas limitaciones a la hora de restaurar el suministro interrumpido debido a la variabilidad en su perfil de generación. En este apartado se analiza el efecto sobre la restauración del servicio que tiene añadir sistemas de almacenamiento de energía en cada uno de los GD no gestionables. Diferentes valores de capacidad y potencias del sistema de almacenamiento han sido evaluados para una potencia de GD eólica y GD fotovoltaica igual al 50% de la demanda pico. La variación de la capacidad de almacenamiento es considerada a través del denominado *factor de almacenamiento*, definido como el ratio entre la capacidad del sistema de almacenamiento y la potencia instalada del GD.

Capacidad (factor almacenamiento*)	**Fotovoltaica**	**Eólica**
0	7,23	4,91
0,5	6,61	4,22
1	6,25	3,88
1,5	6,04	3,72
2	5,97	3,67
-	-	-

Potencia almacenamiento (MW)	**Fotovoltaica**	**Eólica**
0	7,23	4,91
0,5	7,11	4,60
1	6,83	4,29
1,5	6,38	3,98
2	5,97	3,67
2,5	5,63	3,43

Tabla IV. TIEPI equivalente para diferentes valores de capacidad de almacenamiento a potencia constante de 2MW (izquierda); y diferentes potencias de almacenamiento a factor de almacenamiento constante de 2 (derecha)

En la Tabla IV (izquierda) se recogen las variaciones del TIEPI cuando sistemas de almacenamiento con diferentes capacidades son integrados. Sistemas de almacenamiento con una capacidad doble que la potencia del GD asociado permiten mejorar el TIEPI en un 17% para generación fotovoltaica y en un 25% para generación eólica. Para capacidades de almacenamiento con factor de almacenamiento superior a 2 apenas se producen mejoras en el TIEPI ya que limita el valor de la potencia de almacenamiento. Los valores del TIEPI de la Tabla IV (derecha) reflejan que las mejoras más significativas en valor porcentual

(entre un 5-6% frente a incrementos de 0,5MW de potencia) se producen para valores de potencia del sistema de almacenamiento entre 1 y 2 MW. Si la potencia es superior a 3MW, la reducción del TIEPI es menos significativa debido al efecto limitante de la capacidad de almacenamiento.

A nivel individual de punto de consumo, añadir sistemas de almacenamiento a la generación fotovoltaica con los valores de capacidad y potencia analizados no hace posible que nuevos puntos de consumo estén por debajo del límite de 8 horas de interrupción anual. En cambio, para el caso de GD eólica, factores de capacidad entre 1 y 2 permite que los puntos de consumo 13 y 24 pasen a estar dentro de los límites, al igual que ocurre con potencias de almacenamiento entre 1,5 y 2,5 MW.

CONCLUSIONES

En esta comunicación se presenta una metodología para evaluar la continuidad de suministro en redes de distribución en MT y los beneficios que los recursos energéticos distribuidos pueden proporcionar a la hora de restablecer el suministro eléctrico. La variabilidad en la generación y el soporte de los sistemas de almacenamiento de energía a dicha generación variable son incluidos. La herramienta desarrollada permite estimar la reducción en el número de horas anuales de interrupción proporcionada por diferentes tipos y tamaños de GD y sistemas de almacenamiento. A partir de estos resultados, se puede evaluar el cumplimiento de la normativa referente a continuidad de suministro y analizar su impacto económico. El objetivo es ayudar en las tareas de planificación de la red de distribución en MT.

Los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta en una red real reflejan el gran potencial que la GD gestionable y la GD eólica tienen a la hora de restaurar el servicio interrumpido. A su vez, dicha GD contribuye significativamente al cumplimiento de los límites de continuidad de suministro establecido por la normativa vigente. En cuanto a la GD fotovoltaica, su capacidad para reducir el número de horas de interrupción es más limitada debido a la variabilidad de generación con respecto a la potencia instalada. El hecho de utilizar almacenamiento de energía dando soporte a la GD para restaurar el servicio proporciona mejoras significas en el TIEPI, aunque su efectividad viene determinada por sus parámetros de capacidad y potencia con respecto a la demanda de los puntos de consumo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el soporte recibido por parte del Ministerio de Economía y Competitividad en el proyecto RESmart (ENE2013-48690-C2-2-R) y a Unión Fenosa Distribución por la información suministrada.

REFERENCIAS

- Allan, N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L. & So, K. S., 1991, A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results, IEEE Trans. Power Syst., vol. 6, no. 2, pp. 813–820
- Atwa, M. & El-Saadany, E. F., 2009. Reliability evaluation for distribution system with renewable distributed generation during islanded mode of operation, IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 2, pp. 572–581
- Chapel, S., 2000. Reliability of Electric Utility Distribution Systems: EPRI White Paper
- Conti, S., Nicolosi, R. & Rizzo, S. A., 2012 Generalized Systematic Approach to Assess Distribution System Reliability With Renewable Distributed Generators and Microgrids, IEEE Trans. Power Deliv., vol. 27, no. 1, pp. 261–270
- Fotuhi-Firuzabad, M., 2005. An analytical method to consider DG impacts on distribution system reliability. 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific.
- Zou, K., Agalgaonkar, A. P., Muttaqi, K. M. & Perera, S., 2014, An Analytical Approach for Reliability Evaluation of Distribution Systems Containing Dispatchable and Nondispatchable Renewable DG Units, IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 6, pp. 2657–2665

CASO REAL DE APLICACIÓN DE PEAK SHAVING EN INDUSTRIA MANUFACTURERA

Alfredo Pasabán Sánchez, Director Técnico, DUTT
Ramón Ugarte Olaetxea, Director Desarrollo de Negocio, DUTT

Resumen: Dutt, Montelec Montajes Electrónicos S.L. ha desarrollado un convertidor para aplicaciones de Peak Shaving y Autoconsumo en Industria, Comercio y Agricultura con el objetivo de reducir los costes energéticos mediante la reducción del término de potencia contratado, la monitorización y la integración de energías renovables. Los costes energéticos pueden suponer hasta un 50% de los costes de producción y en dicho coste el término de potencia puede llegar a suponer hasta un 50% del mismo. El objetivo del sistema es precisamente lograr el ahorro energético aplanando los picos de consumo de cargas discontinuas, mediante el aporte extra de energía almacenada previamente en baterías. La primera instalación piloto en las propias instalaciones productivas de Dutt ha demostrado la viabilidad técnica del sistema y está permitiendo extraer las primeras conclusiones respecto a la relación coste beneficio.

Palabras clave: Almacenamiento de Energía, Peak Shaving, Conversión de Potencia, Autoconsumo, Generación Distribuida, Microred

INTRODUCCIÓN

La reciente crisis económica mundial ha demostrado que la globalización no es una tendencia, es un hecho. La industria nacional se enfrenta a un mercado global cada vez más competitivo, en el que el factor de diferenciación ya no depende únicamente de la componente de innovación o calidad de un producto, sino también de su coste.

Los crecientes costes energéticos han lastrado en los últimos años la competitividad de las empresas. En el sector electrointensivo (metalúrgico, químico, siderúrgico, y gases industriales) pueden llegar a suponer un 50% de los costes de producción. Sin olvidar otros sectores afectados como la agricultura o el comercio. Este hecho ha generado una mayor concienciación sobre la necesidad de optimizar el consumo mediante la mejora y control de procesos, infraestructura, maquinaria, etc. La industria que ya ha dado el paso a la gestión orientada a la eficiencia se enfrenta a un nuevo dilema al observar como sus costes energéticos se mantienen por encima de los de su competencia internacional.

Por otra parte, la mayor concienciación medioambiental de la población se está trasladando paulatinamente al concepto de Responsabilidad Social Empresarial. Todas las actividades empresariales tienen un impacto sobre el medio ambiente. Para ser responsable a nivel medioambiental hay que optimizar en lo posible los recursos utilizados y tratar de minimizar el impacto. Además de las medidas de ahorro energético la industria comienza a plantearse el empleo de energías alternativas menos agresivas con el medioambiente.

Estas cuestiones y muchas más plantean la necesidad de un nuevo modelo energético en el que el usuario industrial pase de ser un sujeto pasivo a un miembro activo de la cadena. Tanto desde el punto de vista de generación como de consumo. Modelo que encaja a la perfección en lo que hoy entendemos debe ser una Smart Grid.

Dutt, como empresa tecnológica especialista en la conversión y control de la energía y a su vez con experiencia de 20 años en el desarrollo de soluciones para el sector industrial, se propuso el diseño de un sistema enfocado a la reducción de los costes energéticos en la Industria, Comercio y Agricultura, mediante la combinación de estrategias de Peak Shaving y Autoconsumo. Empleando el almacenamiento energético como tecnología integradora y facilitadora. En este contexto Dutt ha instalado un primer prototipo en sus propias instalaciones productivas de 2.300 m^2 en Albiztur (Guipúzcoa), con el fin de hacer un estudio técnico-económico de la solución propuesta.

PROBLEMÁTICA

El nivel competitivo empresarial nacional se está viendo seriamente afectado en los últimos años por el crecimiento de los costes energéticos, viendo año a año como crece su diferencial de costes frente a la competencia internacional. El siguiente cuadro es muy representativo de la evolución del precio de la electricidad desde el 2004 y muestra del hándicap al que se enfrentan. Entre el 2004 y 2010 el precio para el consumidor industrial se incrementó en un 90%.

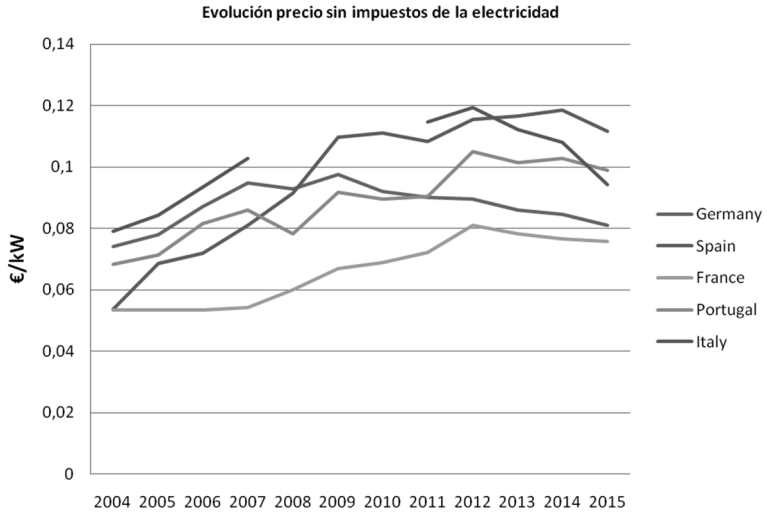


Figura 1. Evolución precio sin impuestos de la electricidad para consumidores Industriales (Medium size industries), según Eurostat

Como consecuencia de la crisis económica se ha producido un descenso del consumo energético por el consiguiente descenso productivo y por la mejora en la eficiencia. Sin embargo, este factor ha ido perdiendo paulatinamente peso en el precio final de la factura energética. La factura eléctrica después de impuestos, peajes y alquiler, básicamente se compone del término de potencia y del término de energía. La evolución del precio de ambos ha seguido caminos opuestos. Mientras el término de energía ha descendido, el de potencia ha aumentado un 152%, 125% y 115% en las tarifas 3.0, 3.1 y 6.1 respectivamente.

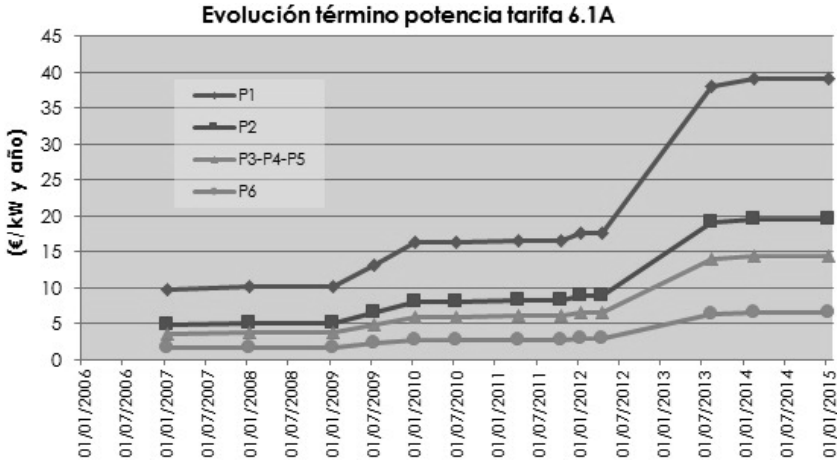


Figura 2. [Fuente]: Ingeniería Medyser, tabla basada en datos BOE

La consecuencia más evidente es que las medidas de eficiencia y ahorro energético tienen un efecto mucho más limitado sobre la factura final. Las empresas carecen de herramientas que les permitan contra

restar los efectos de estos cambios tarifarios. Ante esto se impone la necesidad de soluciones tecnológicas alternativas a las ya existentes.

SOLUCIÓN PROPUESTA

Dutt propone una solución de eficiencia y ahorro energético en la que el usuario industrial pase a ejercer un papel activo en su gestión energética. Tanto desde el punto de vista de generación como de consumo. El sistema se compone de un equipo de medida y control y de un inversor trifásico bidireccional, capaz de integrar y almacenar en baterías la energía solar y de la red.

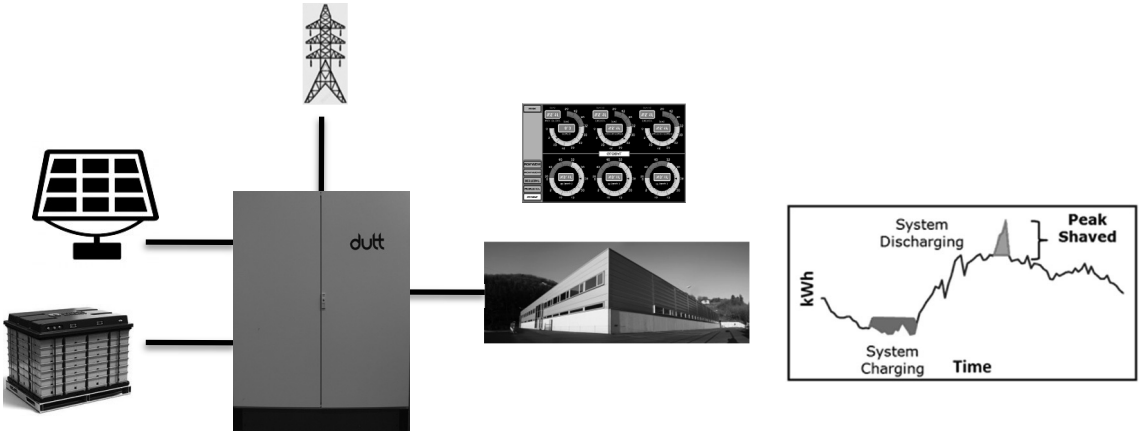


Figura 3. Representación gráfica del sistema

El sistema monitoriza mediante un PLC y unos equipos de medida los consumos de la instalación, tanto de forma global, como por áreas productivas o maquinaria específica. Esto permite detectar ineficiencias e incidencias, facilitando la toma de medidas correctoras o de mejora. Con el perfil de consumo establecido, se prefija en la pantalla táctil (o en remoto) del PLC un máximo de consumo de potencia para la instalación. A partir de ese momento el sistema monitoriza los consumos cuarto horarios (periodo de facturación), de tal modo que en el momento en que se supera el valor prefijado ordena al inversor la inyección de energía extra almacenada previamente en las baterías. De este modo se aplana la curva de consumo permitiendo reducir la potencia contratada.

Tanto el inversor, como las baterías, como el convertidor DC/DC van conectados al mismo Bus DC, aumentando así el rendimiento global de todo el sistema. La electrónica de control y potencia se han diseñado específicamente para la aplicación. Teniendo como objetivo el máximo rendimiento del sistema, su modularidad y escalabilidad para todo tipo de instalaciones y requisitos, cubriendo el rango desde los 30 kW hasta el MW. El sistema integra un convertidor DC/DC permitiendo la conexión de placas solares, reduciendo así la dependencia de la red. El control se encarga de maximizar el rendimiento de las placas y de almacenar la energía sobrante. Algunas de las funciones del sistema son:

- Monitorización energética
- Reducción potencia contratada
- Mejora de la calidad de red
- Integración energía renovable
- Respuesta automática a la demanda
- Back-up: Garantiza el funcionamiento de cierto equipamiento ante cortes de tensión
- Facilitador coche eléctrico: Permite integrar carga rápida de coche eléctrico (50 kW) sin necesidad de realizar costosas adecuaciones de la red

El convertidor es agnóstico en cuanto a tecnología de almacenamiento electroquímico se refiere, dado que en función del perfil de consumo se requerirá una tecnología u otra que facilite resolver la relación entre potencia y energía necesaria.

APLICACIÓN

Con el objetivo de verificar la viabilidad técnica y económica de la solución, se ha instalado un prototipo en las propias instalaciones productivas de 2.300 m^2 de dutt en Albiztur (Guipúzcoa). Donde fabrica y ensambla todos sus diseños de electrónica de potencia y control. El primer paso consistió en desarrollar un sistema de medida e implementarlo en las instalaciones, pudiendo así controlar los consumos de forma sectorizada y global. En paralelo se realizó un exhaustivo estudio de las facturas eléctricas de los últimos años.

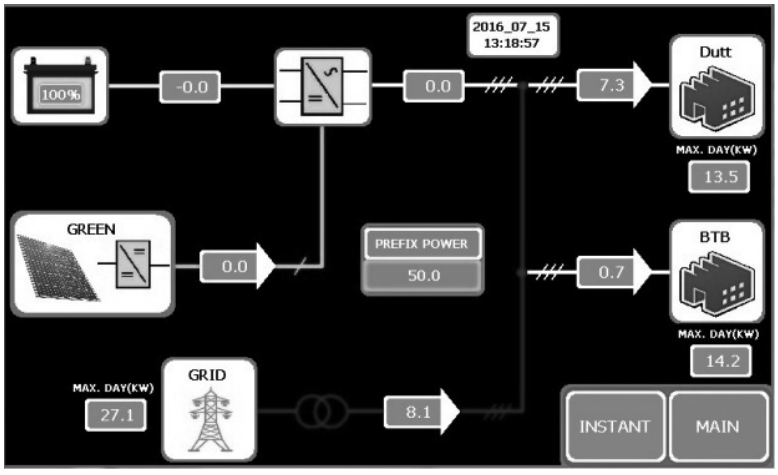


Figura 4. Pantalla monitorización general

El objetivo principal de ambas acciones fue el de detectar ineficiencias y optimizar procesos e infraestructura. Como consecuencia se realizaron las siguientes acciones correctoras:

- Se detectó una contratación de potencia superior a la necesaria
- Se realizó una sustitución de luminaria por tecnología LED
- Se adaptaron los tiempos de ciertos procesos productivos para que al solaparse no incrementaran el consumo instantáneo de manera excesiva.

Una vez implementadas las mejoras se hizo un nuevo análisis del perfil de consumo con el objetivo de determinar el pico máximo de potencia susceptible de ser eliminado. Siempre cuidando la relación coste - beneficio.

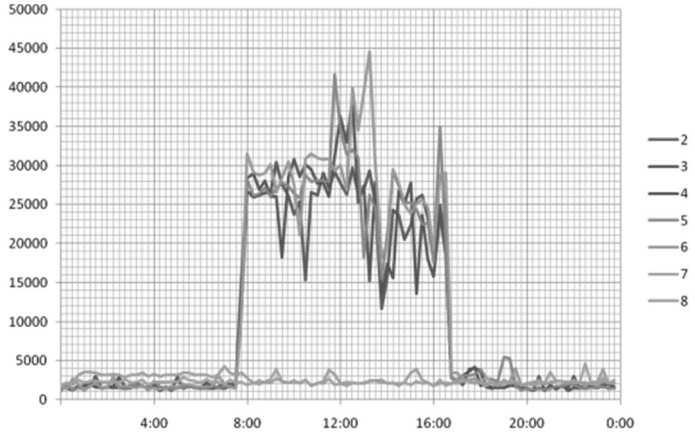


Figura 5. Gráfica ejemplo de consumo semanal extraída del sistema

Gracias a la monitorización se detectó que, en el área de fabricación de electrónica, el horno de secado de la pasta de soldadura generaba unos picos de consumo muy marcados pero discontinuos y por tanto

susceptibles de reducirse o eliminarse. Partiendo de una tarifa industrial 3.1A (P1:50 P2:50 P3:70) se marcó un objetivo de mejora, pasando a una tarifa 3.1A (P1:30 P2:30 P3:30). Para dimensionar el sistema de almacenamiento se realizó una simulación del perfil de carga de batería.

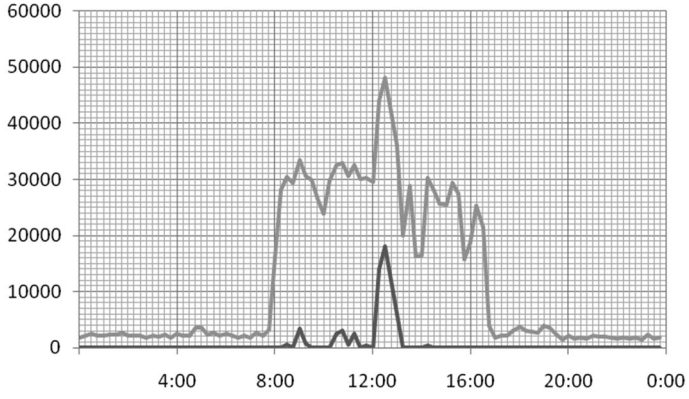


Figura 6. Simulación perfil de carga /descarga baterías

A continuación, se hizo un estudio pormenorizado de las diversas tecnologías de almacenamiento existentes, valorando incluso la hibridación mediante la combinación de tecnologías. Finalmente se optó por baterías de descarga profunda con plomo abierto. Sin existir problemas de espacio ni ventilación, los requisitos potencia/energía del perfil de dutt encajaban perfectamente con las características del plomo. Finalmente, en este caso, su coste lo señalaban como la tecnología más idónea. El sistema está sobredimensionado para pruebas con una capacidad de 96 kW/h.



Figura 7. Convertidor y sistema de almacenamiento de 96 kW/h en Dutt

Para el sistema de conversión se empleó un inversor bidireccional dutt NFS 200 de 40 kW y un convertidor DC/DC de 10 kW de nuevo desarrollo. Con el fin de optimizar al máximo el rendimiento del sistema se conectaron todos los elementos (batería, dc/dc e inversor) a un único bus DC de 400 VDC. El último paso fue la colocación de 10 kWp de paneles solares y su conexión al sistema.

RESULTADOS

El sistema se ha implantado en enero de 2016 y aunque aún en periodo de validación, ha demostrado su capacidad para la aplicación objeto. De momento se han extrapolado algunos datos que permiten empezar a extraer algunas conclusiones.

Tomando como referencia los consumos y facturación del último año se ha hecho una simulación de costes teniendo en cuenta la nueva tarifa a contratar.

Mes	Energia	Termino Energía	Termino Potencia	Excesos	Reactiva	Impuesto	Alquiler	IVA	total
ENERO	614,91	0,00	466,61	-46,21	0,00	0,00	36,69	225,12	1297,13
FEBRERO	483,91	82,24	411,86	-40,78	0,12	47,92	33,14	213,86	1232,26
MARZO	382,32	64,42	455,99	-68,40	0,00	42,66	36,69	191,87	1105,55
ABRIL	319,37	53,72	441,28	-66,19	0,00	38,25	35,51	172,61	994,55
MAYO	301,27	50,71	455,99	-68,40	0,00	37,81	36,69	170,96	985,04
JUNIO	261,37	43,29	441,28	-66,19	0,69	34,75	35,51	157,65	908,35
JULIO	275,28	45,72	455,99	-68,40	1,01	36,23	36,69	164,33	946,86
AGOSTO	221,27	36,36	455,99	-68,40	3,98	32,99	36,69	150,97	869,85
SEPTIEMBRE	288,47	48,05	441,28	-66,19	0,00	36,38	35,51	164,53	948,03
OCTUBRE	304,36	50,78	455,99	-68,39	0,00	37,97	36,69	171,65	989,05
NOVIEMBRE	315,49	54,74	382,43	-57,36	0,00	35,44	30,77	159,48	918,89
DICIEMBRE	280,51	45,46	338,30	-40,40	0,00	31,90	27,22	682,99	826,42
TOTAL	4048,54	575,49	5203,00	-725,31	5,80	412,30	417,80	2626,02	12021,99

Figura 8. Facturación con sistema actual

Mes	Energia	Termino Energía	Termino Potencia	Excesos	Reactiva	Impuesto	Alquiler	IVA	total
ENERO	614,91	0,00	271,24	-26,41	0,00	0,00	36,69	188,25	1084,68
FEBRERO	483,91	82,24	239,42	-23,32	0,12	39,99	33,14	179,65	1035,15
MARZO	382,32	64,42	265,07	-39,76	0,00	34,36	36,69	156,05	899,15
ABRIL	319,37	53,72	256,52	-38,48	0,00	30,22	35,51	137,94	794,80
MAYO	301,27	50,71	265,07	-39,76	0,00	29,52	36,69	135,14	778,64
JUNIO	261,37	43,29	256,52	-38,48	0,69	26,72	35,51	122,98	708,60
JULIO	275,28	45,72	265,07	-39,76	1,01	27,93	36,69	128,51	740,46
AGOSTO	221,27	36,36	265,07	-39,76	3,98	24,69	36,69	115,14	663,45
SEPTIEMBRE	288,47	48,05	256,52	-38,48	0,00	28,35	35,51	129,87	748,28
OCTUBRE	304,36	50,78	390,49	-68,39	0,00	37,97	36,69	171,65	923,55
NOVIEMBRE	315,49	54,74	307,43	-57,36	0,00	35,44	30,77	159,48	845,99
DICIEMBRE	280,51	45,46	218,30	-40,40	0,00	31,90	27,22	143,43	706,42
TOTAL	4048,54	575,49	3256,69	-490,35	5,80	347,10	417,80	1768,09	9929,16

Figura 9. Simulación factura con nueva tarifa

La siguiente tabla muestra muy gráficamente la previsible reducción de costes obtenidos, si con los mismos consumos nos acogiéramos a la nueva tarifa. Únicamente por término de potencia estaríamos hablando de una reducción del coste global de la factura eléctrica cercana al 17%.

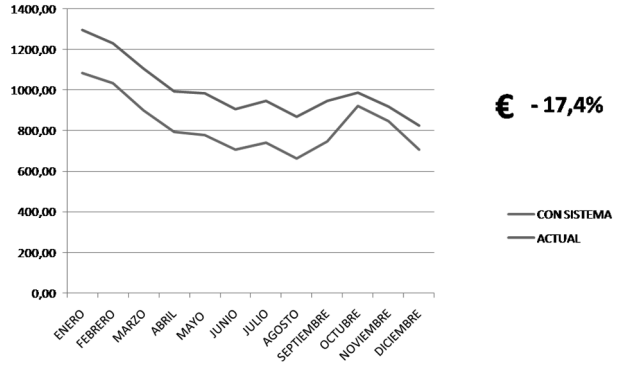


Figura 10. Tabla comparativa facturación

A este beneficio habrá que sumar el obtenido por la reducción del consumo. En primer lugar, gracias al control y monitorización antes no existente, así como a la generación de energía solar que permitirá adicionalmente reducir un 15% la demanda. Actualmente se abre un periodo de estudio de 6 meses para el desarrollo de un Business Case que valide la idoneidad o no del sistema por país y aplicación. En función de variables como coste, tarifas, perfiles de consumo y de factores normativos y regulatorios tan críticos como el R.D Autoconsumo 900/2015.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren mostrar su agradecimiento al CDTI (Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial) por su contribución y al Centro Tecnológico IK4 Ikerlan por su apoyo técnico al proyecto. Añadir por último una mención especial al Clúster de Energía por su ayuda en la difusión del mismo.

VALIDACIÓN DE NUEVOS ESQUEMAS DE COORDINACIÓN TSO/DSO PARA FAVORECER LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL HORIZONTE 2030+. EL PROYECTO SMARTNET

Julia Merino, Investigadora, TECNALIA
Carlos Madina, Investigador, TECNALIA
Joseba Jimeno, Investigador, TECNALIA
Helena Gerard, Investigadora, VITO

Resumen: El proyecto SmartNet se enmarca dentro del programa H2020 de la Comisión Europea. Con una duración de tres años y 22 socios entre Industria, Centros de Investigación y Universidades, tiene como objetivo el desarrollo e implementación de soluciones novedosas que permitan incrementar la proporción de energías renovables en el sistema eléctrico en el horizonte 2030+. Para ello, se han definido cinco esquemas de coordinación TSO/DSO orientados a definir la solución óptima para la provisión de servicios auxiliares desde las redes de distribución al sistema de transporte, así como los mecanismos de intercambio de información necesarios. Estos esquemas de coordinación se van a simular y, finalmente validar en tres pilotos en Italia, Dinamarca y España.

Palabras clave: SmartNet, Smart Grids, Servicios Auxiliares (SSAA), Generación Distribuida

INTRODUCCIÓN

En el horizonte 2030 se prevé, respecto de la actualidad, un crecimiento notable de la generación distribuida en los sistemas eléctricos. Una parte muy importante de la generación, actualmente centralizada y conectada directamente a la red de transporte, será sustituida por múltiples unidades de un tamaño menor, conectadas a la red de distribución, sistemas de almacenamiento y soluciones de gestión de la demanda. Es difícil cuantificar qué parte de esa generación en transporte será sustituida por generación distribuida, pero diferentes estudios dan cifras que varían entre el 76% y el 100%, en función del país y de las tensiones que se consideren como “distribución” en ellos (Schuster et. al, 2014).

El sistema actual, centralizado, en el que los grandes equipos de generación son los únicos proveedores de los servicios auxiliares (SSAA) que necesitan los operadores de transporte (TSOs) dejará de ser válido y la generación distribuida tendrá que tomar un papel destacado en la provisión de esos servicios auxiliares a la red de transporte. En España, como caso excepcional, ya se permite que los parques eólicos puedan acreditarse como proveedores de servicios auxiliares, pero esto no se da ni para otros tipos de unidades de generación distribuida ni en otros países europeos (Expansión, 2016). Para que las unidades conectadas en distribución puedan dar esos SSAA al sistema de transporte de forma masiva, bien a través de un agregador o bien a través del operador de la red de distribución (DSOs), es necesario replantear las responsabilidades de todos los agentes implicados, los intercambios de información que se precisan entre los TSOs y los DSOs y la estructura de mercado subyacente a esta nueva situación.

EL PROYECTO SMARTNET

El proyecto SmartNet (SMARTNET, 2016) tiene una duración prevista de tres años. Comenzó en Enero de 2016 y está distribuido en ocho paquetes de trabajo de carácter técnico, regulatorio y de difusión de resultados. En él hay implicados 22 socios de nueve países europeos distintos que se distribuyen entre socios industriales (Danske Commodities, Eurisco, Novasol, N-Side, Selta, Siemens, Vodafone), operadores de transporte y distribución (Endesa, Energinet, Edyna, SE, Terna), centros de investigación (AIT, RSE, Sintef, Tecnalia, Vito, VTT) y universidades (DTU, EUI, University of Strathclyde).

La implicación de tantos socios con distinto carácter, distribuidos geográficamente en toda Europa, permite obtener una visión global de la situación actual de los mercados de SSAA, ayuda para definir cuáles serán las necesidades futuras y qué cambios estructurales son necesarios para poder lograrlo. Se han identificado cinco posibles esquemas de coordinación entre TSOs y DSOs, atendiendo a las diferentes responsabilidades de los participantes. Tres de estos esquemas se van a validar en sendos demonstradores reales situados en Italia, Dinamarca y España. De manera resumida, puede decirse que el proyecto SmartNet pretende analizar:

- Qué servicios auxiliares pueden proveerse desde distribución a transporte.
- Qué señales de control y medida deben intercambiar los TSOs y los DSOs en los puntos frontera.
- Cómo deben adaptarse las estructuras de mercado.
- Qué cambios regulatorios tendrían que proponerse para que esto sea posible en 2030.

Tecnalia es el coordinador de los tres pilotos. Así mismo, lidera otras tareas de gran importancia para el proyecto como el diseño de los escenarios futuros de SmartNet, la estimación de las necesidades de SSAA en 2030, la definición de los requisitos de la arquitectura de comunicaciones para los distintos esquemas de coordinación y el análisis coste-beneficio de las soluciones propuestas.

NUEVOS ESQUEMAS DE COORDINACIÓN TSO/DSO

Dentro del proyecto se han definido cinco esquemas de coordinación entre el TSO y el DSO. Parten de los modelos actuales para la provisión de servicios auxiliares, pero difieren en la manera en que extienden la participación de la generación distribuida a mercados que estaban ideados para generadores y cargas de gran tamaño conectados en transporte. A continuación, se muestra, en la Tabla I, las características principales de cada uno de los esquemas de coordinación propuestos y, en la Tabla II, una comparativa de las ventajas e inconvenientes identificados para cada uno de ellos.

Esquema	Definición
A: Mercado de SSAA centralizado	La generación distribuida ofrece los SSAA al operador de transporte, que actúa como comprador, como si fueran recursos convencionales conectados en la red de transporte. A los recursos distribuidos se les puede permitir ofertar de manera individual o a través de un agregador.
B: Mercado local de SSAA	El DSO es el gestor de un mercado local donde los recursos distribuidos y localizados en su red ofrecen sus SSAA a nivel local y global. El DSO resuelve el mercado y, en función de los resultados de la casación, envía las ofertas agregadas al mercado global, para cumplir con el despacho de generación que necesite el TSO.
C: Responsabilidad compartida para mantener el equilibrio generación/demanda	En este esquema, se fija el programa de intercambio en los puntos frontera entre TSO/DSO. El DSO gestiona un mercado donde los recursos localizados en su red ofrecen servicios de control de frecuencia para que el DSO cumpla con el programa. Este modelo determina un control mayor en los puntos frontera y permite que el TSO necesite comprar menos SSAA en el mercado global.
D: Mercado común para TSO/DSO	El TSO y el DSO contratan los SSAA en un mercado común, pero con diferentes objetivos: el TSO para resolución de problemas de tensión, frecuencia y gestión de congestiones y el DSO para servicios locales de tensión, congestiones y emergencia. Los servicios se asignan al TSO y al DSO de tal manera que se minimice el coste total y asegurando que no se violan las restricciones de red.
E: Mercado integrado de flexibilidad	El TSO, el DSO y el resto de agentes del sistema eléctrico compran y venden SSAA en un mercado común, pero con diferentes objetivos: el TSO para resolución de problemas de tensión, frecuencia y gestión de congestiones, el DSO para servicios locales de tensión, congestiones y emergencia y el resto de agentes para equilibrar sus propias unidades de generación y/o consumo.

Tabla I. Esquemas de coordinación SmartNet

	Pros	Contras
A	• Esquema muy eficiente para SSAA de interés sólo para el TSO (e.g. Control primario de frecuencia). • Un mercado único facilita la estandarización de productos y la participación de otros agentes. • Es el que supone menos cambios respecto de la situación actual.	• No hay comunicación real entre TSO/DSO. • Se vuelve muy complejo si el TSO tiene que optimizar su red y la del DSO.
B	• El DSO participa de forma real en la provisión de SSAA a la red de transporte.	• El TSO y el DSO resuelven el mercado de forma independiente (solución subóptima).
C	• TSO: reduce la cantidad de SSAA que necesita. • Los mercados locales podrían poner menores barreras de entrada a la generación distribuida de pequeño tamaño. • Esquema óptimo en situaciones de emergencia.	• Agentes de mercado: costes mayores por desvíos respecto al programa original, proceso operacional complejo. • DSO: hay un riesgo de que compren demasiados recursos para evitar penalizaciones por desvíos sobre el programa + alta complejidad operacional. • Baja liquidez de los mercados locales pequeños. • El DSO tiene que tomar parte de la responsabilidad del TSO.
D	• Se minimizan los costes reales para el TSO y el DSO en su conjunto. • El mercado se resuelve a la vez para el TSO y el DSO.	• El coste individual para el TSO o el DSO puede ser mayor que en otros esquemas. • La distribución de los costes entre el TSO y el DSO puede no ser clara.
E	• Incrementa las posibilidades de los agentes de mercado para respetar el programa original de generación y/o consumo. • Alta liquidez, ya que el esquema tiene muchos compradores y vendedores, lo que se traduce en menores costes.	• La seguridad de la red no está garantizada porque el TSO desconoce qué cantidad de SSAA debe proveer (misma ventana temporal que los agentes de mercado). • Es necesario que haya un operador de mercado independiente.

Tabla II. Comparativa de los esquemas de coordinación de SmartNet

VALIDACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE COORDINACIÓN EN PILOTOS REALES

Para la validación de los esquemas de coordinación que se han considerado más factibles, se van a desarrollar tres pilotos reales. En cada uno de ellos, se utilizará la flexibilidad que proviene de diferentes tipos de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y/o gestión de la demanda. Los pilotos, además, son representativos de los distintos escenarios que pueden darse en Europa en el horizonte 2030+ y que han sido definidos (no se muestran en este trabajo) considerando tanto los parámetros de mayor interés en SmartNet como las visiones propuestas por ENTSO-e para el mismo horizonte temporal (ENTSO-e, 2016). Esto permite que los resultados que se obtengan de ellos sean una prueba de concepto muy útil y que puedan servir como guía para el desarrollo de nuevas regulaciones.

Piloto A – Italia

El piloto italiano se ubicará en una red de MT de Edyna (una distribuidora italiana) en el valle de Ahrntal, al norte del país, una región donde las condiciones favorecen el dominio de la energía hidráulica. Tal es el impacto de la generación distribuida en esta zona que, en varias subestaciones, el flujo de energía es inverso (distribución hacia transporte) durante la mayoría del año. El objetivo principal del piloto es incrementar la observabilidad del TSO de lo que ocurre en la red del DSO, de tal forma que pueda anticipar el impacto que tendrá en su red el flujo inverso que provoca la generación distribuida. Con este objetivo, se instalarán diferentes controladores en las subestaciones primaria y secundaria, para comunicarse con

todas las unidades de generación implicadas. Además, el TSO podrá operar directamente sobre estos dispositivos para obtener servicios de control de tensión y frecuencia en la red de transporte (esquema de coordinación A). El esquema general del piloto se muestra en la Figura 1:

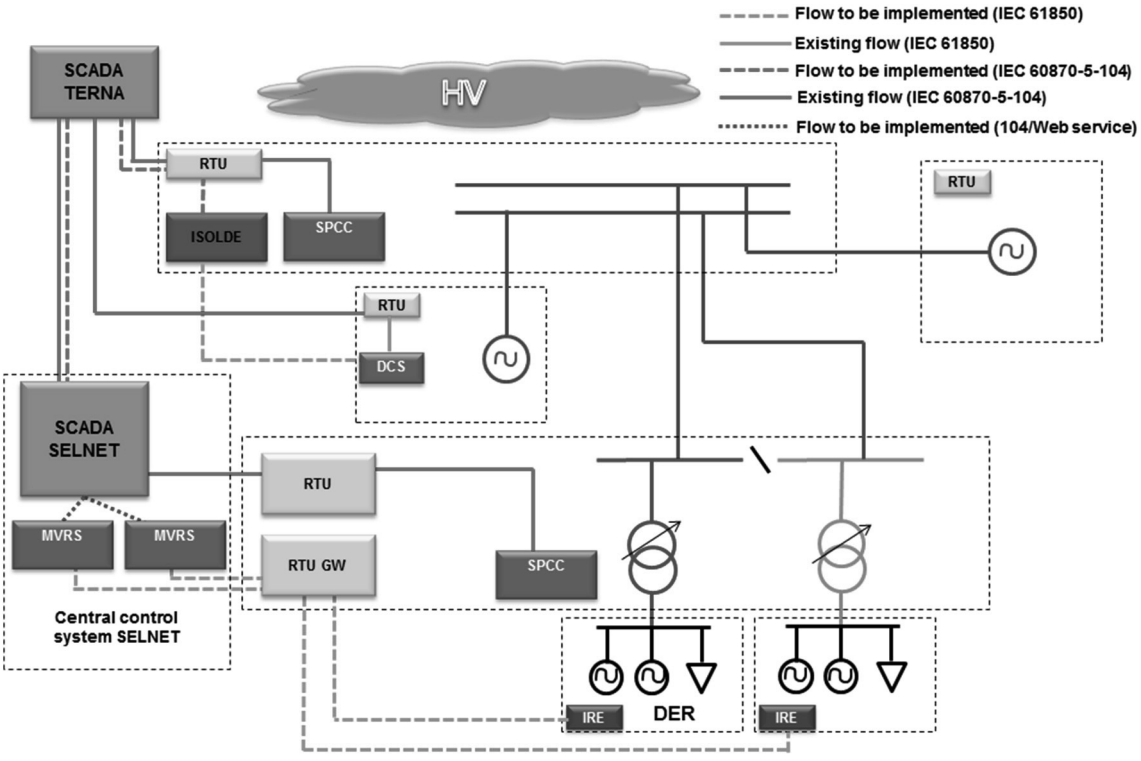


Figura 1. Esquema del piloto italiano

La instalación consta de un grupo hidráulico conectado en AT (de 20 MW), dos transformadores de 132kV/20kV y seis líneas. En estas líneas, hay conectados un total de 33 grupos: 43.5 MW en MT (41.7 MW de hidráulica, un grupo térmico de 1.5 MW, 0.3 MW fotovoltaicos), 9.6 MW en grupos de respaldo, también en MT y 0.73 MW fotovoltaicos en BT. Por otra parte, el sistema de adquisición de datos y monitorización es capaz de enviar información cada 2-4s, y, por tanto, la seguridad de la red puede ser evaluada (y garantizada) cada 5s. Además, el TSO podrá recibir medidas de energía activa y reactiva de cada tipo de generación cada 20s, es decir, que tendrá información del estado real de la red, de la producción/consumo de la generación distribuida y de la flexibilidad disponible en tiempo cuasi real.

Piloto B – Dinamarca

La propuesta central del piloto de Dinamarca es la oferta de flexibilidad que proviene de la regulación de la temperatura en las piscinas climatizadas de un conjunto de 30 casas vacacionales. El agua de la piscina debe mantenerse en todo momento a una temperatura entre 27° y 29°, tanto si la casa está alquilada como si no (por si se hace un alquiler de última hora). Gracias al rango de temperaturas y a que la inercia térmica de las piscinas en sí mismas es muy grande, se puede diseñar una estrategia que permita modificar la temperatura de referencia y obtener así flexibilidad en el consumo. Esta flexibilidad se va a utilizar para solucionar problemas de frecuencia, tensión o congestiones en la red de distribución y en la de transporte.

En el piloto se va a validar una estrategia de control basada en precios, según la cual el agregador (Danske Commodities) manda periódicamente señales de precios y los controladores de la temperatura de las piscinas deben ajustar su demanda a estos precios. Las variaciones de los precios pueden originarse porque varíe el precio de la energía en el mercado mayorista o también porque cambien las condiciones en tiempo real en la red.

El mercado que se crea con este piloto es local para que el DSO solucione problemas de tensión, frecuencia y congestiones en su red, si bien puede ofertar el exceso de flexibilidad al TSO (esquema de coordinación B).

Este piloto presenta dos grandes retos a resolver en SmartNet: 1) Para que el modelo de negocio sea ventajoso para el agregador, éste debe decidir qué señales de precios debe mandar a los controladores para que reaccionen adecuadamente, pero que, al mismo tiempo, le permitan cubrir el coste de adquisición de la energía en el mercado y 2) Hay una compleja capa de telecomunicaciones debajo de todos estos intercambios que debe ser diseñada con altos estándares de fiabilidad y garantizar la interoperabilidad, tanto para dar respuesta al hecho de que los termostatos de las piscinas pertenecen a distintos fabricantes como para garantizar la posibilidad de emplear la solución en ámbitos más amplios (escalabilidad).

Piloto C – España

El piloto C se ubicará en el área urbana de Barcelona. Su objetivo principal es la demostración de que la agregación de estaciones base necesarias para permitir las comunicaciones a través de móvil y de un parque de vehículos eléctricos (VEs) son válidos para que el DSO pueda utilizarlos para asegurar el control de frecuencia y tensión, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de intercambio impuestas en la frontera por el TSO (esquema de coordinación C). De manera más concreta, se van a utilizar las baterías con las que están equipadas distintas estaciones base de telefonía de Vodafone, de 5 kW cada una y que sirven como respaldo en caso de un corte de suministro eléctrico, hasta un total de 100 kW. Sin embargo, la provisión de SSAA no es (ni se espera que sea en 2030) un modelo de negocio de interés para las compañías de telefonía móvil, por lo que se considera que esa venta de servicios auxiliares se va a hacer a través de un agregador (Danske Commodities). La estructura general del piloto y los principales actores/intercambios de información se muestran en la Figura 2.

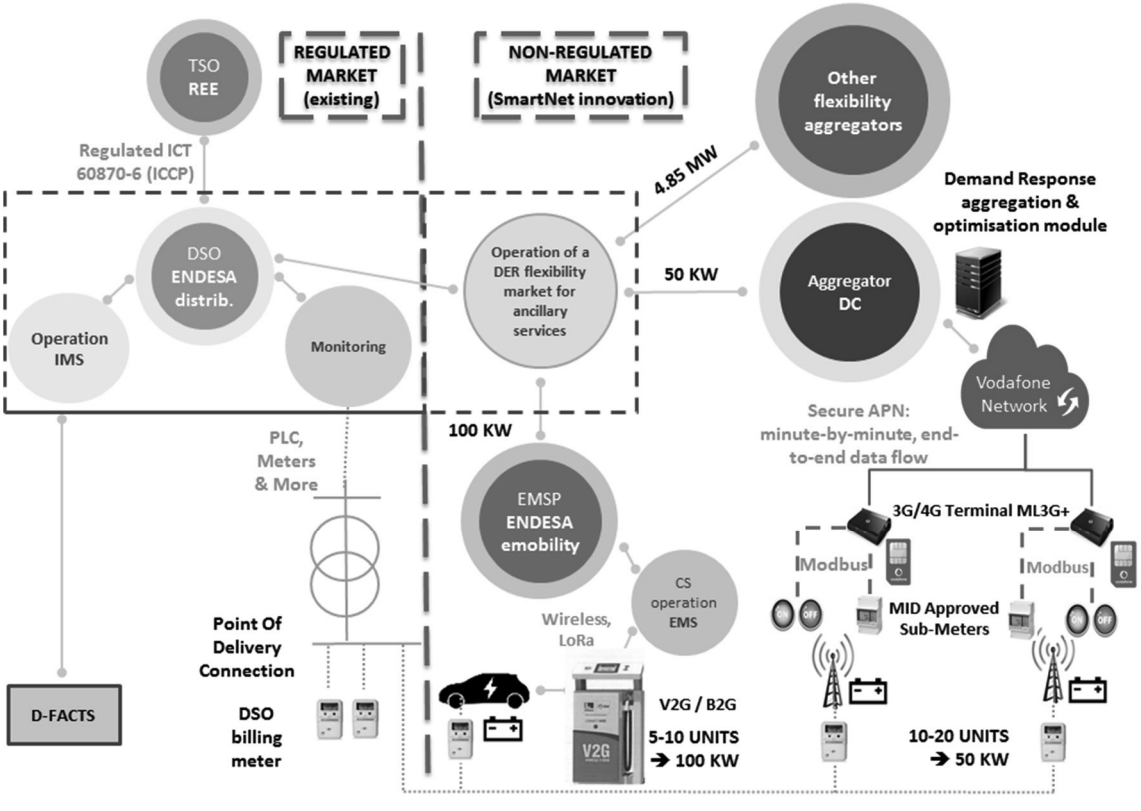


Figura 2. Esquema del piloto español

Dentro del esquema, también se van a considerar los VEs para ofertar servicios de V2G, es decir, que los dueños de VEs (en este caso los coches de flota de Endesa) podrían permitir al operador de la flota (Endesa eMobility) que descargase sus baterías parcialmente y de manera puntual para contribuir a solucionar problemas en la red.

El piloto emulará un mercado local en donde los agregadores de las estaciones base y de los VEs ofrecerán flexibilidad al DSO para proveer de servicios auxiliares de regulación de frecuencia, gestión de congestiones y control de tensión. Como resultado, el piloto demostrará que los proveedores de flexibilidad se activan en respuesta a las órdenes del DSO, es decir, que las señales de activación como resultado del mercado se transmiten entre el DSO y el agregador, y entre el agregador y los recursos distribuidos (y, también, que la información puede fluir en sentido contrario). Para esto, es necesario definir correctamente los modelos de intercambio de datos y los estándares empleados en las telecomunicaciones, ya que éstos deben ser interoperables para garantizar que todos los agentes del mercado regulado tienen claras las reglas para participar y que los agregadores, que pueden tener requisitos específicos, los tienen bien definidos.

CONCLUSIONES

En esta comunicación se han presentado, de manera general, el proyecto SmartNet y los nuevos esquemas de coordinación TSO/DSO diseñados para favorecer la participación de la generación distribuida en los mercados de SSAA. A continuación, se han descrito los pilotos que van a permitir validar algunos de esos esquemas de coordinación. Se prevé que el proyecto tenga un alto impacto real debido a la gran presencia de socios industriales y operadores de red, que aportarán su visión y experiencia al mismo y al elevado grado de innovación que, en sí mismo, presenta el proyecto.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado a través del proyecto SmartNet, con referencia Nº. 691405, dentro del programa H2020 de la Comisión Europea. Los autores quieren agradecer especialmente la colaboración de los siguientes socios implicados en la definición de los esquemas de coordinación y en la implementación de las soluciones en los pilotos: Danske Commodities, DTU, Endesa, Energinet, RSE, Selta, Siemens, Terna, VITO y Vodafone.

REFERENCIAS

- Schuster, H., Kellerman, J., Bongers, T. et al. 2014. EvolvDSO project, "D1.1: Definition of a Limited but Representative Number of Future Scenarios".
- http://www.expansion.com/empresas/energia/2016/03/23/56f285b3e2704e11358b46c6.html (23 marzo 2016).
- http://smartnet-project.eu/ (14 julio 2016).
- https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx (14 julio 2016).

PROYECTO NOBELGRID - ENERGÍA INTELIGENTE AL SERVICIO DEL CIUDADANO

Antonio Marqués, Director de tecnología, ETRA I+D
Lola Alacreu, Jefe de proyecto, ETRA I+D
Lucas Pons, Jefe técnico de proyecto, ETRA I+D

Resumen: En esta comunicación se explica cómo nuevos modelos de negocio y servicios pueden beneficiar a todos los actores de la Smart Grid y el mercado energético, dando lugar a redes de distribución más seguras y estables y energía más limpia y asequible. Se presenta el caso de éxito del proyecto H2020 NOBELGRID que, con un presupuesto de 14M€ y liderado por la empresa ETRA, agrupa a 21 entidades de 11 países en el desarrollo y demostración de nuevas herramientas TIC y modelos de negocio que mejoren toda la cadena de valor de la energía, facilitando la participación activa de todos los actores del mercado energético, dando mayor poder y protección al ciudadano. Las soluciones desarrolladas durante el proyecto serán desplegadas y evaluadas en condiciones reales en cinco demostradores europeos en Bélgica, Reino Unido, Italia, España y Grecia, involucrando a todos los participantes de la Smart Grid y teniendo en cuenta diferentes condiciones legislativas, climatológicas, técnicas y sociales.

Palabras clave: NOBELGRID**,** Smart Grid, Smart Meter, Ciudadano, Prosumidor, Modelos de Negocio

INTRODUCCIÓN

La Unión Europea se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% en 2020 y 40% en 2030 respecto a 1990 y a alcanzar una cuota de renovables del 20% en 2020 y al menos un 27% en 2030. Estos objetivos tienen como finalidad ayudar a los países de la Unión Europea a alcanzar un sistema energético más competitivo, seguro y sostenible. Para ello, cambios sustanciales, cualitativos - tanto en términos de tecnología como de modelos de negocio - son necesarios para que las mejoras conseguidas hasta el momento sean sostenibles y altamente escalables en el tiempo para que se puedan cumplir los ambiciosos objetivos de la UE.

En este contexto, el proyecto H2020 NOBEL GRID, con un presupuesto de 14M€ y 21 entidades de 11 países, lideradas por la empresa ETRA, está desarrollando nuevas herramientas y modelos de negocio que permitirá a todos los ciudadanos europeos beneficiarse de una red de distribución más segura y estable, fomentando la integración de fuentes de energía renovable distribuidas, y una mayor participación del consumidor y "prosumidor" final en el mercado energético. El proyecto comenzó el 1 de enero de 2016 y se estima que finalice a mediados de 2018.

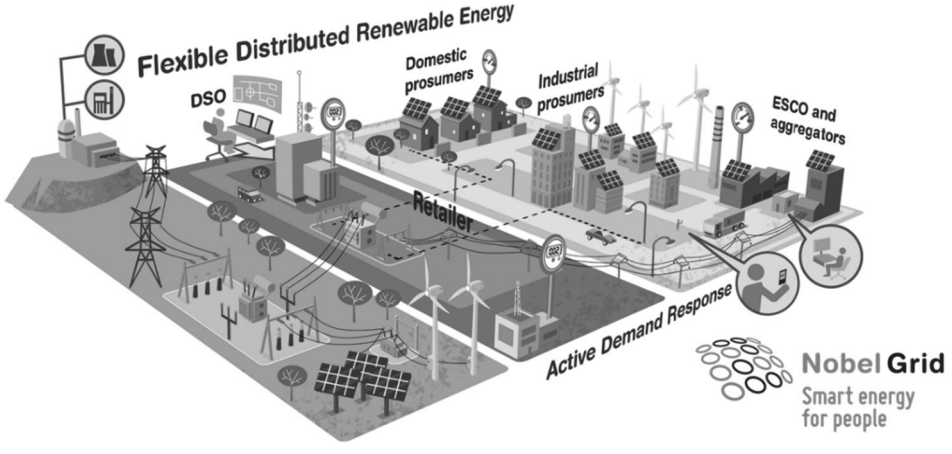


Figura 1. Actores de la Smart City y soluciones de NOBEL GRID

EL PROYECTO NOBELGRID

El proyecto NOBELGRID tiene como objetivo desarrollar y demostrar a gran escala nuevas soluciones y modelos de negocio que faciliten la integración de fuentes de energía renovable distribuida y proporcionen redes de distribución más robustas, seguras y sostenibles.

Este artículo se centra en la descripción de los desarrollos que se están llevando a cabo dentro del proyecto NOBELGRID, y que se desplegarán y demostrarán en condiciones reales en cinco sitios pilotos europeos. Estas soluciones permitirán a todos los actores del mercado energético beneficiarse de las ventajas de una Smart Grid más sostenible, asequible y segura y que permitirá alcanzar los objetivos de la Unión Europea mencionados anteriormente.

Arquitectura

Durante la primera etapa del proyecto NOBELGRID se ha definido la arquitectura del sistema global, empleando el modelo SGAM, (Smart Grid Architecture Model) definido por CEN-CENELEC-ETSI como guía para elaborar las especificaciones del proyecto. A través de este esquema, se han modelado los casos de uso que sostienen los objetivos de NOBEGRID, así como la arquitectura TIC que garantiza la aplicación de los casos de uso definidos en la primera etapa del proyecto. Esto incluye información acerca de los componentes, protocolos de comunicación y modelos de datos que componen la arquitectura TIC.

Para gestionar adecuadamente la complejidad de la arquitectura del proyecto NOBELGRID, se han definido cuatro subsistemas principales: (i) un nuevo Smart Meter para prosumidores que proporciona funcionalidades avanzadas, (ii) un cuadro de mandos para la gestión y control de la red de distribución (G3M), (iii) una herramienta para ESEs (Empresas de Servicios Energéticos), agregadores, cooperativas y comercializadoras de energía (DRFM cockpit); (iv) Una App para consumidores y prosumidores, industriales y domésticos (EMA App).

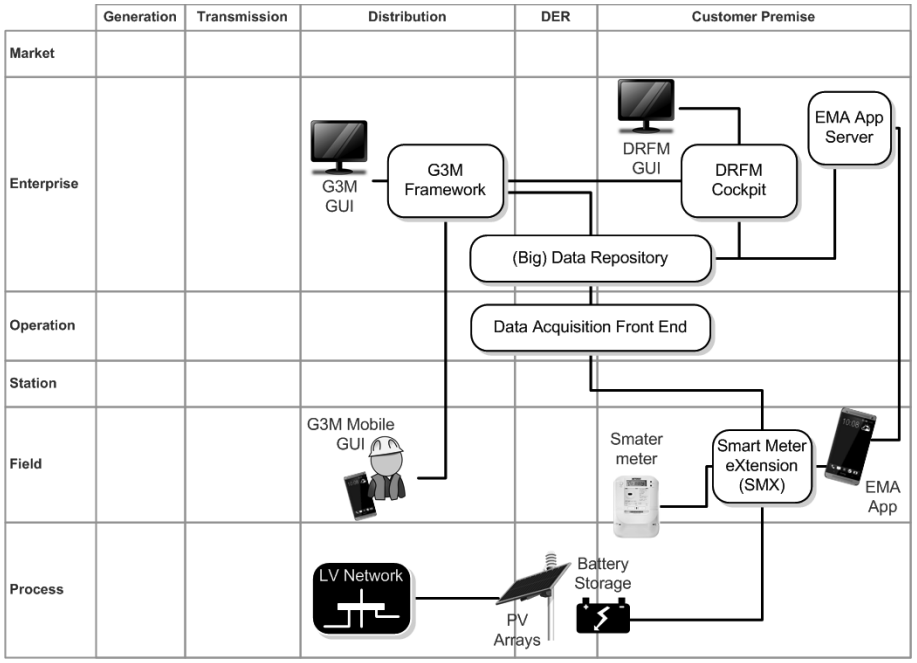


Figura 2. Arquitectura simplificada proyecto NOBELGRID

En las siguientes secciones de esta comunicación, se describen estos cuatro subsistemas.

Además, en la primera etapa del proyecto se han especificado adicionalmente los requerimientos sobre seguridad que debe cumplir la arquitectura de NOBELGRID, utilizando las guías de seguridad NISTIR 7628 (Guidelines for Smart Grid Cybersecurity). En estos momentos se están examinando las implicaciones de la privacidad de esta arquitectura a través de la evaluación del impacto de la protección de datos (Data Protection Impact Assessment - DPIA), con el objetivo de definir un conjunto de controles de privacidad adecuado, en lo que se refiere a la información personal de los usuarios que forma parte de los distintos desarrollos del proyecto.

El nuevo y avanzado contador inteligente con funcionalidades extendidas

La Unión Europea tiene como objetivo sustituir antes del año 2020 al menos el 80% de los contadores actuales por contadores inteligentes (o Smart meters), por lo tanto, se están convirtiendo en el equipamiento que más abundan en las redes de distribución. En NOBELGRID se presenta una nueva solución que abordará nuevos objetivos y funcionalidades extendidas mediante el uso de un nuevo diseño de Smart meter, basado en el concepto de contador inteligente desagregado – Unbundled Smart Meter (USM).

La arquitectura del USM es una sistematización donde las funcionalidades del contador inteligente se agrupan adecuadamente en dos componentes integrados:

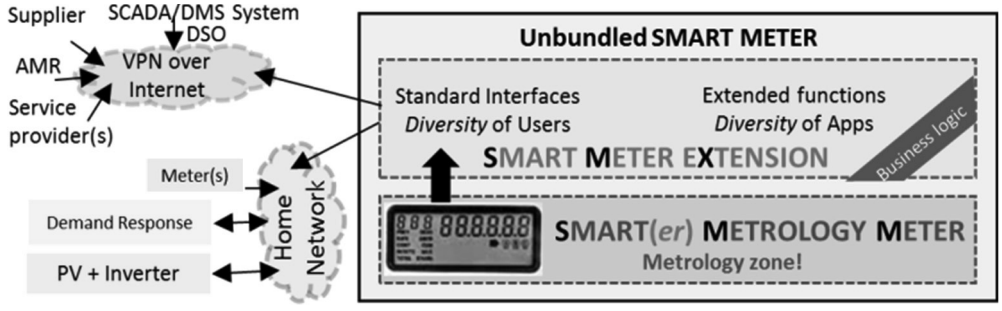


Figura 3. Arquitectura Unbundled Smart Meter

a) *Smart Metrology Meter* (SMM), un contador inteligente con servicios de metrología y otras funcionalidades fijas, así como funcionalidades en tiempo real estricto, que actúa como una "caja negra" con datos almacenados que pueden ser eliminados solamente después de un tiempo requerido, y,
b) *Smart Meter eXtension* (SMX), una extensión del contador inteligente que proporciona funcionalidades y servicios energéticos avanzados, proporcionando beneficios a todos los actores de la red, y principalmente al consumidor y prosumidor final.

El nuevo concepto de USM se demostrará en el proyecto NOBELGRID de dos maneras: a) integrando contadores comerciales existentes con una extensión del contador inteligente independiente (SMX) y b) mediante el diseño del SMM y SMX en una sola unidad, llamada SLAM (Smart Low Cost Smart Meter).

Estos equipos, SMX/SLAM, además de funcionar como contadores inteligentes, proporcionan de manera complementaria funcionalidades que normalmente se asocian a otros tipos de equipos como por ejemplo:

- Proveen de información más exacta sobre la calidad del suministro, lo que le permite una mayor precisión en la detección de problemas o fraudes.
- Facilitan a los ciudadanos poder participar en la gestión activa de la demanda sin tener que adquirir, instalar o configurar elementos adicionales.
- Utilizan la flexibilidad de la demanda para solventar problemas puntuales de suministro, así como retrasar o evitar nuevas inversiones innecesarias en infraestructura.
- Integran de forma adecuada la producción de energía renovable en la red de distribución sin afectar el correcto suministro.

- Emplean canales de comunicación directos con los usuarios que facilitan las tareas de mantenimiento de la red.
- Ofrecen servicios energéticos adicionales (mantenimientos automáticos, tarifas reguladas, gestión de infraestructuras, etc.).

Cuadro de mandos para la Gestión, Control y Mantenimiento de la red de distribución (G3M)

El cuadro de mandos para la Gestión, Control y Mantenimiento de la red de distribución desarrollado dentro del proyecto NOBELGRID, es el punto de acceso para el operador de la red de distribución al conjunto de funcionalidades y servicios ofrecidos por el proyecto.

El componente principal de este sistema es una interfaz web que engloba todas las funcionalidades requeridas para una gestión y explotación de la red de distribución de forma eficiente, como por ejemplo: la gestión de contadores inteligentes, el control e información de cortes de suministro, información geoespacial y gestión de activos, gestor de mantenimiento y operarios, gestión de información de y al cliente, entre otros. Todos estos servicios se encuentran integrados en una única interfaz de usuario lo que permite al operador de red monitorizar y controlar la red de distribución desde distintas perspectivas.

Este cuadro de mandos se basa en estándares existentes para interactuar con elementos de la red de distribución y contadores inteligentes, por lo que es compatible con cualquier equipo o servicio que cumpla con estos estándares. No obstante, el sistema desarrolla todo su potencial cuando se despliegan en la red de distribución equipos SMX/SLAM, desarrollados como parte del proyecto NOBELGRID.

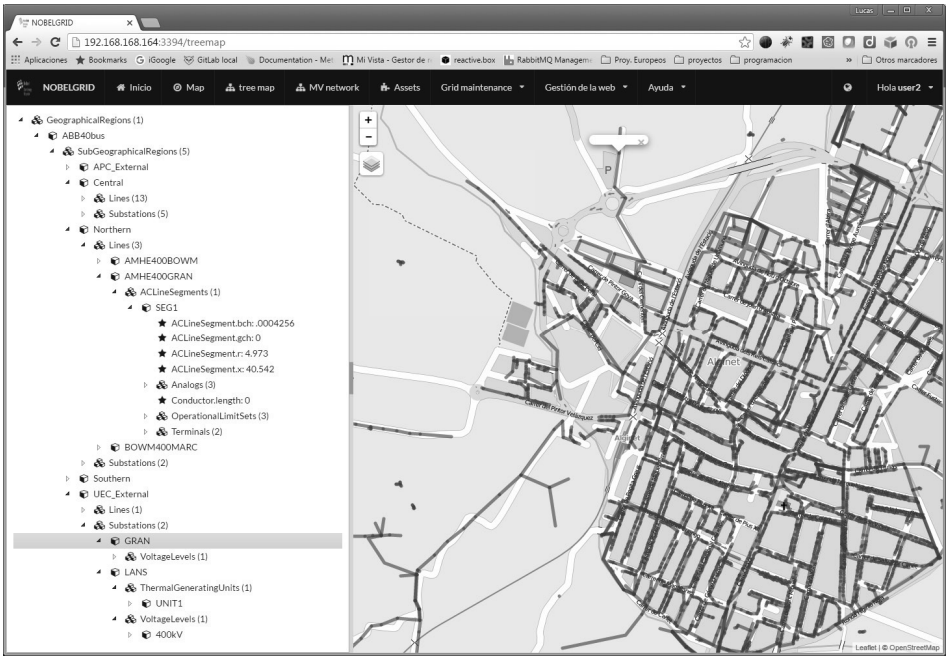


Figura 4. Sistema de Gestión, Control y Mantenimiento para operadores de red del proyecto NOBELGRID

Herramienta de gestión de respuesta a la demanda para entidades intermedias (Agregadores, ESEs, Cooperativas y Comercializadoras)

La Herramienta de gestión de respuesta a la demanda para entidades intermediarias es una plataforma que permite a los Agregadores, ESEs, Cooperativas y Comercializadoras gestionar todos los aspectos de sus programas de respuesta a la demanda (DR) a través de un sistema único e integrado que es capaz de

gestionar la flexibilidad de la red de distribución. Se trata de un sistema de ayuda a la toma de decisiones capaz de vincular la demanda agregada y su flexibilidad de todos los actores de la red de distribución. En concreto, esta herramienta permitirá a estos actores maximizar las ganancias y administrar el desbalanceo de la red apoyando a la vez a los operadores de red para garantizar mayor estabilidad y seguridad de la red.

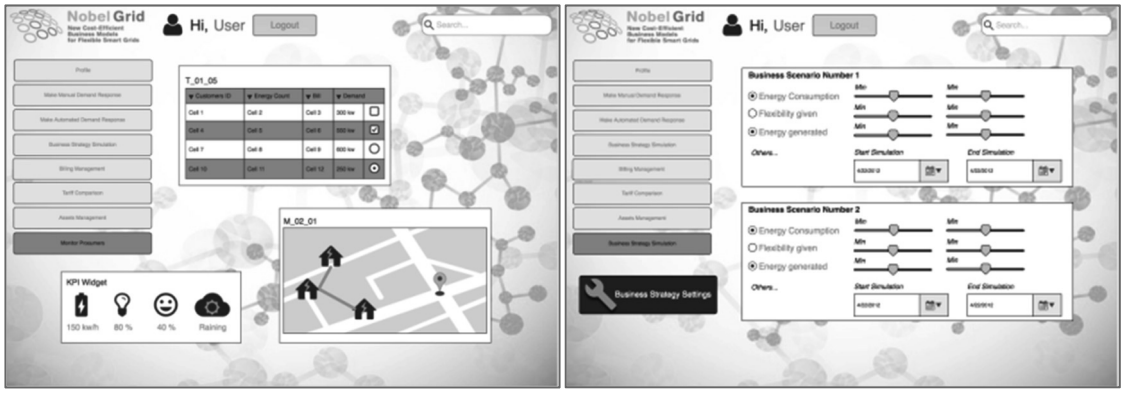


Figura 5. Herramienta respuesta a la demanda de NOBELGRID

Aplicación para la monitorización y gestión de uso de la energía para consumidores finales

La Aplicación para consumidores finales de NOBEL GRID ofrece, tanto a consumidores como prosumidores domésticos e industriales en tiempo real, la visualización de datos de energía y recomendaciones para mejorar su eficiencia energética, maximizar el uso de energías renovables y minimizar la factura eléctrica, según el perfil del usuario. La aplicación también ofrece la opción de compartir experiencias con otros consumidores para fomentar la cooperación ciudadana y promover la participación activa de estos usuarios a través de programas de respuesta la demanda, ya sea para beneficiarse de precios más económicos, contribuir a la estabilidad de la red o consumir energía más limpia.

Los consumidores podrán monitorizar, controlar y gestionar su consumo energético y la producción a través de distintas métricas e indicadores. Estas métricas e indicadores se basarán en mediciones en tiempo real derivadas de la información disponible en la red y en los contadores inteligentes. La información que se muestra incluye consumo, producción y almacenamiento propio en tiempo real, estado de dispositivos inteligentes de la casa, así como pronóstico de temperatura, mix de la energía, intensidad de CO_2 en la red, tarifas de precios, etc.

La herramienta estará disponible en versión web y aplicación móvil siguiendo un diseño ágil, armonizado con las normas vigentes de visualización y comunicación, promoviendo la interacción con el usuario.

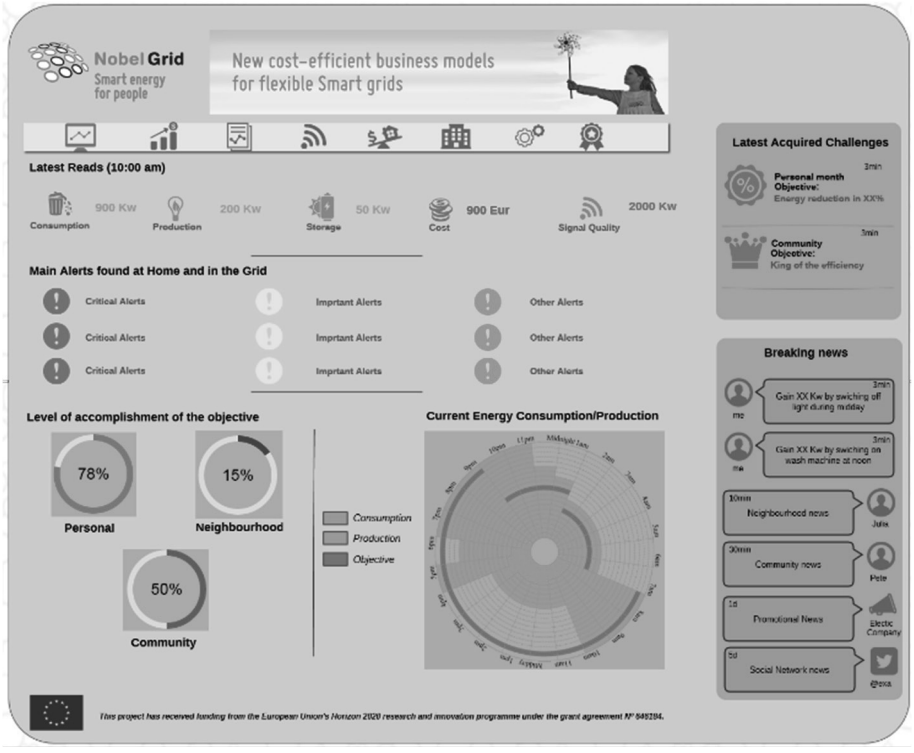


Figura 6. Aplicación para consumidores finales de NOBEL GRID

CONCLUSIONES

El consorcio de NOBELGRID comenzará el despliegue y demonstración de los desarrollos del proyecto en los cinco sitios piloto de Bélgica, Reino unido, Italia, España y Grecia a finales del año 2016. Este despliegue se realizará de forma progresiva, incluyendo gradualmente a un mayor número de usuarios y de equipos hasta alcanzar la cifra de 20.000 usuarios. La duración de las pruebas será de 18 meses.

A través de todas las soluciones diseñadas, desarrolladas y demostradas en el proyecto NOBEL GRID, se pretende promocionar e incentivar nuevos modelos de redes de distribución, que contribuyan a generar un mercado eléctrico más competitivo y eficiente, ayudando a la vez a resolver graves problemas sociales, como el aumento de la polución, la dependencia a los combustibles fósiles y la pobreza energética. Además, el proyecto pretende abrir nuevos mercados en el campo de las Smart Grids y los contadores inteligentes, fomentando y promoviendo la competitividad de la industria europea.

Más información sobre los desarrollos y pruebas del proyecto en nuestra la página web: www.nobelgrid.eu.

AGRADECIMIENTOS

Queríamos ofrecer nuestros agradecimientos a todos los colaboradores del proyecto NOBEL GRID.

REFERENCIAS

- Entregable D3.1. Smart Grids reference architecture and data models v1 (NOBELGRID, 2016).
- Entregable D4.1. Specification of the Unbundled Smart Meter (NOBELGRID, 2016).
- Entregable D9.1. G3M Framework functionalities specification and design (NOBELGRID, 2016).
- Entregable D11.1. EMA App functionalities specification and design (NOBELGRID, 2016).
- Entregable D12.1. Design and specifications of the DRFM (NOBELGRID, 2016).

ITC-BT 52: ALTERNATIVAS PARA EL ESQUEMA 2 - UN CONTADOR PRINCIPAL COMÚN PARA LA VIVIENDA Y LA ESTACIÓN DE RECARGA

Txetxu Arzuaga Canals, LV Products Unit Manager, ZIV
Olaia Berinkua García, Application Engineer, ZIV

Resumen: Uno de los aspectos más importantes para el despegue de la movilidad eléctrica ha sido la publicación, en Diciembre de 2014, del Real Decreto 1053/2014 que aprobaba la nueva ITC-BT 52[1]. El esquema 2, que propone una instalación individual con un contador principal común para la vivienda y la estación de recarga goza de una gran popularidad entre los usuarios de los Vehículos Eléctricos. Su correcta aplicación impone una serie de retos técnicos para lograr que la función de control de la potencia que realiza el propio contador principal pueda asegurar su rearme desde la vivienda. En este artículo, se analizan las distintas opciones que existen para lograr que el ICP del contador se rearme automáticamente en el ámbito de este esquema 2.

Palabras clave: ITC-BT 52, Punto de Recarga, Vehículo Eléctrico, Smart Meters, ICP, Rearme, Impedancia

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la movilidad eléctrica ha experimentado un gran auge y se espera que dicho avance aumente y se consolide en los próximos años. Según los datos publicados en '*http://electromovilidad.net*', en los primeros meses del año 2016, con respecto al año pasado, la matriculación de vehículos eléctricos (VE) ha experimentado una subida del 170 %. Además, según desveló Víctor Audera, Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, en el *III Foro del VE e Industria*, se espera que para 2020 haya un total de 150.000 Vehículos Eléctricos en España.

Uno de los elementos más importantes para el despegue de la movilidad eléctrica ha sido la publicación, el 31 de Diciembre de 2014, del Real Decreto 1053/2014 (RD) que, tras cuatro años de espera, aprobaba una nueva Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT 52 (MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO,2014, BOE-A-2014-13681) [1], la cual detallaba las alternativas existentes para las «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de VE». Esta norma impulsaba la evolución del VE dado que define que:

- En aparcamientos o estacionamientos colectivos en edificios de régimen de propiedad horizontal, se deberá ejecutar una conducción principal por zonas comunitarias (mediante, tubos, canales, bandejas, etc.), de modo que se posibilite la realización de derivaciones hasta las estaciones de recarga ubicada en las plazas de aparcamiento, tal y como se describe en el apartado 3.2 de la ITC-BT 52
- En aparcamientos o estacionamientos de flotas privadas, cooperativas o de empresa, o los de oficinas, para su propio personal o asociados, o depósitos municipales de vehículos, las instalaciones necesarias para suministrar a una estación de recarga por cada 40 plazas
- En aparcamientos o estacionamientos públicos permanentes, las instalaciones necesarias para suministrar a una estación de recarga por cada 40 plazas

La ITC-BT 52 a su vez define los «Esquemas de instalación para la recarga de vehículos eléctricos», «Previsión de cargas según el esquema de la instalación», «Requisitos generales de la instalación», «Protección para garantizar la seguridad» y «Condiciones particulares de instalación».

Dentro del apartado '*3. Esquemas de instalación para la recarga de vehículos eléctricos*', se especifica tanto como realizar las nuevas instalaciones para alimentación de las estaciones de recarga, como la modificación de instalaciones ya existentes, que deben realizarse siguiendo uno de los 4 esquemas de conexión descritos:

- Esquema colectivo o troncal con un contador principal en el origen de la instalación.
- Esquema individual con un contador común para la vivienda y la estación de recarga.
- Esquema individual con un contador para cada estación de recarga.
- Esquema con circuito o circuitos adicionales para la recarga del vehículo eléctrico.

ESQUEMA 2 DE LA ITC BT-52

Definición del Esquema 2 de la ITC BT-52

El esquema 2, que propone que la estación de recarga cuelgue del mismo contador principal del que cuelga la vivienda goza de una gran popularidad entre los usuarios de los Vehículos Eléctricos (VE). Esto es debido a que los usuarios pueden englobar vivienda y punto de recarga baja un mismo contrato.

En la siguiente ilustración podemos ver el esquema 2 definido en la ITC-BT 52:

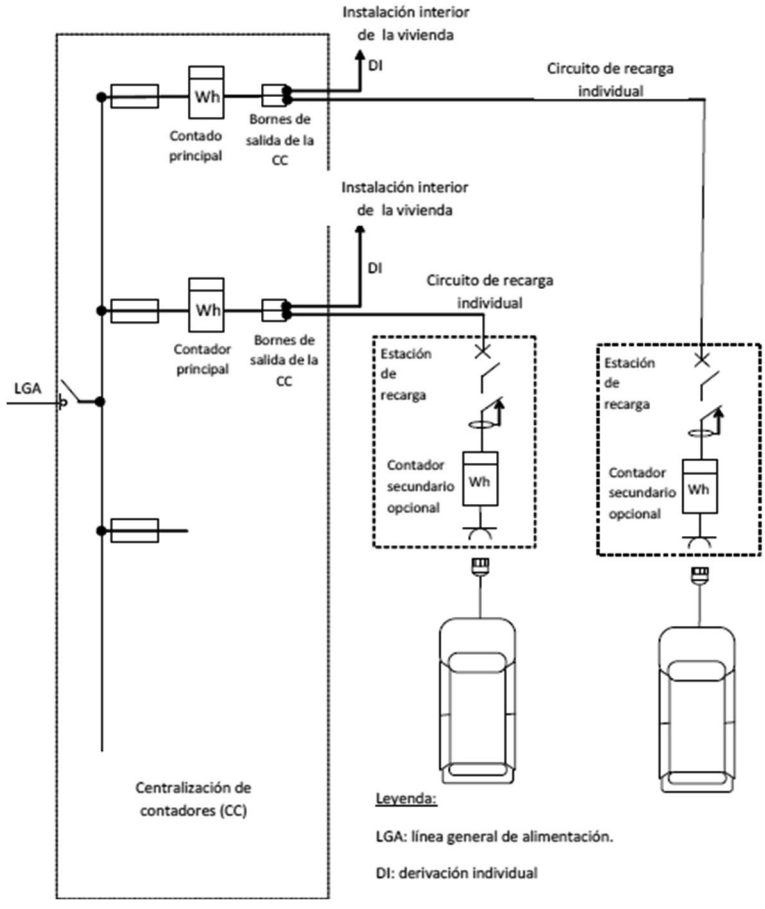


Figura 1. Esquema 2 de la ITC BT-52

Problemática del Esquema 2 de la ITC BT-52

La correcta aplicación del Esquema 2, impone una serie de retos técnicos dado que la función de control de la potencia contratada por el cliente la realizará el propio contador principal, sin necesidad de instalar un ICP independiente, y lo que es más importante, en el caso de actuación de la función de control de potencia, su rearme se deberá realizar desde la vivienda.

Los nuevos contadores de telegestión, también conocidos como Smart Meters, que se están desplegando en los hogares españoles, entre sus muchas funciones, integran una función de control de potencia (ICP integrado). Estos contadores actúan sobre su ICP interno para cortar el suministro de la vivienda cuando se detectan demandas de potencia superiores a la potencia contratada. Cuando ocurre esta situación, el ICP permanece abierto hasta que el contador detecta que no existe ninguna carga conectada, momento en el que rearma su ICP. Para que esto ocurra el cliente debe abrir el diferencial de su vivienda deslastrando todas las cargas que cuelgan del contador.

El contador detecta la ausencia de cargas realizando una medición de impedancia, que deberá de tender a infinito cuando no existen cargas conectadas. Sin embargo, dicha medida debe presentar cierta tolerancia para albergar las impedancias parásitas que presentan los cables que van desde la vivienda al contador. En ocasiones estas tiradas de cable pueden llegar a ser de varias decenas de metros. Además de la longitud, el tipo y grosor de cable que varía la impedancia presentada, se añaden las siguientes variables:

- Ruido, que afecta al circuito de detección de Impedancia.
- Capacidades parásitas, bien entre conductores activos o entre éstos y tierra.
- Poca concreción de las Especificaciones, con términos genéricos y no medibles como “Alta Impedancia” o “Muy Alta Impedancia”.

En países como Francia se especifica que el contador debe ser capaz de reenganchar cuando se detecten impedancias mayores de 200KΩ a 50 Hz, y en Portugal 500Ω. Sin embargo, en España, ni la normativa ni la especificación de las eléctricas españolas ha definido aún un valor de impedancia límite bajo el cual el contador debe reenganchar. Haciéndose este parámetro configurable en muchas ocasiones dado que el entorno varía en cada instalación. Es por ello que cada fabricante implementa su mecanismo de detección de impedancia, lo que hace que no todos los contadores reenganchen en exactamente las mismas condiciones. Esto hace complicado introducir nuevos elementos en el sistema.

En el caso del esquema 2, cuando el usuario abre el diferencial instalado en el cuadro de baja tensión de su vivienda, el contador seguiría detectando la carga asociada al punto de recarga y por lo tanto nunca podría rearmar el ICP. La ITC-BT 52 define que “***En caso de actuación de la función de control de potencia, su rearme se realizará directamente desde la vivienda***”. En el siguiente apartado se exponen algunas de las alternativas para cumplir con esta parte del reglamento.

Alternativas técnicas para Esquema 2 de la ITC BT-52

En esta sección se analizan las distintas opciones que existen para lograr que el ICP del contador se rearme automáticamente en el ámbito del esquema 2, esto es, el esquema de instalación individual con un contador principal común para la vivienda y para la estación de recarga.

Como se mencionaba en el apartado anterior, para acogerse a este esquema se debe garantizar que el ICP del contador se puede rearmar sin salir de la vivienda. Este requisito podría cumplirse de diferentes maneras, pero todas ellas pasarían por introducir un elemento de corte antes de la estación de recarga ya que, para permitir el rearme del ICP que integran los contadores, el contador debe ver una impedancia “infinita”, por lo que es necesario abrir tanto el circuito de la vivienda como el circuito de la estación de recarga.

La diferencia entre las posibles soluciones radica en cómo se comanda dicho elemento de corte pudiendo este ser automático o comandado desde la vivienda (implica la instalación de algún circuito de comando para el elemento de corte entre la vivienda y el garaje, lo cual no siempre es factible).

En los siguientes sub-apartados se analizan algunas de estas soluciones y sus ventajas e inconvenientes.

Opción1: Soluciones comandadas desde la vivienda que se limitan a desconectar automáticamente la estación de recarga sin realizar una reconexión de ésta.

Esto implica que el usuario debería realizar una intervención manual en el garaje para reanudar la carga en curso en caso de que la hubiera. Este sistema puede introduce la posibilidad de encontrarse el coche sin cargar tras un disparo del ICP si el usuario no se acuerda de bajar al garaje a reanudar la carga.

Opción2: Soluciones que permiten no sólo desconectar la estación de recarga, sino también reconectarla una vez el ICP del contador se ha rearmado

Estas soluciones que permiten tanto rearmar el ICP como reanudar el suministro para el VE, todo ello sin salir de la vivienda, son las más cómodas para el usuario y las más recomendables pues no varían la forma en que el usuario interactúa con su contador permitiendo que todas las particularidades del esquema 2 de la ITC-BT 52 sean completamente transparentes para él.

1. **Opción2a: Tirada de cable desde el diferencial de la vivienda hasta punto de recarga**. De este modo el deslastre y reenganche de ambas instalaciones, vivienda y punto de recarga, se realizará desde el mismo punto manualmente. El usuario al abrir el diferencial de su vivienda estará deslastrando tanto las cargas de la vivienda como la del punto de recarga. El inconveniente de esta alternativa es que es necesaria una tirada de cable adicional desde la vivienda al garaje lo que encarece la instalación y la dificulta haciéndose inviable en algunos de los edificios con instalación eléctrica antigua.
2. **Opción2b: Temporizador con batería más contactor.** En el mercado existen algunos temporizadores de consumo 'ultra bajo' que podrían instalarse en este entorno junto con un contactor. Una vez que el contador abriera el ICP, el contactor quedaría abierto deslastrando así la impedancia presentada por el punto de recarga. En este momento saltaría el temporizador que volvería a alimentar el sistema de recarga tras el tiempo configurado. El inconveniente de este sistema es que el usuario puede tardar un tiempo mayor al establecido en el temporizador en abrir el diferencial lo que provocaría que el sistema de reconexión no funcionara correctamente.

3. **Opción2c: Incorporar segundo circuito de rearme automático que presente impedancia "infinita" para el contador.** Dicho elemento deberá de gestionar automáticamente:

   - El deslastre del punto de recarga cuando se detecte la apertura del ICP del contador, abriendo un contactor colocado entre el elemento reconectador y la alimentación del PR. Una vez deslastrado el punto de recarga, el contador, debido a la alta impedancia presentada por el elemento de reenganche, no será capaz de distinguir la impedancia presentada por este equipo o la de la tirada de cable habitual.
   - El rearme de la alimentación del punto de recarga cuando se detecte que el ICP del contador vuelve a estar cerrado.

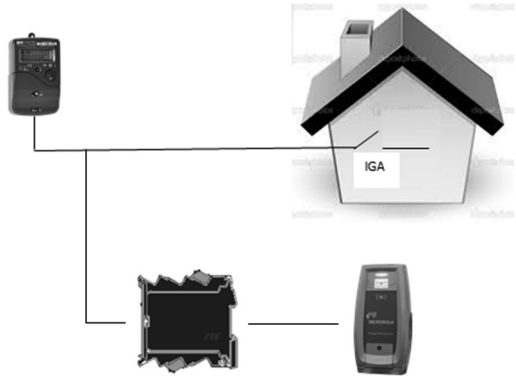


Figura 2. Esquema 2 con elemento de rearme de impedancia infinita (RVE)

ZIV apuesta por esta opción diseñando un equipo con estas características, el **RVE**. Este equipo presenta un consumo casi nulo durante la mayor parte del tiempo. Como se indicaba en el apartado '***Problemática del Esquema 2 de la ITC BT-52***', cada fabricante de contador inteligente implementa su propio mecanismo de rearme. Por ello y para garantizar el correcto funcionamiento de la solución 2c, se realizaron los siguientes ensayos de control y funcionales con contadores de diferentes fabricantes utilizados por las eléctricas españolas:

1. **Ensayos de control:** se comprueba, para diferentes distancias de cable hasta la vivienda, que el contador es capaz de rearmar el ICP tras la apertura del IGA.

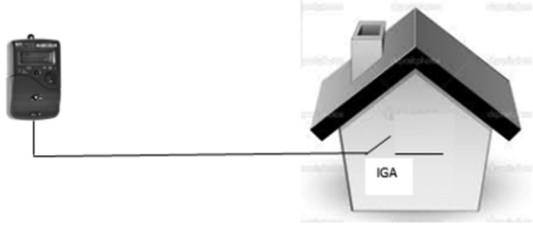


Figura 3. Esquema de ensayo #1

2. **Ensayos funcionales con RVE:** se comprueba, para diferentes longitudes del cable de derivación mostrado y del cable que va a la vivienda (mostrados en naranja y verde respectivamente en la anterior ilustración), que el contador es capaz de rearmar el ICP tras la apertura del IGA y que el RVE reanuda el suministro para el VE tras el rearme del ICP del contador.

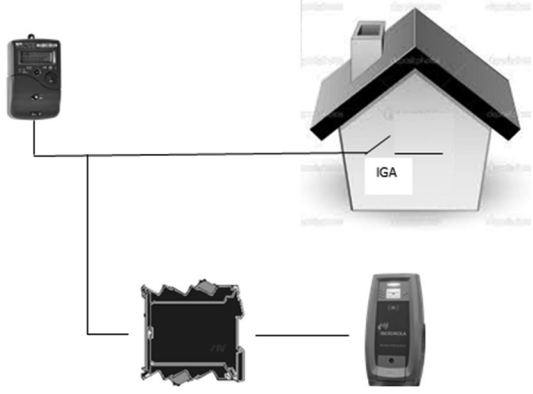


Figura 4. Esquema de ensayo #2

Tras dichas pruebas se demuestra que el RVE no interfiere en el funcionamiento normal de cada contador en cuanto a la funcionalidad de rearme de ICP.

CONCLUSIONES

Muchos usuarios tienen preferencia por el Esquema de Conexión 2 publicado en la ITC-BT 52 dado que no necesitan dar de alta un segundo contrato para en punto de recarga. Este esquema presenta algunos retos tecnológicos debido al sistema de control de potencia (ICP) que incorporan los nuevos contadores inteligentes.

De las alternativas presentadas en este documento se presenta la siguiente tabla con una comparativa en cuanto a 3 criterios: facilidad de instalación, experiencia usuario y coste:

Alternativas	Facilidad de instalación	Experiencia usuario	Coste
Opción 1: Sin reconexión del punto de recarga	✗	✗✗	✓✓
Opción 2a: Cable desde vivienda hasta punto de recarga	✗	✓	✗✗
Opción2b: Contactor más temporizador	✓	✗	✓
Opción 2c: Segundo circuito de rearme con impedancia 0 (RVE)	✓	✓	✓

Tabla I. Comparativa de alternativas técnicas para Esquema 2 de la ITC BT-52

La opción 2c, empleando un elemento reconectador autónomo que permita la reconexión directa desde la vivienda, es la solución más óptima que permite la implementación del esquema tipo 2 con una óptima comodidad para el usuario y asegurando la compatibilidad con todos los contadores inteligentes desplegados en las redes eléctricas españolas.

REFERENCIAS

- Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014, BOE-A-2014-13681

ACTUALIDAD SOBRE EL USO E INFORMACIÓN A PARTIR DEL CONTADOR DE TELEGESTIÓN

Javier Rodríguez Roncero, Solutions Director, Business Unit Energy Solutions, Landis+Gyr EMEA
John Harris, Head of Regulatory Affairs, Business Unit Energy Solutions, Landis+Gyr EMEA

Resumen: La Unión Europea tiene como objetivo reemplazar al menos el 80% de los contadores de electricidad con contadores de telegestión en el año 2020, en aquellos estados miembros donde el análisis coste/beneficio resulte favorable. Existe un consenso entre los distintos agentes implicados (reguladores, compañías eléctricas y asociaciones de consumidores) que consideran que los beneficios derivados del despliegue de contadores y redes inteligentes (entre los que se encuentran la mejora del servicio al cliente, así como de la fiabilidad del suministro y la capacidad de respuesta en caso de apagones) superarán las previsiones iniciales de la industria. Esta comunicación describe la información que gestiona el contador de telegestión en España y sus potenciales usos, con un especial énfasis en la interacción con el consumidor final y las experiencias de otros estados miembros de la Unión Europea en esta materia.

Palabras clave: Contador Inteligente, Red Inteligente, Despliegue de Telegestión, Monitor de Energía, Interacción con el Consumidor, PRIME, Meters&More

INTRODUCCIÓN

El Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, marca el pistoletazo de salida para el inicio del despliegue de la telegestión en clientes residenciales (potencia contratada hasta 15kW) en España.

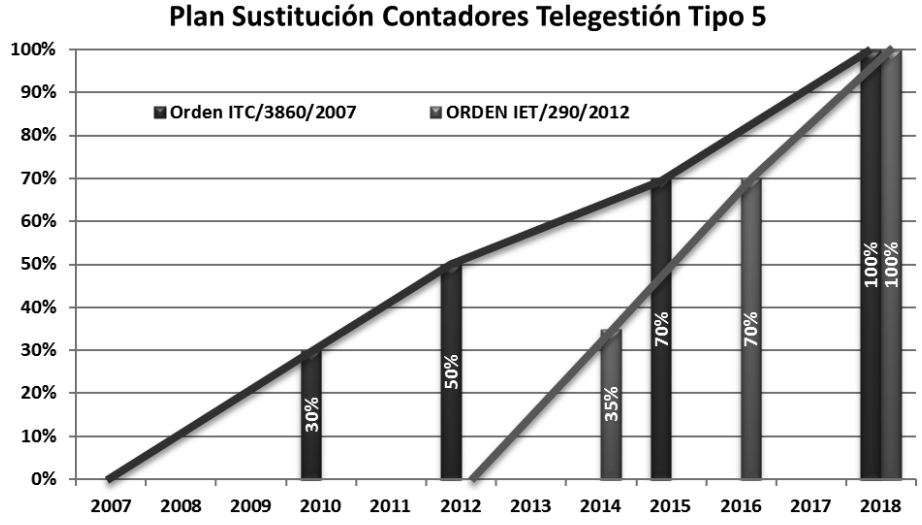


Figura 1. Plan de sustitución de contadores de telegestión residenciales en España

Las especificaciones del contador de telegestión residencial en España, que definen las características de estos equipos de medida, se rigen por lo estipulado en:

- **Real Decreto 1110/2007,** de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico español. En concreto en lo que respecta a equipos de medida tipo 5.
- **Real Decreto 889/2006,** de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida. En concreto los contadores deben superar la evaluación de conformidad, según el control metrológico del Estado establecido en el capítulo II.

- **Orden ITC/3022/2007,** de 10 de octubre, que regula el control metrológico del estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c, y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en los suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión.

En el caso concreto de España existen dos conjuntos de especificaciones de contador de telegestión residencial con aplicación en distintas áreas de distribución de electricidad:

- **Iberdrola, Gas Natural Fenosa, HC Energía, CIDE y ASEME:** contadores residenciales de telegestión con comunicaciones PLC PRIME.
- **Endesa y Viesgo:** contadores residenciales de telegestión con comunicaciones PLC Meters&More.

La telegestión residencial en España se realiza principalmente desplegando una infraestructura de medida y comunicaciones que incluye los siguientes componentes, tal y como se ilustra en la siguiente figura.

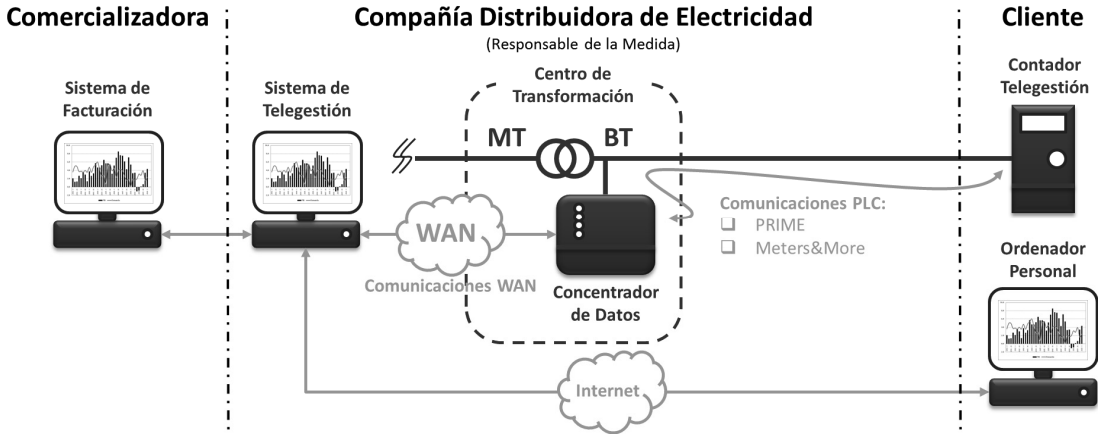


Figura 2. Infraestructura del despliegue de telegestión en España para clientes residenciales

Las compañías distribuidoras en su papel de responsables de la medida son las encargadas de realizar el despliegue de telegestión y operar la infraestructura necesaria, poniendo a su vez a disposición de terceros (comercializadoras de electricidad y consumidores) toda la información referente a la medida.

En los siguientes apartados se describe la información que gestiona el contador de telegestión en España y sus potenciales usos, con un especial énfasis en la interacción con el consumidor final y las experiencias de otros estados miembros de la Unión Europea en esta materia.

INFORMACIÓN EN EL CONTADOR DE TELEGESTIÓN

El objetivo de este estudio es facilitar al lector una visión actualizada sobre el uso e información a partir del contador de telegestión en España, con un especial foco en sus potenciales aplicaciones.

El contador de telegestión residencial es capaz de gestionar información relativa a las magnitudes de energía en el contador (**registros de energía**), información relativa a la facturación por tarifas (**tarificación y contratos**), información relativa a variaciones de tensión e interrupciones largas del suministro eléctrico (**registros de calidad de suministro**), información relativa a acciones y acontecimientos detectados por el contador (**eventos**), información relativa a incidencias en el funcionamiento del contador (**alarmas**), e información relativa a las potencias programadas y potencia residual para gestión de la demanda (**gestión de la demanda**).

Las siguientes tablas resumen las potenciales aplicaciones para la compañía eléctrica y el consumidor.

Información	Aplicación para la compañía eléctrica
Registros de Energía	- Acceso a las curvas de carga horaria para facturación en base a tarifa PVPC. - Acceso a valores instantáneos de potencia, tensiones e intensidades en el punto de suministro de cara a detectar incidencias.
Tarificación y Contratos	- Ajuste de la tarifa TOU que aplica en cada momento del día. - Ajuste de la potencia contratada para cada periodo tarifario.
Registros de Calidad de Suministro	- Análisis de la calidad de producto (variaciones de tensiones) - Análisis de la calidad de servicio (interrupciones largas)
Eventos y Alarmas	- Análisis de eventos y alarmas registrados por el contador para detectar averías, detectar intrusismo, detectar fraude, identificar problemas de calidad de suministro, identificar cambios en los parámetros y en el software, etc.
Gestión de la Demanda	- Limitación del consumo en situaciones de emergencia para gestión de la demanda (no se utiliza en la actualidad).

Tabla I. Aplicación de la Información en el contador de telegestión para la compañía eléctrica

Información	Aplicación para el consumidor final
Registros de Energía	- Acceso a valores instantáneos de potencia (consumo instantáneo) - Acceso a las curvas de carga horaria (facturación en base a PVPC) - Acceso al histórico de consumos.
Tarificación y Contratos	- Acceso a la tarifa TOU que aplica en cada momento del día. - Acceso a la potencia contratada para cada periodo tarifario.
Registros de Calidad de Suministro	- Acceso a las incidencias de calidad de producto (variaciones de tensiones) - Acceso a las incidencias de la calidad de servicio (interrupciones largas)
Eventos y Alarmas	- En principio, no aplicaría.
Gestión de la Demanda	- Participación en programas de gestión de la demanda (no está disponible en la actualidad)

Tabla II. Aplicación de la Información en el contador de telegestión para el consumidor final

- **Registros de Energía:**
  - Valores instantáneos de:
    - Energía activa y reactiva: valor absoluto de los acumuladores de las 6 magnitudes de energía activa y reactiva que mide el contador: A+, A-, R(QI), R(QII), R(QIII) y R(QIV)
    - Potencia instantánea: valor de la potencia activa y reactiva instantánea total en las tres fases.
    - Tensiones por fase: valores instantáneos de tensión de cada fase.
    - Intensidades por fase: valores instantáneos de intensidad de cada fase.
    - Coseno de FI por fase: valores instantáneos de coseno de cada fase.
    - Factor de potencia medio: factor de potencia instantáneo medio de las tres fases.
  - Registro de curva de carga: periodo de integración parametrizable (Min 5min / Máx 1h)
    - Curva de carga horaria incremental: el contador almacena 6 registros de energía (Wh/VArh) durante 3 meses con un periodo de integración horario.
    - Curva de carga diaria absoluta: el contador almacena a las 0 horas de cada día, el valor de los totalizadores absolutos (kWh/kVArh) de las 6 magnitudes, con una profundidad de 3 meses.
  - Resúmenes de información tarifaria: valores totales y por periodos tarifarios.
    - Resumen mensual: cierre de facturación con los valores absolutos de las 6 magnitudes.
    - Resumen actual: valores absolutos de las 6 magnitudes y maxímetro (A+) desde el último cierre.
    - Resumen diario: valores absolutos de las 6 magnitudes a las 0 horas.
- **Tarificación y Contratos:** Contrato 1/2/3: facturación de la tarifa de acceso de terceros a la red (ATR) / acuerdo entre comercializadora y cliente / facturación de generadores en régimen especial o para un segundo contrato entre comercializadora y cliente.
  - Temporada: periodos de tiempo en que se puede dividir un año (máximo 12)
  - Clases de días: laborables y festivos (máximo 30)
  - Periodos tarifarios: cada bloque horario en que se aplica una tarifa determinada (máximo 6

periodos tarifarios).
  - Tipos de días: conjunto de las asignaciones de periodos tarifarios a cada una de las 24 horas de un día.
  - Potencias: potencia asociada a cada periodo tarifario de cada contrato, que corresponde al valor de la potencia contratada en cada periodo.
  - Máximas: mayor valor de la potencia activa medida demanda en un periodo de 15 minutos, en el tiempo comprendido entre dos cierres de facturación consecutivos.
  - Fechas de cierre: parámetros programables que indican la fecha en la que se efectuará el cierre automático de cada contrato.
- **Registros de Calidad de Suministro:** mismos criterios definidos por las empresas distribuidoras para Contadores-Registradores Tipos 1 a 4.
  - Variaciones de tensión: se registrarán las variaciones de tensión siempre que estén fuera de los márgenes establecidos ±V% respecto a la tensión nominal Vn y de duración T. El valor de T (valor por defecto = 3 minutos) y el valor de V (valor por defecto 7%) serán parametrizables. En el registro se indicará el inicio y el fin de la variación de tensión mediante etiquetas de fecha y hora.
  - Interrupciones largas: se registrarán las interrupciones de duración mayor que T. Esta se define en la UNE-EN 50160:2000 como 3 minutos para interrupciones largas. En el registro se indicará el inicio y el fin de la interrupción mediante etiquetas de fecha y hora.
- **Eventos:** siete tipos de registros de eventos: el contador almacena la naturaleza del evento, así como el día y hora de comienzo y final cuando proceda.
  - Eventos de alta ocurrencia: acceso por comunicación local y remota.
  - Eventos estándares: actualización de SW (DLMS y Comunicaciones PLC), cierres, restablecimiento de claves y parámetros, cambio de parámetros (potencias contratadas, tablas de temporadas, tabla de festivos, parámetros comunicaciones), alarmas, errores internos y cambio de calendario.
  - Eventos de calidad de suministro: variaciones de tensión e interrupciones largas de suministro.
  - Eventos antifraude: intento de modificación del SW/FW o parámetros del contador sin el nivel de acceso adecuado, intensidad ante ausencia de tensión, apertura del contador (tapa con precinto de fabricante), apertura tapa cubre bornes / cubre hilos, detección de tensión a la salida del contador, y detección de posible puenteo del contador.
  - Eventos de seguridad: relativos a la gestión de las distintas llaves, claves y políticas de seguridad.
  - Eventos de elemento de corte: registro con la fecha, hora, estado nuevo y anterior de cada cambio (apertura/cierre) en el elemento de corte.
  - Eventos de gestión de la demanda: demanda próxima a la potencia de contrato, modificación del umbral de potencia por consigna técnica (no aplica), rechazo/aceptación de consigna por usuario (no aplica) y activación consigna técnica (no aplica).
- **Alarmas:** las situaciones que generan alarma son las siguientes:
  - Alarma de agotamiento de batería: se activará si la reserva de carga de la batería es el 10% del total.
  - Alarma de fallo de tensión: cuando una fase de tensión caiga por debajo del 50% de su valor y se mantenga en un valor inferior al 80% de dicho valor durante 10 minutos ininterrumpidos.
  - Alarma de detección de fraude: se activará cuando se detecta un intento de comunicación fraudulento (usuario intruso), corriente sin tensión, o apertura de la envolvente del contador.
  - Alarmas de pérdida de neutro: cuando al menos en una fase la tensión supere el 50% de su valor nominal durante 60 segundos ininterrumpidos.
- **Gestión de la Demanda:** además de las potencias programadas por periodos tarifarios del contrato 1, el contador lleva programado un valor de potencial residual solo aplicable a la gestión de la demanda.
  - Al contador pueden llegar tres tipos de peticiones:
    - Activación de la potencia residual: mínimo técnico pre-programado.
    - Reducción de un % sobre las potencias programadas en contrato.
    - Activación de una potencia en valor absoluto: menor que la programada por contrato.

La gestión de la demanda no se está utilizando en la actualidad.

INTERACCIÓN CON EL CONSUMIDOR

La combinación de la información en los contadores de telegestión con la información sobre precios actuales y futuros de la energía abre todo un nuevo campo de aplicaciones para una gestión óptima del consumo a nivel residencial. El primer paso para el consumidor es tener acceso directo a la información sobre su consumo. La Comisión Europea estima ahorros de hasta un 9% en el consumo eléctrico anual de los hogares, derivados del despliegue de la telegestión. En este sentido, la Recomendación de la Comisión 2012/148/UE de 9 de marzo de 2012 relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente estableció que todo sistema de contador inteligente de electricidad debería proporcionar lecturas directamente al cliente y actualizar las lecturas con la frecuencia suficiente para que la información se pueda utilizar para ahorrar energía.

Reino Unido

British Gas ofrece a sus clientes la posibilidad de consultar en línea su propio consumo utilizando cualquier dispositivo (ordenador personal, smartphone o tablet) con conexión a Internet, mediante la aplicación myEnergy. Adicionalmente, el cliente puede consultar en tiempo real su consumo utilizando un monitor de energía ("Smart Energy Monitor").

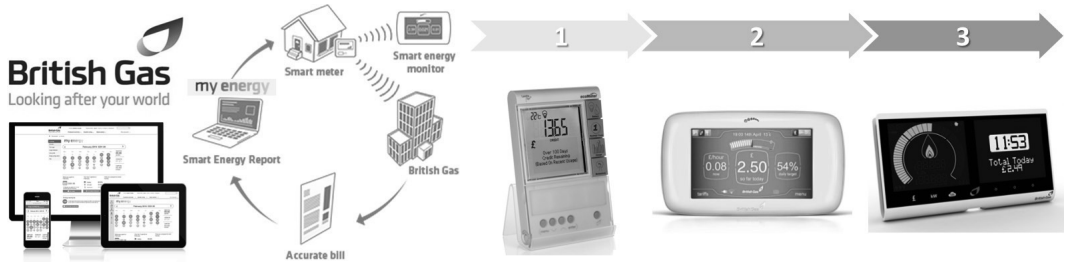


Figura 3. Propuesta de British Gas para la monitorización del consumo por parte del cliente final

El monitor de energía permite: consultar los consumos de gas y electricidad instantáneos, consultar su coste en libras y peniques, y comparar el consumo actual con el del día, semana o mes anterior. El monitor de energía se conecta de forma inalámbrica (ZigBee Smart Energy) al contador de electricidad.

Portugal

EDP ofrece a sus clientes la posibilidad de gestionar el consumo de su hogar estén donde estén contratando el servicio Remote Energy Dynamics (re:dy). Éste servicio permite al cliente acceder en tiempo real a su consumo desde cualquier dispositivo con conexión a Internet.



Figura 4. Propuesta de EDP para la monitorización del consumo por parte del cliente final

La unidad de concentración y control Re:dy Box recibe los datos de consumo del contador de telegestión – equipado en origen con un puerto de comunicación HAN (ModuBus RTU) – y se conecta al router ADSL del cliente para facilitar acceso a través de Internet a información en tiempo real del contador.

Holanda

La especificación del contador de telegestión en Holanda (Dutch Smart Meter Requirements – DSMR v5.0.2) contempla un puerto de comunicaciones P1 denominado "puerto de cliente" y específicamente diseñado para el acceso en tiempo real a información de consumos en el contador de telegestión. La información sobre consumos del contador es enviada al puerto P1 para ser presentada en un monitor de energía o enviada a una aplicación web con una cadencia de 1 segundo para el consumo de electricidad y de 5 minutos para el de gas (anteriormente 10 segundos y 1 hora respectivamente).

España

El informe de la CNMC sobre el "Estado Actual de Adecuación de la Normativa Comunitaria del Plan de Sustitución", de fecha 22/04/2014 concluye – en lo que respecta a la capacidad de los nuevos contadores inteligentes de proporcionar lecturas directamente al cliente – que el consumidor solo tiene acceso a los datos a través del visor del contador. De hecho, los contadores de telegestión desplegados en España hasta la fecha incorporan únicamente un puerto óptico para comunicación local y un puerto PLC para comunicación con el concentrador de datos de telegestión. La alternativa que ofrecen las compañías eléctricas al consumidor es un acceso vía Web a la información de facturación y – en el caso concreto de Iberdrola – la posibilidad de realizar una lectura bajo demanda.

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

En octubre de 2015 el Expert Group 1 – Smart Grid Standards (EG1) del Smart Grids Task Force publicó un informe con los principales resultados de la encuesta sobre interoperabilidad, estándares y funcionalidades aplicadas en los despliegues masivos de telegestión en 17 estados miembros de la UE. De este informe se desprende que – aunque el enfoque en lo que respecta a interacción con el consumidor (proporcionar lecturas directamente al cliente y con la frecuencia suficiente) difiere según el caso – si se comparan los resultados con el informe anterior (2013) más estados miembros implementan esta funcionalidad y las interfaces requeridas. Hasta el punto que 8 estados (Reino Unido, Holanda, Finlandia, Francia, Polonia, Suecia, Luxemburgo e Irlanda) ya han confirmado que pueden ofrecer al cliente información sobre consumos directamente desde el contador de telegestión y en tiempo cuasi real (< 10 segundos). El EG1, a la luz de las conclusiones de este informe, reclama y propone medidas para el cumplimiento íntegro de las funcionalidades mínimas recogidas en la Recomendación 2012/148/UE de la Comisión Europea.

Las implicaciones que dichas recomendaciones puedan tener para el futuro del despliegue de la telegestión en España dependerán en gran medida de decisiones que finalmente adopte la Comisión Europea y de su transposición a la regulación española. Por su parte el EG1 ha propuesto realizar un nuevo informe en el año 2017 para monitorizar de nuevo los progresos en esta materia.

REFERENCIAS

- https://www.britishgas.co.uk/smarter-living/control-energy/smart-meters/what-are-smart-meters.html (Julio 2016)
- https://energia.edp.pt/particulares/servicos/redy.aspx (Julio 2016)
- Dutch Smart Meter Requirements – P1 Companion Standard – Version 5.0.2 Final (26/02/2016)
- https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force (Julio 2016)

REDUCCIÓN DEL IMPACTO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A TRAVÉS DE UNA PLATAFORMA DE ECONOMÍA COLABORATIVA

Roberto Álvaro Hermana, Estudiante de doctorado, Universidad Politécnica de Madrid
Julia Merino, Investigadora, TECNALIA
José Jesús Fraile Ardanuy, Profesor Titular, Universidad Politécnica de Madrid
Sandra Castaño, Profesor Ayudante Doctor, Universidad Politécnica de Madrid

Resumen: En esta comunicación se presenta una nueva forma de reducir el impacto de la recarga de vehículos eléctricos (VE), basado en aplicaciones de economía colaborativa. La propuesta consiste en que VEs con excedente de energía almacenada en sus baterías puedan vender energía a aquellos VEs que requieran recargar sus baterías durante el día y que estén aparcados en la misma zona y a la misma hora. A través del mercado propuesto, es posible reducir significativamente el coste de la recarga a aquellos usuarios que necesitan recargar fuera del horario nocturno (hasta un 70% dependiendo de la situación) y reducir también el impacto de la recarga sobre la red, puesto que dicha recarga se realiza intercambiando la energía entre vehículos aparcados en la misma zona, sin necesidad de estar conectados a la red eléctrica.

Palabras clave: Vehículos Eléctricos, Optimización, Recarga, Economía Colaborativa, P*eer to Peer*

INTRODUCCIÓN

Más del 70% de la población europea habita en núcleos urbanos y está expuesta a niveles de contaminación por encima de los límites de seguridad recomendados por la Organización Mundial de Salud (EEA, 2014).

Por esta razón, en los últimos años los gobiernos están promoviendo la electrificación del transporte a través de distintas iniciativas, dando lugar ya a resultados tangibles (EC, 2015). En 2015 la matriculación de vehículos eléctricos (VEs) en Europa creció casi un 50% con respecto al año anterior, y la tendencia de crecimiento positivo se mantiene durante el primer trimestre de 2016. La cuota de penetración no es homogénea en todos los países europeos, pasando desde el 23% de Noruega a menos del 0.5% en España o Italia (EAMA, 2015).

A pesar de las ventajas inherentes al despliegue de los VEs en el ámbito urbano tales como la reducción de: emisiones de CO2, contaminación acústica, y calor generado por los motores de combustión en la ciudad, una implantación masiva de este tipo de vehículos puede impactar de forma significativa en la red eléctrica.

A nivel de generación y de red de transporte, si la recarga se realiza sin control cuando los VEs llegan a su domicilio, coincidiendo con los periodos de mayor consumo, la relación punta-valle de la demanda aumentará significativamente, siendo necesario reforzar las infraestructuras para soportar dicho incremento y aumentando las emisiones de CO2 por tener que poner en marcha las centrales de punta más contaminantes. A nivel de red de distribución aparecen una serie de problemas comunes asociados a la recarga no controlada tales como el aumento de las caídas de tensión en las líneas, el incremento de las pérdidas, la sobrecarga de los transformadores de distribución y de los propios cables, la generación de armónicos (afectando a la calidad de suministro) o la aparición de desequilibrios en la red.

La solución clásica propuesta para mitigar estos efectos ha sido favorecer la recarga en periodos valle a través de tarifas específicas (tarifas nocturnas o tarifas para VE), permitiendo un aplanamiento de la curva de la demanda, reduciendo la necesidad de refuerzo de la red y favoreciendo una mayor integración de la energía renovable, particularmente la eólica. A nivel de red de distribución, la solución consiste en realizar una recarga coordinada a través de un agregador que determina en qué momentos se debe producir la recarga de estos vehículos, minimizando el impacto total sobre la red.

En esta comunicación se presenta una nueva forma de solventar este problema basado en aplicaciones de economía colaborativa donde la interacción de dos o más sujetos para satisfacer la necesidad de recargar su VE a través de una plataforma digital (*peer-to-peer*) permite monetizar un recurso infrautilizado, que en este caso es la energía excedente en las baterías. La solución propuesta consiste en que VEs con excedente de energía almacenada en sus baterías puedan vender energía a aquellos otros que requieran recargar sus baterías durante el día y que estén aparcados en la misma zona y a la misma hora (Figura 1). A través del mecanismo de mercado propuesto, es posible reducir significativamente el coste de la recarga para aquellos usuarios que necesitan recargar fuera del horario nocturno y reducir también el impacto global de la recarga sobre la red eléctrica, puesto que dicha recarga se realiza intercambiando la energía entre vehículos aparcados en la misma zona, sin necesidad de estar conectados a la red eléctrica.

Para la validación de esta solución propuesta se ha utilizado un modelo de movilidad a nivel nacional basada en agentes, desarrollado dentro del proyecto europeo *DATA science for SIMulating the era of electric Vehicles* (DATASIM, 2011). A partir de este modelo se ha evaluado el número de kilómetros recorridos, el consumo asociado (medido en kWh/km) y las actividades realizadas por esta población cada día, estudiando el porcentaje de usuarios que podrían utilizar el VE en sus desplazamientos diarios sin modificar sus patrones de movilidad. Así se han identificado dos tipos de comportamientos de posibles usuarios de VE:

a) Usuarios que recorren diariamente una distancia inferior a la autonomía real de un VE, llegando al final del día con un excedente de energía almacenada en sus baterías (conjunto A).
b) Usuarios que pueden cambiar su vehículo convencional por un VE y que, pese a recorrer distancias superiores a la autonomía diaria de este tipo de vehículos, realizan paradas a lo largo del día lo suficientemente largas como para ser aprovechadas para recargar, de forma que no vean modificados sus patrones de movilidad actuales (conjunto B).

Se asume que todos los usuarios recargan sus VEs en sus viviendas en horario nocturno, cuando el precio de la energía eléctrica es el más bajo y que los usuarios del conjunto B tendrán que realizar la recarga durante el día para poder finalizar sus viajes diarios. Para ello, para cada uno de los conductores del conjunto B, un sistema de optimización individual se encarga de determinar cuándo (y dónde) deben realizar dicha recarga, teniendo en cuenta el precio de la energía eléctrica en periodo diurno y el tiempo que necesitan para recargar.

Finalmente, un agregador recoge toda esta información y, analizando también el estado de todos los VEs del conjunto A, se determina el precio óptimo de venta de energía entre vehículos en cada zona y en cada hora, obteniéndose una situación beneficiosa para ambos conjuntos de usuarios y para la sociedad.

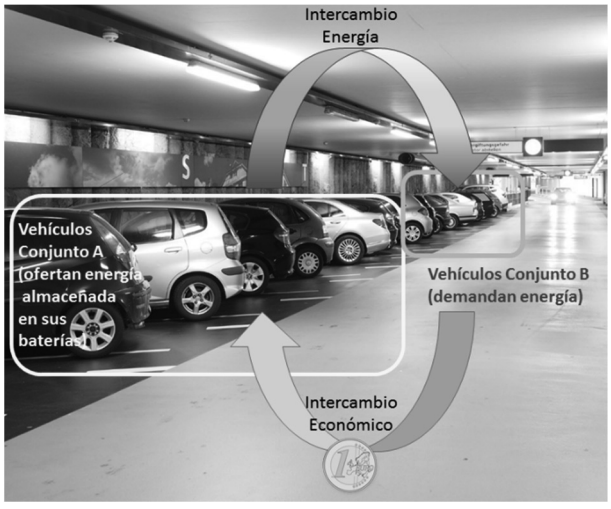


Figura 1. Esquema del sistema peer to peer para compartir energía entre VE

MODELO DE MOVILIDAD

Dentro del proyecto europeo DATASIM se ha desarrollado una herramienta que permite conocer los patrones de movilidad en la región belga de Flandes. Este modelo, conocido como *Modelo de movilidad basado en agentes,* genera una población sintética cuyo comportamiento es estadísticamente idéntico al de la región analizada. Los datos requeridos para desarrollar este modelo son: a) Propiedades de cada zona: número y clases de habitantes, escuelas, tiendas, puestos de trabajo, etc. b) Datos de desplazamientos entre zonas por cada tipo posible de transporte (coche, tren, autobús, etc.): tiempos, capacidad de la ruta, número de desplazamientos previstos, etc. c) Encuestas de movilidad personales.

Las encuestas de movilidad se emplean para configurar los árboles de decisión que determinan el comportamiento de cada agente. En el caso presentado, la última campaña corresponde al periodo 2008-2013 y ha requerido de 8000 encuestas de movilidad (Bellemans et al., 2010).

El programa divide la región analizada en diferentes áreas de un tamaño máximo de 5 km^2. Esto constituye un total de 2368 zonas de movilidad con 10.000 bloques de edificios y 5,9 millones de agentes, de los cuales 1,1 millones conducen un automóvil a diario.

Cada uno de los miembros de la población tiene una agenda diaria propia. En la parte superior de la Figura 2 se muestran las distintas zonas de movilidad de Flandes y en la parte inferior se presenta el caso de la agenda de un individuo particular de la población, representada mediante una línea temporal que indica la actividad que realiza a lo largo del día, la localización y los periodos de tiempo en los que realiza cada una de las actividades. En este caso el agente permanece en casa (zona A) hasta las 8:20 de la mañana y se desplaza al trabajo (zona B) permaneciendo allí hasta las 17:00, realizando posteriormente distintas actividades hasta regresar a su domicilio a las 21:30.

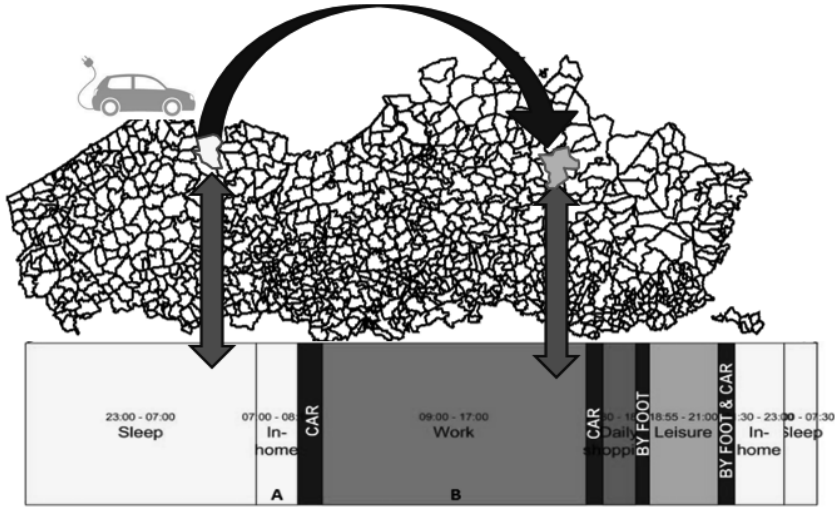


Figura 2. Agenda diaria de un conductor y desplazamientos asociados

RECARGA INTRADIARIA

Para facilitar los cálculos, en este estudio se ha supuesto un VE con una capacidad efectiva de batería de 20 kWh. Bajo estas condiciones, el 81% de los conductores de esta región podrían completar sus actividades diarias con una única carga de la batería, mientras que el 11% requeriría poder cargar la batería mientras realizan sus actividades (recarga intradiaria) y sólo para el 8% el VE no cumple sus expectativas diarias de movilidad. En la Figura 3 se muestran los histogramas de la cantidad de energía excedente en las baterías de los VE del conjunto A al final del día (izquierda) y el déficit energético (la energía demandada) por los VE del conjunto B para poder finalizar sus trayectos diarios (derecha). Puede verse que la energía excedente es un orden superior a la energía demandada (unas 36 veces mayor).

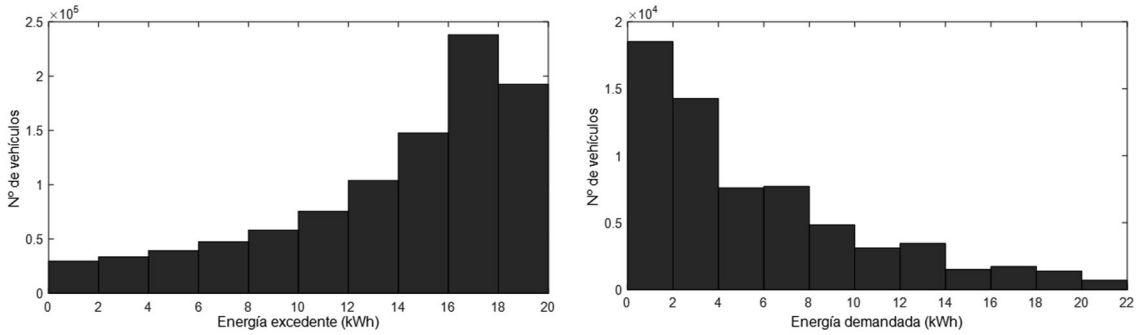


Figura 3. Izquierda: distribución de la energía en vehículos con excedente. Derecha: distribución de la energía en vehículos deficitarios

Cada uno de los conductores del conjunto B deberá evaluar cuándo (y dónde) deben realizar su recarga intradiaria, teniendo en cuenta el precio de la energía eléctrica en el periodo diurno, el tiempo requerido para recargar y sus restricciones de movilidad. Para ello se ha desarrollado un algoritmo de optimización que se ejecuta para cada miembro de este conjunto y determina las franjas de tiempo en las que tiene que recargar su VE para minimizar el coste de la energía (Alvaro et al., 2014).

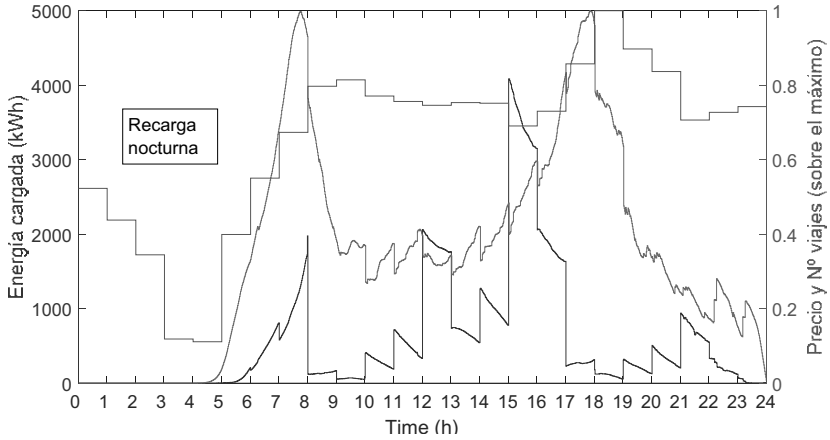


Figura 4. Energía cargada frente al número de desplazamientos y precio de la red

En la Figura 4 se muestra la demanda eléctrica agregada asociada a la recarga intradiaria de todos los vehículos del conjunto B, donde se observa la dependencia existente entre los desplazamientos, el precio de la energía de la red y la cantidad de energía recargada. El primer pico en la energía recargada (en azul) aparece en el periodo 7:00-8:00 y corresponde a los usuarios que ponen a cargar sus VE al llegar al trabajo, porque el precio de la energía (en verde) es todavía bajo. El siguiente pico significativo en el consumo aparece en el primer mínimo local del precio de la energía (12:00-13:00) y el mayor pico de consumo se produce en el periodo de 15:00-16:00, cuando el precio de la energía es el más bajo del periodo diario y los vehículos se disponen a realizar el último trayecto de vuelta a casa. En la franja 21:00-22:00 se produce otro mínimo local en el precio y se genera un pequeño repunte en el consumo (menor que los otros máximos observados), ya que apenas hay vehículos que recarguen energía al haber casi todos ello llegado ya a su último destino. Adicionalmente y gracias al modelo de movilidad, se conoce no sólo la distribución temporal de la demanda sino también su distribución geoespacial en cada zona.

PLATAFORMA P2P DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA

Existe una correlación directa entre el precio de la energía eléctrica y la demanda, siendo el precio mayor en momentos en los que se produce un mayor consumo. Para evitar el impacto de la recarga masiva de VEs durante el periodo intradiario, tanto sobre la red eléctrica como sobre el precio de la energía, en este

trabajo se presenta una plataforma de economía colaborativa para el intercambio de energía entre VEs, que tiene en cuenta que la mayor parte de los vehículos presentan un excedente de energía, mientras que sólo un porcentaje relativamente bajo de VEs requiere de, al menos, una recarga intradiaria para completar sus actividades. Muchos de los VEs del primer conjunto (conjunto A) estarán estacionados en la misma zona y durante el mismo periodo de tiempo que los otros vehículos, del conjunto B, que demanden energía (ver Figura 1). En lugar de comprar la energía directamente a la red durante las horas punta, estos VE pueden intercambiar energía entre ellos a un precio mucho menor, bien a través de una conexión física mediante un cargador convencional que conecte ambos vehículos o bien a través de cargadores inalámbricos instalados en los propios VEs, como los mostrados en el vehículo de Toyota FCV Plus Concept, que permiten realizar la transferencia de energía sin cables.

El núcleo de esta plataforma propuesta es un sistema de asignación de precios de la energía intercambiada, cuyo desarrollo matemático está presentado en (Alvaro-Hermana et al. 2016), y que hará variar los precios de la energía intercambiada dependiendo del instante de tiempo y de la zona en la que estén estacionados los vehículos, minimizando el coste pagado por la energía intercambiada.

En la Figura 5 se muestran los resultados del uso de la plataforma para un vehículo demandante (izquierda) y otro ofertante (derecha). El primer vehículo tiene planificadas dos recargas, una a primera hora de la mañana y otra durante la franja de las 15:00. Aunque el precio de intercambio (en rojo) en estas zonas sea reducido, es superior al precio máximo durante la noche, próximo al ofertado por los otros vehículos (debe tenerse en cuenta el aumento de costes debido a las pérdidas). Esto le supone un ahorro del 40,1% en la energía intradiaria cargada y un 13,56% en la energía cargada en todo del día.

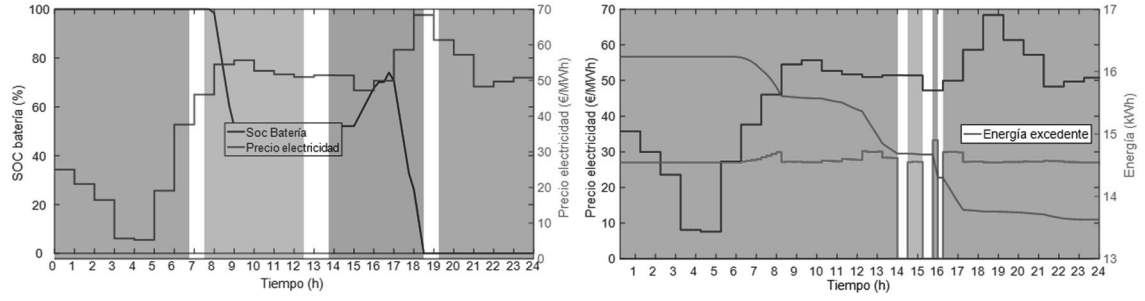


Figura 5. Efecto de la plataforma para un vehículo demandante (izquierda) y uno ofertante (derecha)

Para el vehículo ofertante de la derecha la plataforma también supone una oportunidad de reducir el coste de su consumo, en este caso de la energía cargada por la noche. El vehículo mostrado vende 2.61 kWh distribuidos fundamentalmente en cuatro periodos: uno al comenzar el día (6:00 a 8:00), otro entre 12:00 y 13:00, un tercero durante una breve estancia en la zona marcada en gris (15:30) y un cuarto justo al regresar a casa (16:00 a 17:00). Consideradas las pérdidas, el coste de la energía cargada durante la noche se reduce en un 27.6%.

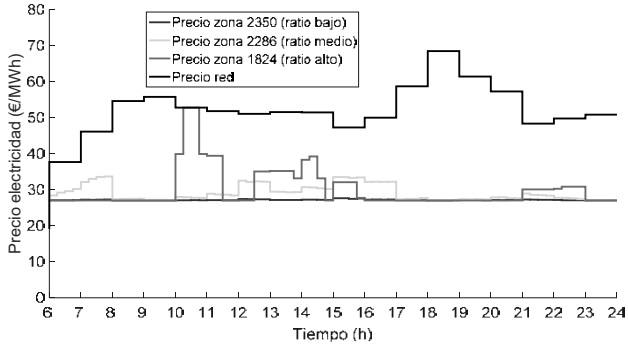


Figura 6. Precios por franja para diferentes zonas

Observando la evolución del precio en cada zona, se aprecia que en la mayor parte de ellas, las variaciones son muy reducidas, porque la proporción de vehículos ofertantes es mayor que la de los demandantes. Un ejemplo de esto se tiene en la zona 2350 (azul) de la Figura 6, donde apenas hay variación sobre el valor mínimo considerado (27€/MWh que corresponde al precio máximo nocturno). La zona 2286 (verde) constituye un ejemplo en el que el número de vehículos de cada clase son próximos, si bien continúa habiendo una diferencia apreciable en favor de los vehículos ofertantes y finalmente, la zona 1824 (roja) constituye un caso excepcional por haber, durante ciertos periodos de tiempo, un número de vehículos ofertantes superior al de aquellos vehículos demandantes, teniéndose que comprar energía de la red eléctrica en el periodo 10:00-11:00 a un coste de 52.7 €/MWh (casi dos veces más que el coste mínimo).

CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado una plataforma de economía colaborativa para reducir el coste de la carga de VE y su impacto en el sistema eléctrico. De forma colateral, el uso de esta plataforma supone un desplazamiento de la energía demandada por la recarga de VE durante el día hacia la noche, contribuyendo a un mayor aplanado de la curva de demanda y a una reducción en los costes de generación.

Para su desarrollo se ha partido de un modelo de movilidad real que permite calcular qué porcentaje de VEs presentan un excedente de energía al final del día y qué porcentaje requiere de cargas intermedias para poder cumplir sus viajes diarios. A partir de esta información, se presenta un sistema de optimización que genera unos precios variables de la energía intercambiada entre unos vehículos y otros, durante el tiempo que están aparcados en la misma zona. Este intercambio de energía entre VEs supone una reducción del coste de la energía para ambas clases de vehículos, ya que los demandantes recargan energía durante el día a menor precio, mientras que los ofertantes recargan energía durante la noche a bajo precio, para revenderla a un precio mayor durante los períodos de mayor demanda del día.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio se ha realizado con fondos del Proyecto Europeo *DATA science for SIMulating the era of electric vehicles, FP7-ICT-270833*.

REFERENCIAS

- Alvaro R., Gonzalez, J., Gamallo C., Fraile-Ardanuy, J., Knapen L. & Janssens D., 2014, Vehicle to vehicle energy exchange in smart grid applications, in Proc. of the Int. Conf. on Connected Vehicles and Expo (ICCVE2014), vol., no., pp.178-184.
- Alvaro-Hermana R., Fraile-Ardanuy, Zufiria, P., J., Knapen L. & Janssens D., 2016, Peer to Peer Energy Trading with Electric Vehicles, IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems Magazine (accepted. To be published).
- Bellemans, T., Kochan, B., Janssens D., Wets G., Arentze T. & Timmermans H., 2010, Implementation Framework and Development Trajectory of FEATHERS Activity-Based Simulation Platform, Transport.Res. Rec.: J. Transport. Res. Board, Vol 2165, pp. 111-119.
- DATA science for SIMulating the era of electric vehicles, FP7-ICT-270833. www.datasim-fp7.eu (17 de julio de 2016)
- European Environment Agency, 2014, Air quality in Europe – 2014 report, Publications Office of the European Union, EEA Report No 5/2014.
- European Commission, 2015, Climate Action Policies. Roadmap for moving to a low-carbon economy in 2050.
- European Automobile Manufacturers Association, 2015, New Alternative Fuel Vehicle Registrations in the EU.

AUTOCONSUMO COMPARTIDO, UN GRAN POTENCIAL A DESARROLLAR

Álvaro Larraza Lázcoz, miembro de la Plataforma por un Nuevo Modelo Energético

Resumen: El autoconsumo compartido, del que no se habla mucho, ofrece en España un inmenso mercado potencial, especialmente el de los bloques de pisos, además de muchas ventajas económicas y sociales. El documento muestra que hay soluciones de autoconsumo compartido, y describe técnica, normativa y operativamente algunas de ellas: - Solución "básica", solo para las zonas comunes. - Solución "integral", en que todo el bloque de viviendas es una única micro-red. - Solución "flexible", en la que los prosumidores conviven con consumidores convencionales, y pueden darse de alta y de baja con facilidad. - Solución "indirecta", a través de la red de distribución. Se hace un repaso de la situación real en España y otros países. Para que puedan desarrollarse estas soluciones basta un marco regulatorio abierto, que no las bloquee.

Palabras clave: Autoconsumo Compartido, Prosumidor, Micro-red, Red de Distribución

INTRODUCCIÓN

El autoconsumo eléctrico, forma de suministro que es ya objeto de amplio apoyo social (más allá de los círculos especializados), ofrece muchas ventajas que en este foro no hace falta repetir. Pero suele verse de forma simplista como cosa de un único usuario por instalación, lo que por ejemplo, en el ámbito residencial, lleva a pensar solo en viviendas unifamiliares, excluyendo de los beneficios del autoconsumo a los bloques de pisos, colectivo muy amplio en España (y a los centros comerciales, etc).

Pero esta idea es infundada. **Hay soluciones de autoconsumo compartido**, y basta, para que puedan desarrollarse en ese espacio social tan amplio, una regulación que no las bloquee (sin que deba tampoco favorecerlas injustamente). Este documento repasa algunas de esas soluciones, contando con que el nuevo marco político permitirá definir el adecuado cauce normativo para ellas.

Además de su gran "mercado potencial", la compartición de un sistema por varios usuarios añade muchas ventajas respecto a la mera suma de instalaciones individuales. Para empezar, ayuda a que participe mucha gente que a título individual difícilmente lo haría, no solo por el coste económico sino por las pegas administrativas, falta de motivación, etc.

En lo económico, basta recordar aquí que la agregación y el aplanamiento estadístico de la curva de demanda permiten optimizar el diseño y obtener un rendimiento notablemente mayor, a igual inversión total (además de mejores precios). Se ahorra en paneles, inversores, baterías, y también en la parte no eléctrica de la instalación, y en trabajos, trámites, mantenimiento, seguros, etc.

De cara a las Smart Grids y a la integración inteligente en la red de distribución, una instalación mediana compartida puede ofrecer al menos tan buenos servicios como varias individuales. Todo ello sin perder las conocidas ventajas de la generación distribuida.

El autoconsumo compartido, más allá de su gran capacidad para impulsar la transformación de un sistema eléctrico, puede verse también como un caso más de la nueva economía colaborativa, en la que el consumidor adopta un papel no solo más activo (se hace "prosumidor") sino también más integrado en la comunidad.

SOLUCIÓN "BÁSICA": ZONAS COMUNES

Aquí la Comunidad de Propietarios como tal es la única titular y la única usuaria de la instalación, por lo que en rigor sigue siendo un caso más de autoconsumo individual. Sin embargo merece la pena mencionar esta solución básica, no solo porque en muchos casos su interés práctico no es desdeñable (con poco espacio de la azotea común dedicado a paneles fotovoltaicos se pueden cubrir gran parte de las

necesidades de luz de la escalera, ascensor, garaje, etc), sino también porque puede servir como primer paso, sencillo de dar (en base tan solo a la actual Ley de Propiedad Horizontal y a los estatutos de cada casa), para introducir a los vecinos en el conocimiento e interés por soluciones más ambiciosas.

SOLUCIÓN "INTEGRAL": PARA LA COMUNIDAD EN BLOQUE

Aquí también es la Comunidad de Propietarios la titular y beneficiaria de la instalación (o el propietario único si lo hay y los vecinos son todos inquilinos), por lo que tampoco hay sensu stricto "autoconsumo compartido", pero el sistema abastece también a los espacios particulares (viviendas y locales).

La Comunidad de Propietarios, o el propietario único (o una empresa de servicios contratada), actúa a la vez como entidad gestora de la instalación (compartida por los condueños como uno más de sus elementos comunes) y como titular de un único contrato de suministro con una comercializadora.

Al haber solo un titular, esta solución requiere, en lo normativo, simplemente no estar prohibida.

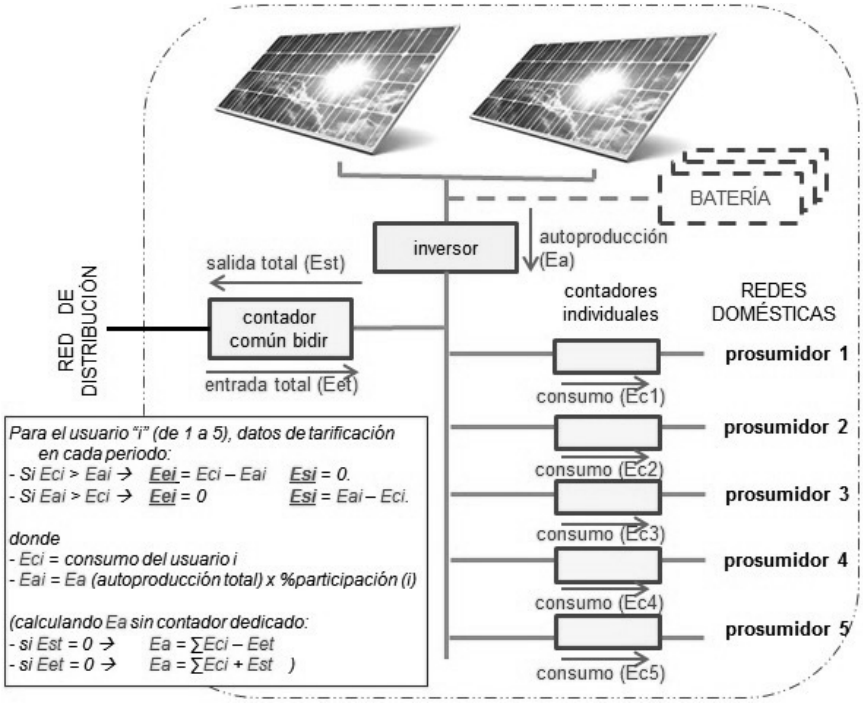


Figura 1. Solución "integral"

La figura 1 sugiere cómo podría conectarse una instalación así compartida a los locales particulares y a la red de distribución, en una micro-red con 5 usuarios. Las baterías se muestran con líneas de puntos significando que son opcionales. (En una situación típica tanto el inversor como el contador común son trifásicos y cada red doméstica se conecta a una fase.)

La distribuidora solo lee el contador común (bidireccional), y factura a la propiedad en su conjunto. Esta, o la entidad gestora, es la que lee los contadores individuales de los usuarios, y les factura. Se parece a cómo se hace con el agua en muchas casas.

Para cada usuario "i" la figura indica cómo se calculan sus datos de tarificación Eei y Esi de cada periodo (p.ej. 1 hora si tiene PVPC). En concreto, Eei (energía "entrante") es el consumo a ser facturado a este usuario, o sea el resultado de restar de su consumo total (Eci) la parte atribuible a él de la autoproducción (Eai, típicamente según su cuota de participación en los bienes comunes). Pero si "su" autoproducción ha sido mayor que su consumo entonces su Eei a facturar es cero, y Esi (energía "saliente") es la medida de

"su" excedente vertido a la red, por el que este usuario deberá ser retribuído según la regla que se defina (p.ej. al precio a cada hora del mercado mayorista).

Aparte del ahorro de energía, una ventaja de esta solución es que se puede contratar un término de potencia para el conjunto mucho menor que la suma de los individuales.

En comunidades, esta solución, al requerir unanimidad, puede ser difícil de adoptar. Pudo haber tenido un gran alcance de haber estado disponible durante el "boom" de la construcción, pues muchas promociones se habrían podido acoger a ella. Hoy su potencial dependería de la recuperación del mercado inmobiliario de nueva construcción, o de proyectos de rehabilitación integrales, donde la dificultad de poner de acuerdo a los vecinos se viera compensada por el estímulo de las instituciones públicas (típicamente en el marco de programas de eficiencia energética).

SOLUCIÓN "FLEXIBLE": EN CONEXIÓN LOCAL

Al revés que la solución "integral", la flexible puede introducirse gradualmente en inmuebles ya habitados y abastecidos de la forma convencional, de modo que la adhesión de los usuarios a la instalación de autoconsumo compartida no es obligada ("o todos o ninguno") sino totalmente flexible, quién y cuándo. Además, cada usuario es libre de elegir su propia comercializadora.

El inconveniente es que requiere cambios normativos algo mayores, como vamos a ver.

La figura 2 ilustra la solución flexible, y se aprecia que es como la integral con la diferencia de que junto a los prosumidores puede haber usuarios convencionales, cuyos contadores individuales se conectan directamente a la red de distribución.

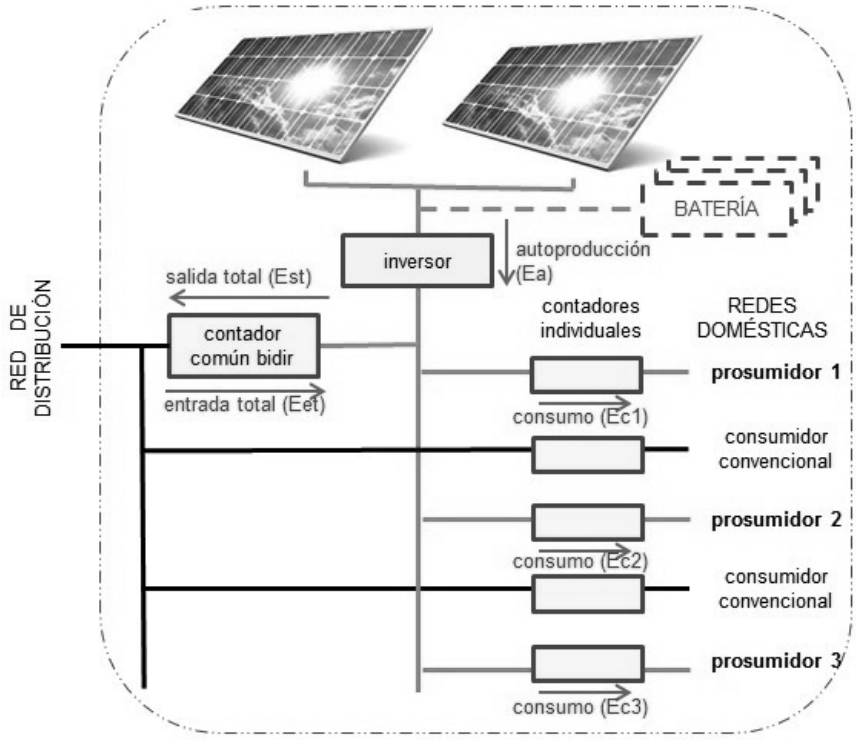


Figura 2. Solución "flexible"

Para instrumentar esta solución se puede constituir una Sociedad formada solo por los interesados en el proyecto. Esta Sociedad de prosumidores contratará con la Comunidad de Propietarios las condiciones para el uso de las instalaciones comunes, el acceso a ellas, etc, respetando así los derechos de los no

interesados. Tal Sociedad no haría falta si el marco legal y los estatutos permitieran que la propia Comunidad lo hiciera todo.

Las fórmulas que dan lugar a los datos de facturación de los usuarios prosumidores a partir de las lecturas de los contadores son también las mismas que en la solución integral. Solo cambia que, como se ha dicho, puede haber usuarios convencionales fuera de estas reglas, y que cada prosumidor tiene asignada una parte de la energía autoproducida (Ea) que no es proporcional a su cuotas de participación en la Comunidad sino a su cuota de participación en la Sociedad titular de la instalación.

A diferencia de la solución integral, ciertas funciones que allí cubría la entidad gestora quedan aquí, en principio, a cargo de la distribuidora y de las distintas comercializadoras.

Por ejemplo, con la configuración descrita, la distribuidora debe conocer la existencia de la instalación de autoconsumo compartido, la lista de los usuarios vinculados a ella, y su porcentaje de participación. Debe leer los contadores, y enviar a la comercializadora de cada usuario, además de su consumo según su contador individual en cada periodo de tarificación (Eci), el dato de que es miembro de una Sociedad de autoconsumo compartido y su valor de Eai (cuánto corresponde a ese usuario de lo autoproducido por la instalación en cada periodo). Con esa información, la comercializadora calculará los valores Eei y de Esi, para a facturar por lo consumido de la red y para retribuir por lo vertido a ella respectivamente.

Igualmente, si un nuevo usuario se incorpora a la Sociedad, la distribuidora debe ser informada de ello y de los nuevos porcentajes de reparto (a él y a los anteriores), actualizándose su base de datos de cara a las siguientes lecturas de los contadores. Esto no tiene por qué suponer una sobrecarga administrativa para la distribuidora, si ofrece a la Sociedad de usuarios la capacidad de autogestionarse mediante una interfaz web, como se hace en muchos otros servicios. En todo caso, quizá convenga que sea el Operador del Sistema donde residan estos datos, de forma centralizada y homogénea.

La distribuidora sigue a cargo de mantener la red hasta los domicilios individuales, y la Sociedad mantiene la instalación de autoconsumo, fijando la normativa las reglas de conexión.

SOLUCIÓN “INDIRECTA”: A TRAVÉS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Aunque la solución anterior puede dar mucho juego, hay aún otro orden de dificultades que impedirá que esté al alcance de una buena parte de la población, como la relativa escasez de espacio en las azoteas, las sombras provocadas por otros edificios, el mal estado de las canalizaciones, etc.

A esto se une una realidad social en muchas casas que no siempre se deja guiar por el bien común como criterio, y que puede bloquear muchas buenas iniciativas.

Estos problemas pueden superarse en buena medida mediante la configuración de la figura 3, en que el sistema de generación comunitario se conecta a las redes privadas de sus titulares no directamente sino a través de la red pública de distribución.

Puede debatirse si es adecuado llamar “autoconsumo” a este modelo, que físicamente no parece distinguirse de los casos de inversión colectiva en una instalación fotovoltaica (o de otro tipo) con fines financieros o medioambientales. Para fijar conceptos, se propone aplicar dos criterios.

El primer criterio para poder hablar de autoconsumo es que el objetivo sea reducir la factura de la luz. Para cumplirlo, en principio, basta fijar el modelo administrativo adecuado. En la solución propuesta, las fórmulas para obtener los datos de facturación de los usuarios son como en las soluciones anteriores (cambia que el contador común es unidireccional, y nos da Ea sin tener que calcularlo). La operativa es también como en la solución flexible, basada en que distribuidora y comercializadoras conozcan los vínculos entre la instalación de autoconsumo y sus titulares, quizá a través del Operador del Sistema.

Un segundo criterio deriva de los objetivos de la generación distribuida de reducir las pérdidas entre generación y consumo y de facilitar las funciones de gestión de la demanda propias de las Smart Grids. De

ahí diremos que hay autoconsumo si todos los componentes de la solución están en la misma red de distribución de baja tensión (bajo el mismo transformador).

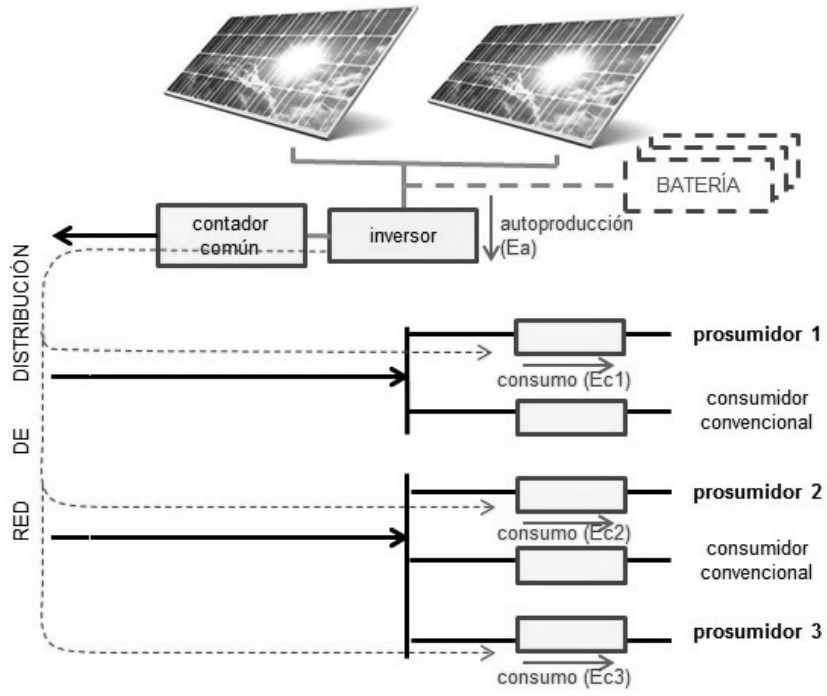


Figura 3. Solución "indirecta"

Aun formulada de esta forma restringida, la solución indirecta ofrece las ventajas de la flexible, y en mayor medida. Pueden elegirse las mejores azoteas de la zona, y pueden asociarse vecinos de distintos bloques, reforzándose el sentido de comunidad a un nivel más amplio que el de una sola Comunidad de Propietarios. Además, debería poder haber, en la misma red de distribución, y beneficiando a un mismo usuario, más de una instalación productora, formando una VPP (virtual power plant) de autoconsumo.

¿EXPERIENCIAS REALES?

La solución básica, aunque importante, no es propiamente compartida, por lo que no se trata aquí.

Las demás soluciones están condicionadas por el marco legal, que no solo en España está poco desarrollado. En general en Europa hay un vacío regulatorio (a veces, barreras explícitas), y los progresos tienen carácter disperso y local, normalmente gracias a la presencia de distribuidoras con una postura favorable (a menudo, también locales). Se dan experiencias puntuales tipo "demostrador", siempre con la colaboración de la distribuidora (y muchas veces de carácter social). La experiencia servirá para ir definiendo o depurando la normativa. En todo caso se echan de menos normas estables y de ámbito más general. Francia prevé tener una normativa de autoconsumo, se espera que incluyendo el compartido, este verano de 2016. De esta situación heterogénea e incipiente se deriva un sinfín de variantes en las soluciones aplicadas, a menudo distintas en función de las variadas fórmulas de ayuda y estímulo que se ofrecen, aunque en general puede decirse que encajan en alguna de las aquí descritas.

De la solución integral hay ejemplos de este tipo puntual, incluso en nuestro país, pero en ellos el titular es siempre el propietario único del inmueble, no una Comunidad.

El ambicioso proyecto "la manzana eficiente" que se desarrolla en una manzana de 22 comunidades en el ensanche de Barcelona, pretende aplicar una solución de autoconsumo compartido, aún por determinar

si de tipo integral o flexible, como parte de las medidas para reducir en un 61% el consumo anual de 5,5 millones de kWh al año. Se encuentra en una fase muy preliminar.

En los EE UU el concepto "shared solar" sería asimilable al autoconsumo según la solución indirecta arriba descrita por cuanto los titulares reducen sus facturas de la luz mediante un "balance neto virtual" o tarifas especiales, según cada Estado que lo regula. Pero no cumple el segundo criterio enunciado, pues se da total independencia respecto a dónde se ubica el sistema de generación y dónde consumen los titulares, que pueden estar dispersos, y seguir siéndolo aunque se muden a otro punto del país.

Y aquí en España puede mencionarse el proyecto "Generation kWh" de Som Energia (pronto operativo). En él, un socio invierte en plantas renovables de la propia cooperativa, y esta le pasa en el recibo la parte de su consumo "autoproducida por él" a precio de coste (algo inferior al del mercado). Su inversión en renovables está limitada para que "su autoproducción" sea inferior a su consumo. Pero, aunque a menudo se llama a esto autoconsumo, tampoco cumple el criterio de vecindad física citado.

CONCLUSIONES

Se han visto varias soluciones de compartición para extender el autoconsumo eléctrico a comunidades de vecinos (pero también a comunidades de otros tipos):

- Solución "básica", solo para las zonas comunes.
- Solución "integral", en que todo el bloque de viviendas es una única micro-red.
- Solución "flexible", en la que los prosumidores conviven con consumidores convencionales, y pueden darse de alta y de baja con facilidad.
- Solución "indirecta" a través de la red de distribución, también flexible, pero en un ámbito mayor.

No se han contemplado proyectos donde se comparten ciertos elementos físicos, como estructuras o canalizaciones, así como una gestión común, pero basados en sistemas individuales a nivel eléctrico.

Ante el evidente beneficio social y medioambiental de estas soluciones, estaría plenamente justificado que la regulación las favoreciese de algún modo, como se hace en otros países incluso con el autoconsumo individual. Sin embargo, bastaría establecer un trato justo, sin ayuda económica alguna, pero también sin innecesarias trabas administrativas. No se busca un beneficio financiero como inversor, sino solo abaratar el recibo de la luz, sobre la base, además, de un modelo más sostenible.

Será fundamental el papel de las empresas de servicios como catalizadoras, facilitando los trámites burocráticos, la financiación, la instalación y la operación, sin excluir otros servicios (agregación, etc), en distintos modelos de negocio, siempre en el marco de una legislación abierta.

En todo caso las dificultades que sin duda surgirán serán mucho más fáciles de superar en modo colectivo que cada uno por su lado. Así, a lo bueno que en general tiene el autoconsumo se suman las ventajas de unir fuerzas sobre el modelo habitual de instalaciones individuales, y ello no solo por su ahorro económico y por su inmenso "mercado potencial", sino también por su profunda incidencia social: colaboración, fomento de lo común, solución para la pobreza energética, etc.

En definitiva, se recalca la importancia del autoconsumo compartido y se muestra cómo, en un marco regulatorio abierto, es posible desarrollarlo con beneficios para todos.

LA PLATAFORMA DE TIEMPO REAL ADMS PERMITE A LA DISTRIBUIDORA GESTIONAR UNA RED EN LA QUE LA ECUACIÓN DE LA ENERGÍA ES MÁS COMPLEJA

José Ángel Ríos Blanco, Director Comercial Smart Grid IT, Schneider Electric

Resumen: El concepto de Smart Grid pretende cubrir esta serie de nuevas necesidades gestionando la red de forma eficiente, vinculando a los operadores, productores, distribuidores y consumidores. La solución para alcanzar una Smart Grid a partir de una red de suministro eléctrico se halla en la integración, en el flujo de informaciones entre las diferentes aplicaciones para aprovechar las sinergias existentes. Dicha integración permitirá tomar decisiones óptimas en tiempo real sobre la gestión del sistema, mejorar el servicio al cliente y la fiabilidad con mayor acceso a los datos, precisión y seguridad de la red, y proveer a todos los estamentos de la empresa de una visión más clara, ofreciendo la posibilidad de analizar escenarios futuros y adelantar acciones para su control.

Palabras clave: ADMS, Generación Virtual, Reserva Crítica, SAIDI, SAIFI, ENSI, FLISR, Smart Grid

INTRODUCCIÓN

Una Smart Grid es una red con dos componentes intrínsecamente unidas y paralelas, una es la propia red de distribución y otra es la red de tecnologías de la información que permite su supervisión y control, aportando la conjunción de ambas una serie de características fundamentales para tal consideración:

- Inteligencia: toma de decisiones correcta para situaciones nuevas en base a conocimientos y experiencia previos.
- Seguridad: a todos los niveles, eléctrico, gestión y accesos externos. La seguridad de infraestructuras críticas abarca todos los aspectos de las mismas.
- Eficiencia: estado óptimo de la red en cada momento según las circunstancias.
- Autonomía: sin necesidad de intervención externa. Dependerá de los recursos tecnológicos disponibles, de los procedimientos operativos internos y del nivel de excepciones a que estemos sometidos.
- Anticipación: previsión de escenarios futuros. Es fundamental adelantarse a los acontecimientos para atender las posibles incidencias en su estado más embrionario.

El reto para la distribuidora será transformar su red en una que suministre energía de forma más eficiente y segura, satisfaciendo de forma sostenible las demandas de una sociedad en continuo cambio. El enfoque táctico para conseguir una transición adecuada será evaluar los factores claves que aplican, fijar las prioridades en base a necesidades reales y definir un plan a futuro que considere objetivos operacionales a muy corto plazo, implicaciones en los sistemas de información y la propia red, en la estructura de la organización y en inversiones.

La implantación de aplicaciones Smart Grid tiene implicaciones para cada uno de los agentes que intervienen en todo el ciclo de suministro de energía eléctrica. Los beneficios son evidentes, y es por ello, que todos deben contribuir con su esfuerzo, económico o de gestión, a la evolución de la red de distribución hacia una Smart Grid.

La distribuidora necesita apoyarse en una plataforma Smart Grid de Tiempo Real que tenga incidencia en los todos los aspectos que envuelve dicha Smart Grid, tanto la gestión operativa como las decisiones de negocio y que le permita planificar, supervisar y controlar una nueva red en la que la ecuación de la energía es más compleja con nuevos componentes en el lado de la generación y en el lado del consumo.

Factores que Condicionan a la Distribuidora

Generación Virtual

¿Es capaz la distribuidora de llevar al consumidor final toda la energía que adquiere, bien desde transmisión, generación propia o comprada a otros generadores? Evidentemente, ya Joule dijo que por calentamiento se pierde parte de esa energía. Pero hay otras formas de aumentar la energía disponible para el consumidor final mediante la optimización de otro tipo de pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas o limitaciones operativas. El aumento de generación virtual permite trabajar en rangos menores de tensión, reducir las necesidades de generación y aumentar las reservas de la misma, contribuye a un menor índice de emisiones de CO2 y modera las inversiones para nueva generación. La Figura 1 muestra el resultado del balance de energía activa y energía en cada punto de la red de distribución. Sería de interés contar con medidas en el secundario del centro de transformación o con medidas residenciales. Ello permitirá tener información sobre los consumos reales con el fin de discriminar las pérdidas técnicas de las no técnicas.

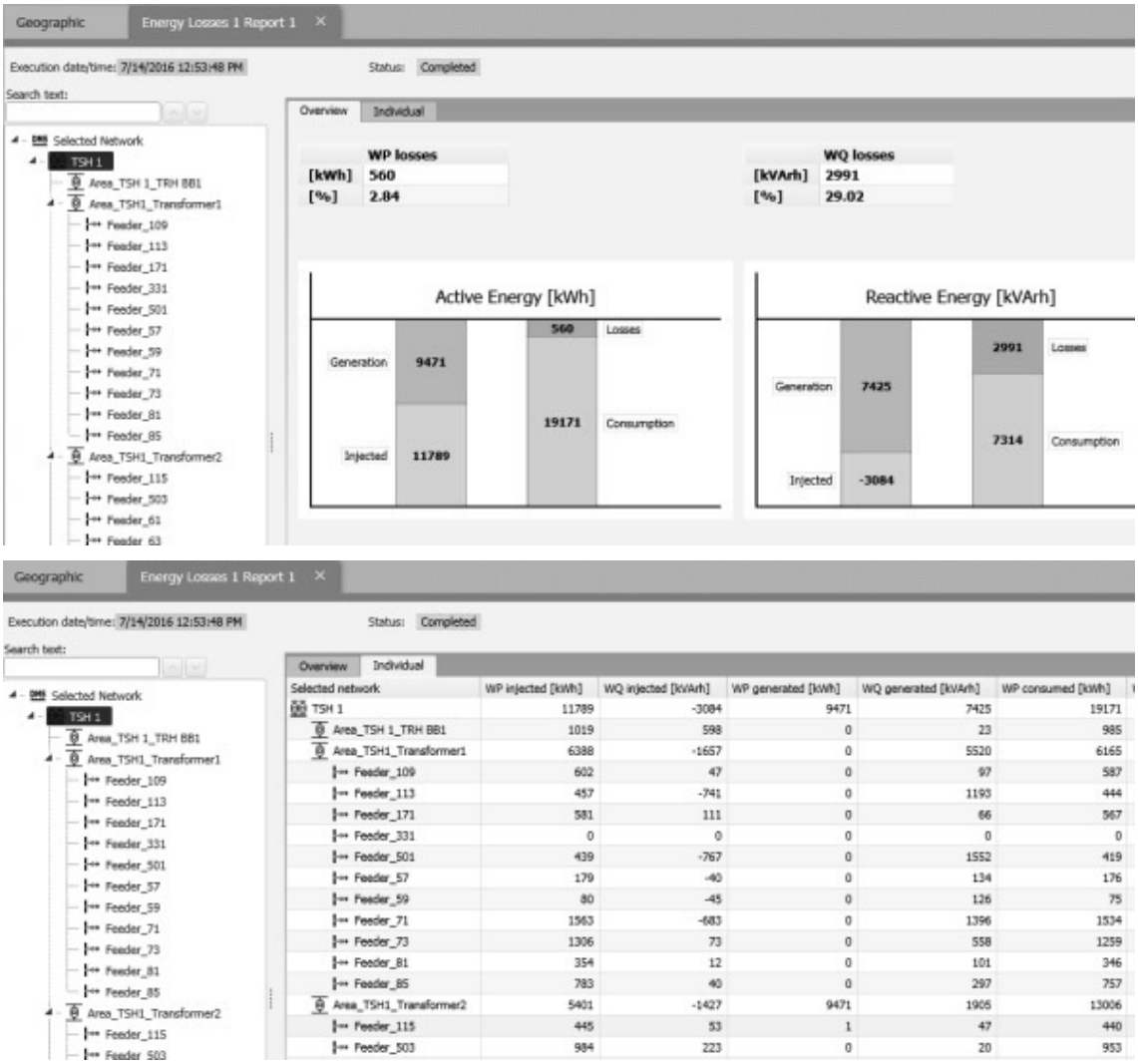
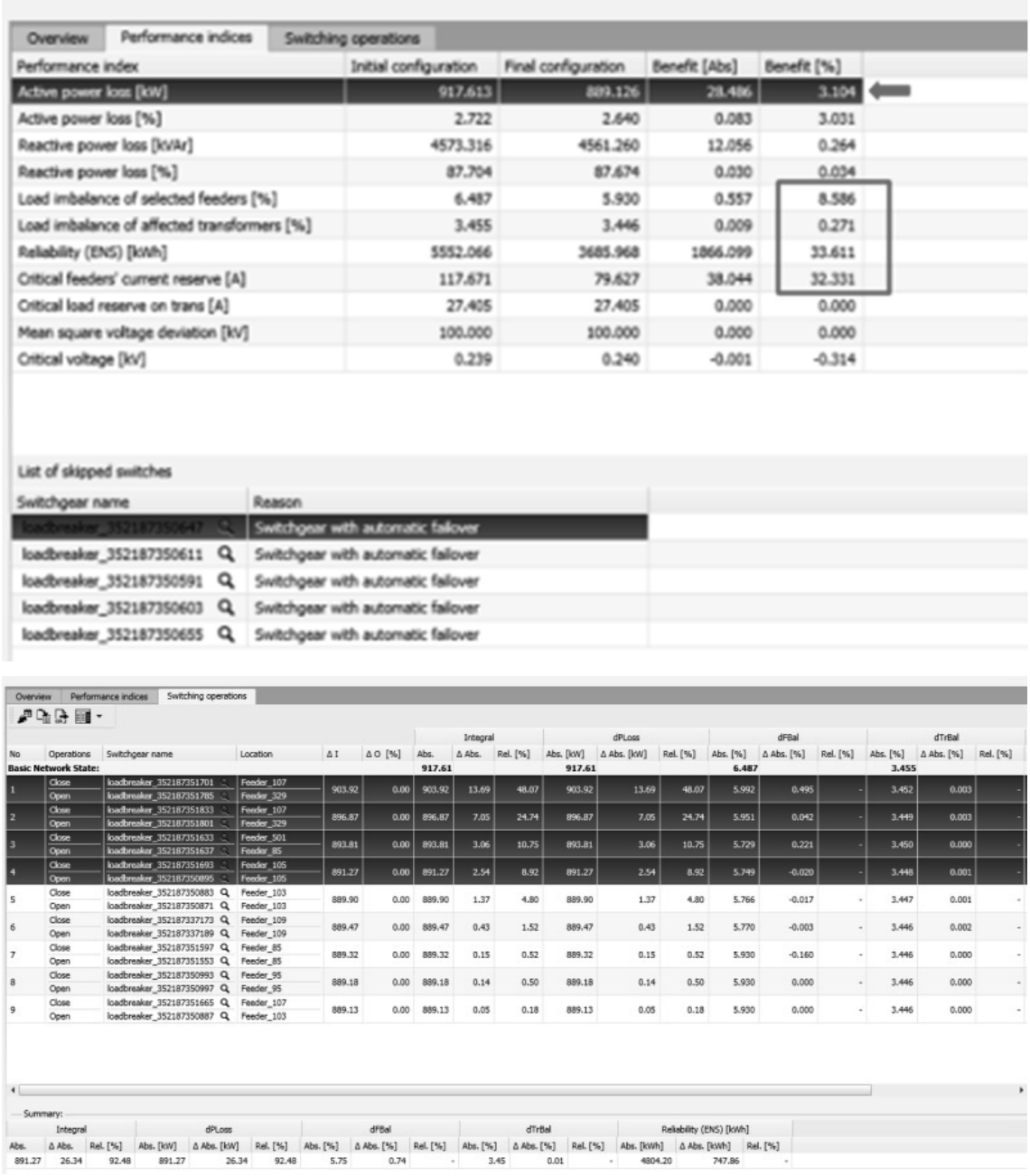


Figura 1. Resultado de la Función "Balance de Energía"

La función Reconfiguración óptima de la Red permite optimizar la corriente circulante buscando como función objetivo minimizar las pérdidas por potencia activa, solventando las diferentes restricciones que

encuentra la corriente simplemente reconfigurando los alimentadores, cambiando de estado los puntos frontera, sin desconexión de los consumidores, primero crea una malla y luego abre la misma.

La Figura 2 muestra los resultados de la función "Minimizar Pérdidas Potencia Activa" en las diferentes áreas de beneficio. Obviamente se encuentran mejoras en Fiabilidad, Reserva Crítica de corriente en alimentadores.



Overview | Performance indices | Switching operations

Performance index	Initial configuration	Final configuration	Benefit [Abs]	Benefit [%]
Active power loss [kW]	917.613	889.126	28.486	3.104
Active power loss [%]	2.722	2.640	0.083	3.031
Reactive power loss [kVAr]	4573.316	4561.260	12.056	0.264
Reactive power loss [%]	87.704	87.674	0.030	0.034
Load imbalance of selected feeders [%]	6.487	5.930	0.557	8.586
Load imbalance of affected transformers [%]	3.455	3.446	0.009	0.271
Reliability (ENS) [kWh]	5552.066	3685.968	1866.099	33.611
Critical feeders' current reserve [A]	117.671	79.627	38.044	32.331
Critical load reserve on trans [A]	27.405	27.405	0.000	0.000
Mean square voltage deviation [kV]	100.000	100.000	0.000	0.000
Critical voltage [kV]	0.239	0.240	-0.001	-0.314

List of skipped switches

Switchgear name	Reason
loadbreaker_352187350647	Switchgear with automatic failover
loadbreaker_352187350611	Switchgear with automatic failover
loadbreaker_352187350591	Switchgear with automatic failover
loadbreaker_352187350603	Switchgear with automatic failover
loadbreaker_352187350655	Switchgear with automatic failover

Overview | Performance indices | Switching operations

No	Operations	Switchgear name	Location	Δ I	Δ O [%]	Integral Abs.	Integral Δ Abs.	Integral Rel. [%]	dPLoss Abs. [kW]	dPLoss Δ Abs. [kW]	dPLoss Rel. [%]	dFBal Abs. [%]	dFBal Δ Abs. [%]	dFBal Rel. [%]	dTrBal Abs. [%]	dTrBal Δ Abs. [%]	dTrBal Rel. [%]
Basic Network State:						**917.61**			**917.61**			**6.487**			**3.455**		
1	Close	loadbreaker_352187351701	Feeder_107	903.92	0.00	903.92	13.69	48.07	903.92	13.69	48.07	5.992	0.495	-	3.452	0.003	-
	Open	loadbreaker_352187351785	Feeder_329														
2	Close	loadbreaker_352187351833	Feeder_107	896.87	0.00	896.87	7.05	24.74	896.87	7.05	24.74	5.951	0.042	-	3.449	0.003	-
	Open	loadbreaker_352187351801	Feeder_329														
3	Close	loadbreaker_352187351633	Feeder_501	893.81	0.00	893.81	3.06	10.75	893.81	3.06	10.75	5.729	0.221	-	3.450	0.000	-
	Open	loadbreaker_352187351637	Feeder_85														
4	Close	loadbreaker_352187351693	Feeder_105	891.27	0.00	891.27	2.54	8.92	891.27	2.54	8.92	5.749	-0.020	-	3.448	0.001	-
	Open	loadbreaker_352187350895	Feeder_105														
5	Close	loadbreaker_352187350883	Feeder_103	889.90	0.00	889.90	1.37	4.80	889.90	1.37	4.80	5.766	-0.017	-	3.447	0.001	-
	Open	loadbreaker_352187350871	Feeder_103														
6	Close	loadbreaker_352187337173	Feeder_109	889.47	0.00	889.47	0.43	1.52	889.47	0.43	1.52	5.770	-0.003	-	3.446	0.002	-
	Open	loadbreaker_352187337189	Feeder_109														
7	Close	loadbreaker_352187351597	Feeder_85	889.32	0.00	889.32	0.15	0.52	889.32	0.15	0.52	5.930	-0.160	-	3.446	0.000	-
	Open	loadbreaker_352187351553	Feeder_85														
8	Close	loadbreaker_352187350993	Feeder_95	889.18	0.00	889.18	0.14	0.50	889.18	0.14	0.50	5.930	0.000	-	3.446	0.000	-
	Open	loadbreaker_352187350997	Feeder_95														
9	Close	loadbreaker_352187351665	Feeder_107	889.13	0.00	889.13	0.05	0.18	889.13	0.05	0.18	5.930	0.000	-	3.446	0.000	-
	Open	loadbreaker_352187350887	Feeder_103														

Summary:

Integral Abs.	Integral Δ Abs.	Integral Rel. [%]	dPLoss Abs. [kW]	dPLoss Δ Abs. [kW]	dPLoss Rel. [%]	dFBal Abs. [%]	dFBal Δ Abs. [%]	dFBal Rel. [%]	dTrBal Abs. [%]	dTrBal Δ Abs. [%]	dTrBal Rel. [%]	Reliability (ENS) [kWh] Abs. [kWh]	Reliability (ENS) [kWh] Δ Abs. [kWh]	Reliability (ENS) [kWh] Rel. [%]
891.27	26.34	92.48	891.27	26.34	92.48	5.75	0.74	-	3.45	0.01	-	4804.20	747.86	-

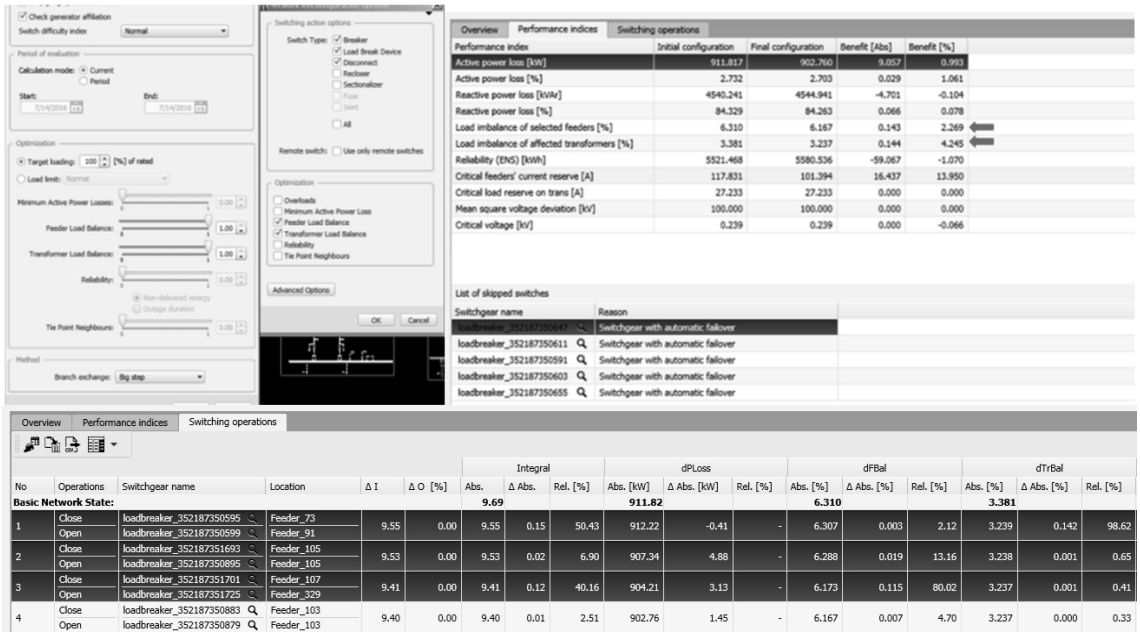
Figura 2. Resultados de la Función Objetivo "Reducción de Pérdidas Potencia Activa"

Reserva Crítica

La capacidad de trasiego de energía por la red de distribución para cubrir las necesidades continuas y puntuales que tienen los diferentes agentes. Para atender las necesidades puntuales, la distribuidora debe

contar con una reserva mínima en transformadores y alimentadores que permita una inyección de energía adicional a través de los mismos evitando sobrecargas o sobretensiones más allá de los límites operativos. Un mejor balance en transformadores y alimentadores conlleva beneficios adicionales como la prolongación de la vida de los activos, una menor emisión de CO2 y una reducción de los costes operativos.

La Figura 3 muestra como habiendo definido la función objetivo "Mejora de balance en transformadores y alimentadores", el resultado muestra unos beneficios relativos de 2,269% y 4,245 respectivamente. Finalmente, el usuario podrá elegir el número de maniobras y la consecución sobre el total de beneficios en todas las áreas de mejora. Normalmente, con las primeras actuaciones se consigue la gran parte de los objetivos.



Overview | Performance indices | Switching operations

Performance index	Initial configuration	Final configuration	Benefit [Abs]	Benefit [%]
Active power loss [kW]	911.817	902.760	9.057	0.993
Active power loss [%]	2.732	2.703	0.029	1.061
Reactive power loss [kVAr]	4540.241	4544.941	-4.701	-0.104
Reactive power loss [%]	84.329	84.263	0.066	0.078
Load imbalance of selected feeders [%]	6.310	6.167	0.143	2.269
Load imbalance of affected transformers [%]	3.381	3.237	0.144	4.245
Reliability (ENS) [kWh]	5521.468	5580.536	-59.067	-1.070
Critical feeders' current reserve [A]	117.831	101.394	16.437	13.950
Critical load reserve on trans [A]	27.233	27.233	0.000	0.000
Mean square voltage deviation [kV]	100.000	100.000	0.000	0.000
Critical voltage [kV]	0.239	0.239	0.000	-0.066

List of skipped switches

Switchgear name	Reason
loadbreaker_352187350611	Switchgear with automatic failover
loadbreaker_352187350591	Switchgear with automatic failover
loadbreaker_352187350603	Switchgear with automatic failover
loadbreaker_352187350655	Switchgear with automatic failover

Overview | Performance indices | Switching operations

						Integral			dPLoss			dFBal			dTrBal		
No	Operations	Switchgear name	Location	Δ I	Δ O [%]	Abs.	Δ Abs.	Rel. [%]	Abs. [kW]	Δ Abs. [kW]	Rel. [%]	Abs. [%]	Δ Abs. [%]	Rel. [%]	Abs. [%]	Δ Abs. [%]	Rel. [%]
Basic Network State:						**9.69**			**911.82**			**6.310**			**3.381**		
1	Close	loadbreaker_352187350595	Feeder_73	9.55	0.00	9.55	0.15	50.43	912.22	-0.41	-	6.307	0.003	2.12	3.239	0.142	98.62
	Open	loadbreaker_352187350599	Feeder_91														
2	Close	loadbreaker_352187351693	Feeder_105	9.53	0.00	9.53	0.02	6.90	907.34	4.88	-	6.288	0.019	13.16	3.238	0.001	0.65
	Open	loadbreaker_352187350895	Feeder_105														
3	Close	loadbreaker_352187351701	Feeder_107	9.41	0.00	9.41	0.12	40.16	904.21	3.13	-	6.173	0.115	80.02	3.237	0.001	0.41
	Open	loadbreaker_352187351725	Feeder_329														
4	Close	loadbreaker_352187350883	Feeder_103	9.40	0.00	9.40	0.01	2.51	902.76	1.45	-	6.167	0.007	4.70	3.237	0.000	0.33
	Open	loadbreaker_352187350879	Feeder_103														

Figura 3. Resultados de la Función Objetivo "Mejora balance en Transformadores y Alimentadores"

Fiabilidad en la Red

Partiendo del objetivo inicial en el que la distribuidora ofrece un suministro de energía continuo y de calidad, la fiabilidad de la red esencial y, más si cabe, en momentos en que la red es más inestable. La escalada del pico de potencia, momento en que el precio de la energía es mayor, corresponde a un momento especialmente delicado en el que la fiabilidad de la red de distribución es especialmente sensible.

Una mayor fiabilidad de la red reduce el coste por interrupciones (predicción más precisa del lugar de la falta, menor desplazamiento de las cuadrillas en campo y menor coste en el Centro de Atención al Cliente), facilita el aplazamiento de las inversiones y de costes por operación y mantenimiento, aumenta la satisfacción de los consumidores por la mejora del servicio (respuesta proactiva al ofrecer información y fidelización del cliente) y reduce las fricciones con el ente regulador (mejor respuesta a los requerimientos de información y menor riesgo de recibir penalizaciones).

¿Es posible alinear las directrices de negocio con el estado del arte de la red? ¿Es posible suministrar información concisa y precisa para realizar inversiones en los puntos de mayor interés con el fin de rentabilizar al máximo dichas inversiones en las que la tasa de retorno sea máxima? ¿Se pueden direccionar y dosificar las inversiones cada año tomando como referencia los puntos "negros" existentes en la red de distribución? Porque no tiene sentido invertir en puntos en los que no se tiene ningún tipo de conflicto o costes reiterativo.

La Figura 4 muestra el resultado de la función “Análisis de Confiabilidad” mediante los parámetros SAIDI, SAIFI y ENSI permite obtener puntos de conflicto en los que las inversiones pueden ser rentabilizadas más rápidamente.

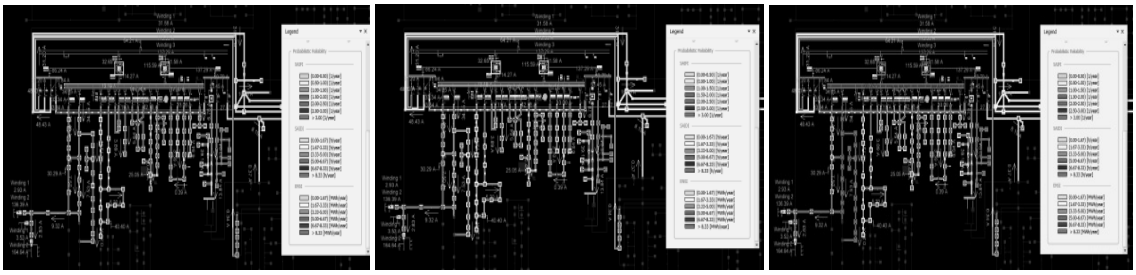


Figura 4. Parámetros SAIDI, SAIFI, ENSI

La Figura 5 muestra como las funciones: (1) “Automatización de la red” determina el número y posición de dispositivos telecontrolados y detectores/registradores de falta (en cabecera de alimentadores y CT) para la mejora de la confiabilidad del servicio al consumidor y (2) “Emplazamiento de Condensadores” obtiene las ubicaciones óptimas, tipos, tamaños y estado de las baterías de condensadores para compensación de reactiva, reducción de pérdidas, reducción de reactiva suministrada por la transmisión y mejora del factor de potencia.

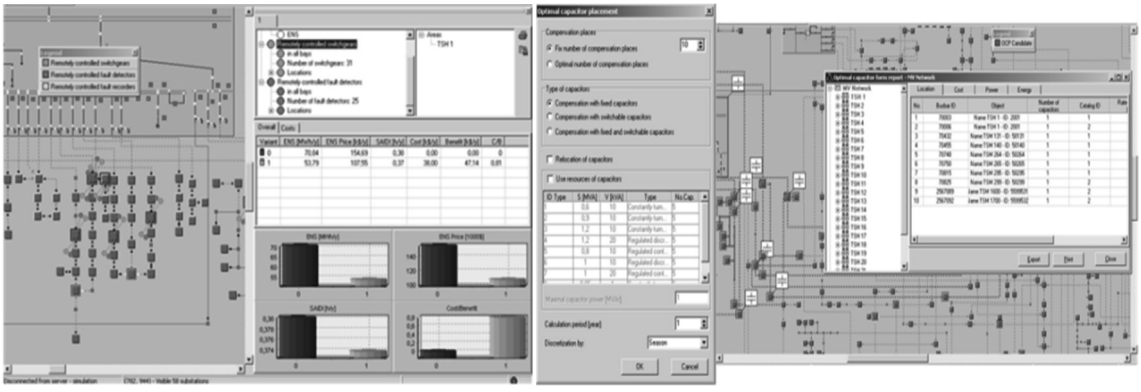


Figura 5. Automatización de la Red y Emplazamiento de Condensadores

La Figura 6 muestra los tres pasos básicos de la función FLISR: (1) Localización de falta basado en detectores de falta; (2) Aislamiento de falta haciendo uso de dispositivo de corte telecontrolados; (3) Restauración de la Alimentación en la que se contempla la mejor de las variantes disponibles.

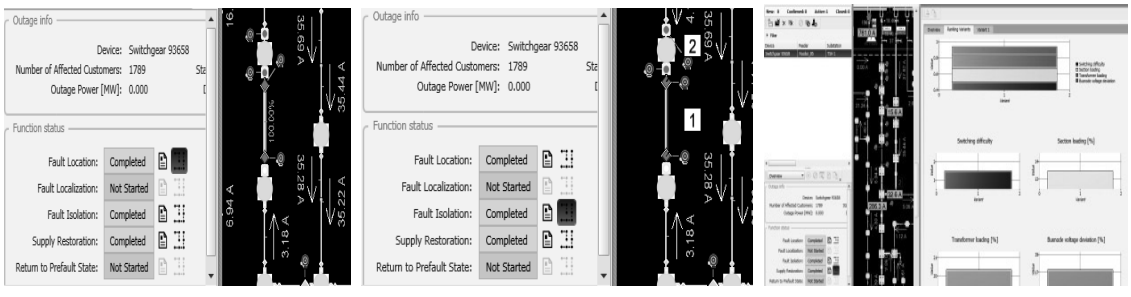


Figura 6. Resultados de la Función FLISR “Self-healing”

Plataforma de Tiempo Real ADMS

Un sistema de energía integrado que consiste en cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos que como un sistema integrado puede operar en paralelo con la red o en un modo intencionado en isla.

Las compañías eléctricas deben atender dos áreas fundamentales: el área operativa o técnica y el área comercial o de negocio. Ambas están intrínsecamente vinculadas y, básicamente, se fundamentan en el suministro de energía continuo a los consumidores en los términos de calidad definidos por el regulador. El área de comercialización deberá optimizar la gestión de bolsas de energía basadas en precio. La distribuidora deberá controlar el pico de potencia para garantizar el trasiego de energía por la red de distribución. Para ello, mantener la reserva crítica en los niveles adecuados es fundamental para que, en caso de una demanda adicional o contingencia, se puedan atender los consumidores.

En una red de distribución, esta plataforma Smart Grid debe ser el director de la orquesta, es decir la plataforma de monitorización, optimización, planificación y posiblemente el envío automatizado de acciones a dispositivos distribuidos más pequeños conectados a la red de distribución tales como esquemas de restauración automática distribuidos (ARS), el control inteligente del inversor PV como parte de IVVO, etc. La plataforma ADMS cubre dicha función.

Resultados y Datos Obtenidos

Proyecto Progress Energy

Objetivos

- Reducción del Pico de Carga
- Optimización de la fiabilidad de la red

Resultados

- La plataforma actúa como generador virtual
- Aproximadamente 200 MW reducidos en 2013
- La función FLISR “Self-healing” funciona en 24x7

Proyecto ENEL

Objetivos

- Reducción de pérdidas
- Reducción de costes operativos

La función Reconfiguración Óptima de la Red es aplicada en cada estación dependiendo de las necesidades de la demanda minimizando las pérdidas de potencia activa. No se aplican todas las recomendaciones sugeridas por la función, sólo aquellas con mayor ganancia.

Resultados

- Reducción de pérdidas: 10%
- Reducción de costes operacionales: 144 GWh/año | 5,7 MEUR
- Reducción de emisiones CO2: 75000 t_{CO2} / año

REFERENCIAS

- (Lembo & Petroni & Noche, ENEL, 2009): ”Reduction of Power Losses and CO2 Emissions: Accurate Data to Obtain Good Performances of DMS Systems”
- (Simpson, PE, 2013) ”Implementation of a SCADA/DMS on a 34,000 Square Mile Grid to Reduce Peak Load and Optimize Network Performance”

IMPACTO SOCIAL DE LAS SMART GRIDS: UNA EXPERIENCIA DE CÓMO AUMENTAR LA COLABORACIÓN DE LOS USUARIOS EN LA MEJORA DE LAS REDES INTELIGENTES

Karmele Herranz-Pascual, Investigadora Especialista, Tecnalia Research and Innovation
Itxasne Diez Gaspon, Investigadora Senior, Tecnalia Research and Innovation
Eduardo García Quincoces, Gestor de Proyectos de I+D, Tecnalia Research and Innovation
Ana González Bordagaray, Sistemas de Control, Iberdrola Distribución

Resumen: La integración del punto de vista de los consumidores-usuarios de las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids) complementa el amplio desarrollo técnico de esta nueva generación de redes eléctricas, lo que creemos redunda en una mejora de la eficacia de las mismas. Aquí se presenta el planteamiento general de una investigación social que se está llevando a cabo en el marco del proyecto europeo UPGRID, perteneciente al programa H2020, para evaluar su impacto social. Además, se exponen los avances que se han hecho relacionados tanto con las estrategias de captación e implicación de los consumidores como con las herramientas diseñadas de recogida de información (cuestionarios online). En la demostración española, que se está desarrollando en Bilbao, se trabaja principalmente con consumidores domésticos (hogares) y de actividades económicas (comercios de proximidad, hostelería, etc.).

Palabras clave: Redes Inteligentes, Smart Grids, Contadores Inteligentes, Smart People, Consumidores, Participación Social, Empoderamiento de Consumidores

INTRODUCCIÓN

Con las redes eléctricas inteligentes la perspectiva tradicional de la distribución de energía eléctrica integrada verticalmente (pasiva), caracterizada por un flujo y comunicación unidireccional entre generadores y consumidores, está siendo reemplazada por un nuevo paradigma de distribución activa que puede cambiar radicalmente el rol del consumidor, ya que es en ocasiones productor al mismo tiempo ("prosumidor"). Gracias a la incorporación de las tecnologías de información y comunicación, las redes inteligentes permitirían la comunicación y el intercambio bidireccional de información y capacidad de actuación entre los diferentes actores, transformando a los consumidores-productores en agentes activos. Pero para que esto ocurra es importante involucrar a los consumidores desde las primeras etapas del despliegue de estas redes con el fin de que puedan contribuir, primero, en la definición de este nuevo papel y asumir, después, su rol de participantes activos en el sistema de energía eléctrica y así colaborar en el buen funcionamiento de nuevos servicios (Gangale et al, 2013). Esto implica que se debe trasladar al consumidor parte del foco centrado hasta ahora en las cuestiones tecnológicas e incentivos económicos destinados principalmente a los operadores de las redes eléctricas.

En este sentido, la Comisión Europea, en una comunicación al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones sobre las redes inteligentes (Comisión Europea, 2011), reconoce la importancia de la concienciación de los consumidores en el establecimiento de un sistema energético que genera menos dióxido de carbono con el fin de contribuir eficazmente a la Estrategia Europa 2020 en favor de un crecimiento inteligente, sostenible e integrador. Pero para ello, las redes eléctricas inteligentes deberían permitir a los consumidores controlar y gestionar el uso individual de energía, por lo que "deberían tener acceso en tiempo real a su consumo exacto de energía". Además, el Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER) y la Organización de Consumidores Europea (BEUC) en su documento de trabajo "Visión 2020 para los consumidores de energía de Europa" (CEER, 2012) matizan que se tendrían que ponen en primer lugar a los consumidores más pequeños, reconociendo que hay un bajo nivel de compromiso con el consumidor en el mercado de la energía europeo actual. La mayoría de los trabajos que tienen en cuanta a los consumidores se centran en el sector residencial. En España, el 20% de la energía que se consume en nuestros hogares (IDAE, 2016).

Integrar a los consumidores en el estudio de las redes inteligentes pasa por integrar y adaptar en esta línea de trabajo los desarrollos hechos en las ciencias humanas y sociales en relación con la comprensión del comportamiento humano y sus motivaciones. Esto implica también aceptar la dificultad que supone cambiarlos, y asumir como retos de futuro la comprensión, participación y protección del consumidor (Giordano et al, 2013). Por ejemplo, con las redes eléctricas inteligentes, las estrategias más eficaces y exitosas de información e implicación de los consumidores en la conservación de energía son las que incluyen enfoques de marketing social, son personalizadas, y proporcionan información que se adapta a las necesidades y deseos de los perfiles específicos de consumidores, para lo que es útil la segmentación sociológica (Salas et al, 2014), así como estrategias que proporcionan información sobre el comportamiento de los demás (Steg, 2008), generando valor para el consumidor, desarrollando nuevas oportunidades de negocio o logrando ahorros de energía por un cambio de comportamiento. Para avanzar en esta línea de trabajo se ha integrado, junto con las actividades de carácter tecnológico y económico, una investigación social en el proyecto europeo UPGRID. En las secciones siguientes se describe este proyecto y la investigación social del mismo.

PROYECTO UPGRID

UPGRID es un proyecto europeo H2020 sobre redes eléctricas inteligentes, cuyo título es “Soluciones reales y probadas para habilitar la integración flexible de la gestión activa de la demanda y la generación distribuida a través de redes Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT) completamente controlables”. UPGRID (http://upgrid.eu) se puso en marcha a principios de 2015 y está siendo desarrollado por un consorcio compuesto por 19 socios de 7 países europeos. Su objetivo principal es proporcionar al sistema eléctrico nuevos elementos y servicios para mejorar la gestión y operación de las redes de distribución eléctrica, especialmente BT, mejorando así la respuesta a las necesidades del consumidor. El proyecto UPGRID pretende dotar de mayor “inteligencia” (información, supervisión, automatización remota, etc.) a la red de distribución eléctrica a la que se conectan, consumidores y productores domésticos, comerciales y proveedores de servicios energéticos, entre otros. Lo más perceptible por parte de los usuarios es la sustitución de los contadores tradicionales por contadores inteligentes que se está llevando a cabo en diferentes países bajo el mandato de la Comisión Europea.

En el proyecto UPGRID se incluyen cuatro demostraciones de gran tamaño en España, Portugal, Suecia y Polonia. La demonstración española se está llevando a cabo en el municipio de Bilbao, y en ella se integran más de 190.000 consumidores en BT. En esta demostración se parte de los desarrollos hechos en el marco de Bidelek Sareak (http://bidelek.com/), una iniciativa promovida por el Gobierno Vasco a través del Ente Vasco de la Energía (EVE) e Iberdrola Distribución. Como ya se ha señalado, en el proyecto UPGRID se incluye una investigación social, cuyo objetivo general es evaluar el impacto social de las redes inteligentes de las cuatro demostraciones. La investigación social se estructura en torno a tres tareas principales: a) segmentación de los actores implicados; b) campañas de comunicación y c) la propia investigación social.

METODOLOGÍA

En este apartado se describen los avances en esta investigación, principalmente en lo que respecta a los instrumentos de recogida de información de los consumidores (cuestionarios online) y las estrategias de participación e implicación social. La metodología a la que se acude para evaluar el impacto social de las redes inteligentes en el proyecto UPGRID es una combinación de técnicas cuantitativas y cualitativas.

Instrumentos de recogida de información

Los principales instrumentos utilizados para recoger la opinión de los consumidores son cuestionarios. La información se recoge directamente en tres momentos distintos: 1) contacto con consumidores en las zonas de las demostraciones, 2) establecimiento de línea base (fase PRE) y 3) evaluación del impacto social de las redes inteligentes (fase POST). Para cada uno de estas fases se diseña un cuestionario on-line específico. Aquí nos centraremos en el primero de ellos.

El cuestionario de contacto con los consumidores está siendo aplicado en la campaña de reclutamiento de consumidores. En la demostración española, además de las cuestiones relativas a la caracterización energética de hogares, servicio o comercios, y del consumo (común a las cuatro demostraciones), se recoge información cualitativa sobre la percepción de interrupciones de suministro eléctrico, uso de los servicios de información y opiniones de los consumidores sobre las redes inteligentes. Además, para este estudio se ha analizado una muestra representativa y anonimizada de información de la zona de la demostración española (área de Bilbao) con la colaboración de Iberdrola Distribución y EVE. Esta información ha consistido, por un lado, en medidas de consumo eléctrico de consumidores domésticos (N=400), pequeños comercios y servicios (N=250) y consumidores sensibles (N=65); y por otro en la caracterización de los hogares vascos y sus consumos medios resultantes de los estudios de la plataforma "mi energía" (Bidelek Sareak).

Estrategias de captación e implicación de participantes

Para captar a los participantes en la investigación social del proyecto UPGRID se ha acudido a varias estrategias, la principal ha sido contactar con las agrupaciones de los diferentes grupos de interés. En la demostración española se han identificado dos grandes grupos de consumidores, los domésticos (hogares) y los de actividades económicas (comercios, hostelería, servicios), cuyas potencias contratadas son inferiores a 15kW.

Para el caso de los consumidores domésticos se ha contactado con la Federación de Asociaciones Vecinales de Bilbao que aglutina 24 asociaciones participantes y 9 asociaciones observadoras, que representan a prácticamente todos los vecinos del municipio de Bilbao. Con la Junta Directiva de esta Federación se están realizando reuniones y sesiones de trabajo dirigidas a la búsqueda de participación e implicación de los consumidores domésticos, fruto de lo cual se ha realizado una publicación en su boletín informativo Hiritarrok nº 24 (abril 2016) en el que se ha presentado el proyecto UPGRID y su investigación social, invitando a la participación. También se está trabajando con ellos en la elaboración de material de información sobre las redes eléctricas inteligentes, dirigido a la diseminación de conocimiento y a promover la participación e implicación a los consumidores domésticos ya que el efecto de la nota en el boletín resultó insuficiente.

Para acceder a los consumidores de comercios y servicios se ha contactado con las dos grandes agrupaciones de asociaciones: Bilbao-Dendak y Confederación de Comercio de Bizkaia (CECOBI). Bilbao-Dendak, cuyo ámbito es Bilbao, integra una amplia representación de las instituciones públicas y de asociaciones de comerciantes de Bilbao, cerca de 2.000 tiendas de alimentación, estética y salud, hostelería, librerías y papelerías, moda y complementos, otros sectores, servicios (abogados, academias, tecnología…) CECOBI es una organización de tipo gremial, que agrupa asociaciones empresariales de Bizkaia. Dentro de ella se integran también asociaciones locales de comerciantes de Bilbao. La Federación de Asociaciones Vecinales y CECOBI participan, además, en el Comité Consultivo de Usuarios Finales del proyecto UPGRID.

Otras estrategias de captación e implicación de los consumidores de Bilbao han sido la elaboración de breves notas informativas de nuestra investigación social invitando a participar a los consumidores de Bilbao que se han publicado en la página web del Ente Vasco de la Energía (EVE) y en la del proyecto UPGRID. Este proceso de reclutamiento de consumidores se ha complementado con otra campaña entre los trabajadores/as y familiares de las instituciones y empresas implicadas en la demostración española, es decir, en Iberdrola Distribución (Bilbao), ZIV, EVE y Tecnalia (todos ellos participantes en el desarrollo de la demostración española).

RESULTADOS: CARACTERIZACIÓN DE CONSUMIDORES Y SU CONSUMO

La demostración española se centra en un área urbana y se circunscribe al municipio de Bilbao, cuya red eléctrica de distribución cuenta con 1.075 Centros de Transformación (CTs), 100 de ellos con supervisión avanzada en BT y más de 190.000 consumidores conectados.

Información de consumo

Para caracterizar el consumo de los diferentes grupos de interés se ha contado con la colaboración de Iberdrola Distribución. Se han usado consumos horarios anonimizados de cuatro grupos de consumidores: domésticos, comercios y servicios, y sensibles.

Los consumidores sensibles son los consumidores para los cuales la interrupción del suministro eléctrico supone un grave trastorno. En el caso de la muestra de Bilbao, estos consumidores corresponden principalmente a servicios de alumbrado público. Para estos se observa que en las horas de luz (de 8 a 22h. en verano y de 9 a 19h. en invierno) no hay apenas consumo. En cambio, durante la noche, se aprecia una amplia variedad de consumo, dependiendo, suponemos de la red de alumbrado de la que se trate, que se mantiene más o menos constante para cada consumidor (figura 1).

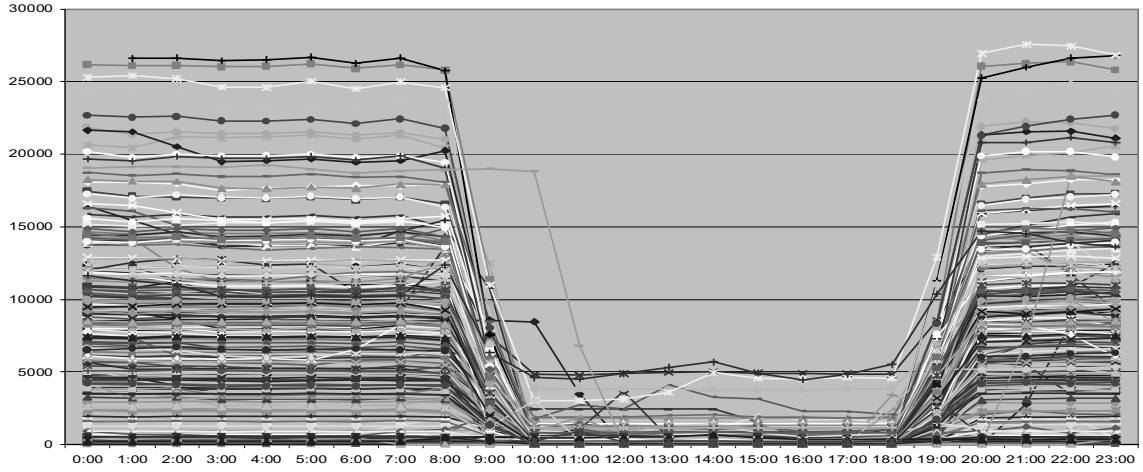


Figura 1. Representación de los consumos (en W/h) de los consumidores sensibles de Bilbao (alumbrado público) en función del periodo horario en un día de invierno

Para sintetizar la información de los restantes grupos de interés, se han calculado los consumos medios diarios para los cuatro periodos estacionales (primavera, verano, otoño e invierno), así como el anual, conservándose los consumos horarios de dos días consecutivos (festivo y laborable) representativos de invierno (8 y 9 de febrero de 2015) y de verano (19 y 20 de julio de 2015).

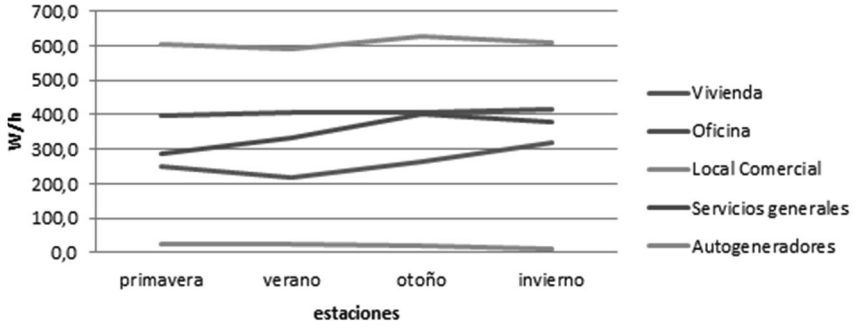


Figura 2. Consumos medios estacionales (en W/h) en función de los diferentes grupos de interés

Los consumos medios de los diferentes grupos no varían apenas entre las diferentes estaciones del año (figura 2). Las escasas diferencias indican que en las viviendas el consumo desciende ligeramente durante el verano y se incrementa en invierno. En cuanto a los servicios generales, que engloba luz de escalera, ascensor, sótanos etc., se observa que es mayor en primavera y otoño, y menor en invierno. En las oficinas y locales comerciales, el consumo en los diferentes periodos estacionales es muy semejante. Si bien no hay diferencias significativas entre los periodos estacionales, si las hay entre los diferentes grupos de agentes (figura 2). El consumo de autogeneradores es muy escaso mientras que el de los locales

comerciales es alto. Del resto, son las viviendas las que tienen un menor consumo, seguido de servicios generales y oficinas, cuyo consumo es parecido a lo largo del año.

Información sobre la caracterización de las viviendas

En relación con los consumidores domésticos, los datos recabados por medio de la plataforma "mi energía" del EVE (N=24 de Bilbao) permiten indicar que la mayoría de estos residen en viviendas de entre 70 y 100m^2, estando los hogares constituidos por 1, 2, 3, 4 o 5 personas. Para la caracterización de estos se ha llevado a cabo un análisis de conglomerado jerárquico, partiendo de la información sobre el tamaño de los hogares y el consumo total por vivienda de los que se deduce la existencia de dos grupos de consumidores domésticos. El primero grupo estaría caracterizado por un menor consumo, dos habitantes por vivienda y viviendas de alrededor de 75m^2. El segundo quedaría definido por un mayor consumo, siendo hogares de cuatro miembros que residen en viviendas de alrededor de 100m^2. Estos grupos no difieren en el periodo de ocupación de las viviendas. En la mayoría de los casos se hace uso de la vivienda principalmente durante el día y la noche, y en menor medida durante la tarde. Además, de esta información es destacable la relacionada con los comportamientos de ahorro y eficiencia energética: 70% de los participantes utiliza para la iluminación de la casa una combinación de halógenos, de bajo consumo y led; y el 83% y el 92% de los hogares respectivamente tienen lavadora o lavaplatos tipo A.

Información de los participantes en UPGRID

Los participantes domésticos hasta el momento en la investigación social del proyecto UPGRID son cerca de una centena (N=88). El 89% de estos tienen entre 31 y 60 años y una formación universitaria (53%) o de postgrado (31%), estando la muestra equilibrada en función del sexo (48% mujeres). En relación a la caracterización de sus hogares y su consumo, prácticamente todos residen en edificios de pisos de su propiedad (94%) cuya superficie está comprendida entre 50 y 200m^2. El 80% de estos hogares está formado por 2, 3 o 4 miembros, siendo esta información comparable a la de los participantes en la plataforma de Bidelek Sareak. En relación al consumo, decir que el 60% tienen una potencia contratada de entre 1,5 y 5 kW y el 82% no tienen discriminación horaria en la factura (solo el 7%).

En cuanto a las interrupciones, decir que el 91% considera que no le molestan las interrupciones del suministro eléctrico muy cortas (interrupciones de 0-3min conllevan tan solo 3% de personas molestas), pero la molestia se incrementa a medida que aumenta el tiempo de la interrupción (con interrupciones de más de una hora el porcentaje de personas altamente molestas es del 80% o superior). Para el 6% de los participantes cualquier interrupción, por muy corta que sea, es crítica (consumidores sensibles).

Se detecta un escaso conocimiento en cuestiones relacionadas con la tarifa y consumo eléctricos. Por ejemplo, más del 40% de los participantes no conoce el tipo de tarifa eléctrica que han contratado, el 73% desconoce el servicio de Iberdrola Distribución de información de consumo y el 90% el servicio ofrecido a través de la web del proyecto Bidelek Sareak.

No obstante, hay varios indicadores que favorecerían el rol activo en los consumidores de las redes eléctricas inteligentes. Respecto a las actitudes se aprecia que entre un 40% y un 50% de los participantes creen que las redes eléctricas inteligentes permiten el ahorro de energía, un mayor despliegue y uso de energía renovables y promueven la producción y el consumo de energía sostenible. Además, el 62% está interesado/a en que se monitorice su consumo de energía a través de un contador inteligente. En relación a las expectativas, el 93% le gustaría reducir su consumo energético y su factura. También existen intenciones de cambio de conducta, en el sentido de que el 81% le gustaría cambiar su consumo energético para promover la sostenibilidad y de comportamiento como el hecho de que el 18% han cambiado al menos la mitad de luminarias por las de tipo LED.

CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN

La conclusión principal del trabajo realizado hasta el momento y que se ha presentado en esta comunicación es la dificultad de conseguir la implicación de los consumidores y su participación en la Investigación Social. Consideramos que esta implicación es necesaria para el éxito de las redes inteligentes y para que los consumidores puedan asumir el rol activo que deberían tener en las redes eléctricas inteligentes. Por eso, es necesario seguir trabajando en la integración e implicación de los consumidores finales en los sistemas de energía. En este sentido, en UPGRID se está trabajando en nuevas estrategias más cercanas a los diferentes grupos de interés con la colaboración de sus representantes en las asociaciones de las que forman parte. La integración del punto de vista de los consumidores-usuarios de las redes eléctricas inteligentes complementa el amplio desarrollo técnico de las Smart Grids, lo que creemos redunda en una mejora de la eficacia de la misma.

Otro aspecto destacable, es que la transición hacia el rol activo de los consumidores es un proceso muy complejo, y que, como todo cambio, conlleva una reacción de resistencia. Además, para que se produzca un cambio de comportamiento, y sobre todo de hábitos, primero es necesario que exista una actitud favorable hacia el objeto de ese cambio, viéndose la utilidad y los beneficios que conlleva, cuestiones que no son tan evidentes y visibles para los consumidores de las redes eléctricas inteligentes. En el trabajo presentado, hay indicios de que este cambio de actitudes y comportamiento puede ocurrir o está ocurriendo actualmente (creencias positivas en relación con las redes inteligentes, intenciones de conducta orientadas al ahorro y la eficiencia energética), lo cual puede posibilitar la transición hacia el rol activo de los consumidores y su implicación en las redes inteligentes.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Unión Europea la financiación del proyecto UPGRID "Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid" (Programa de Investigación e Innovación H2020, acuerdo de subvención nº 646.531), dentro del que se enmarca esta comunicación Además, agradecemos la colaboración de las diferentes personas y asociaciones que están participando en la investigación social, sin las cuales no estaría siendo posible su desarrollo y avance, y especialmente a Iberdrola Distribución y al EVE por facilitarnos la información necesaria e imprescindible para avanzar en este trabajo.

REFERENCIAS

- Salas-Prat, P., Carrasco, J., Zelco, S., Solé, I., Segura, R., 2014, Consumidor activo de energía: nuevas oportunidades a partir del dato de consume horario del Contador inteligente a través de técnicas de Big Data, II Congreso de Smart Grids, 27-28 octubre, Madrid.
- Gangale, F., Mengolini, A., Onyeji, I., 2013, Consumer Engagement: An insight from Smart Grid projects in Europe, Energy Policy 60, 621-628.
- Comisión Europea, 2011, Redes inteligentes: de la innovación a la implantación del 24 de abril de 2011. http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=URISERV:en0031&from=ES
- CEER, 2012, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab3/CEER-BEUC%202020%20VISION-joint%20statement_Long_v161014.pdf (1 julio 2016)
- IDAE, 2012, ¿Cuánta energía consume una casa? http://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/noticias/cuanta-energia-consume-una-casa-571584# (1 julio 2016)
- Giordano, V., Meletiou A., Covrig, C.F., Mengolini, A., Ardelean M., Fulli, G., Sanchez-Jimenez, M., Filiou, C., 2013, Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current development. 2012 update. JRC Scientific and Policy Reports, EUR25815EN, European Commission, JRC, Petten, NL.
- Steg, L., 2008, Promoting household energy conservation, Energy Policy 36, 4449–4453.

LA RED TEMÁTICA REDYD-2050: OBJETIVOS, TECNOLOGÍAS Y PROPUESTAS PARA FACILITAR LA INTEGRACIÓN DE PEQUEÑOS Y MEDIANOS USUARIOS EN LAS SMART GRIDS

Carlos Álvarez, Instituto de Ingeniería Energética (IIE-UPV), Universidad Politécnica de Valencia
José Ignacio Moreno & Gregorio López, Dpto. Ing. Telemática, Universidad Carlos III de Madrid
Camilo Carrillo, Grupo EN.E del Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Vigo
Ignacio J. Ramírez, Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza
Sergio Valero, Dpto. de Ing. Mecánica y Energía, Universidad Miguel Hernández de Elche
Javier Matanza, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia de Comillas
Antonio Gabaldón & Juan Medina, ETS de Ingeniería Industrial, Universidad Politécnica de Cartagena

Resumen: Las futuras redes eléctricas necesitan ser flexibles en el lado de la demanda para que la política energética de la UE sea creíble, y en particular, en la integración de mayores porcentajes de renovables. Por ello, las tendencias internacionales establecen que los sistemas eléctricos necesitarán un consumidor más activo. Algunas barreras se empiezan a derribar, como es la igualdad de consideración y retribuciones a los recursos de demanda (DR) y de generación, siempre y cuando los primeros demuestren tener capacidades similares. La participación activa y la demostración de sus capacidades son retos importantes entre los pequeños y medianos usuarios, pues son éstos los que más barreras se encuentran en su participación cuando su potencial es indudable (sus usos energéticos explican más del 50% del consumo). REDYD-2050 (http://www.redyd2050-der.eu/) es una red financiada por MINECO (2015-17) que integra a 7 grupos de investigación expertos en tecnologías clave para hacer creíble la DR. Este artículo presenta los objetivos de la red, entre los que destacan integrar tecnologías y plantear soluciones innovadoras a problemas como: modelado y agregación de DR; automatización de DR; aplicación de las TIC a DR; validación e implantación de DR en mercados; predicciones de precios y consumos; o monitorización y evaluación de DR.

Palabras clave: Medidores Inteligentes, Modelos de Cargas, Monitorización No Invasiva, Predicción de la Demanda, Predicción de Precios, Respuesta de la Demanda, Smart Grids, TIC en DR

INTRODUCCIÓN

Antecedentes: estado y beneficios de la Respuesta de la Demanda

La finalidad de REDYD-2050 es intercambiar conocimientos y experiencias que permitan avanzar en el desarrollo del potencial de la Respuesta de la Demanda (DR) en los sistemas eléctricos, demostrando la capacidad técnica de la DR frente a los recursos más "convencionales" del lado de la generación. Este principio de igualdad en capacidades debe ser demostrado y verificado para la DR, como por ejemplo se establece en EEUU (FERC, 2011), aparte obviamente, de garantizar su viabilidad económica.

La denominada "Energy Union" es una de las 10 prioridades temáticas de la UE, ocupando la DR un papel fundamental en la política energética. La Comisión Europea (EC) en su estrategia marco sobre el mercado de energía indica en un informe al Parlamento (COM, 2015) que el futuro mercado de la electricidad debe tener en su núcleo a un consumidor protagonista y activo que se beneficie de las nuevas tecnologías para reducir sus costes (flexibilizando su consumo a través de la DR, o bien almacenando o generando energía). Desde el punto de vista económico, el Comisario de Energía afirmó (Arias, 2015) que "... *the business case for a more active participation of demand is clear - demand side response alone could save our economy up to 100 Billion Euro per year...*". Los pequeños y medianos usuarios explican más del 50% del consumo, por lo que su aportación a este ahorro es de elevado interés económico, y necesitan de una demostración y exploración a fondo de sus posibilidades.

La situación de la DR en Europa se ha venido analizando en diferentes plataformas, por ejemplo, Smart Energy Demand Coalition (SEDC, 2015). En sus informes, se destaca que la DR ha experimentado un

progreso notable entre 2012 y 2015, a nivel de la regulación de los Estados Miembros (MS), debido a los requisitos impuestos por la Directiva de Eficiencia Energética (EE Directive, 2012), pero también se indica que en la práctica existen dificultades casi insalvables en muchos países para la mayoría de los consumidores (especialmente medianos y pequeños) y España se encuentra entre esos MS que imponen mayores barreras. Muchos MS han establecido tradicionalmente iniciativas de DR en segmentos en los que la agregación es innecesaria (grandes consumidores), cuando curiosamente los reguladores y operadores del sistema consideran la agregación una herramienta clave de DR (CEER, 2014), junto con la clarificación de responsabilidades entre los diferentes agentes (agregadores, comercializadores, ...). Es también interesante considerar que, si bien la utilización de grandes consumidores es más sencilla para los operadores y necesita de menores inversiones iniciales (al contrario que la agregación de miles de pequeñas cargas), su operación puede ser mucho más costosa (CEER, 2014) que en pequeños usuarios (i.e., diferente "valor" de la energía y más alternativas de servicio en la cartera de recursos).

Además, el despliegue de las tecnologías habilitadoras ("*enabling technologies*") fundamentalmente los "*Smart Meters*" y tecnologías de "*Home Automation*" simplifican notablemente la implementación práctica de la DR en los pequeños consumidores, permitiendo que políticas de eficiencia y de DR compartan gastos en TIC. El problema con estas tecnologías es si el esfuerzo económico desarrollado en nuestros países (40.000 millones de euros en la UE) es positivo y se han aprovechado las capacidades de las TIC (además de los problemas que surgen sobre seguridad y protección de los datos que se manejan). Algunos agregadores, como ENERNOC, consideran que es posible recuperar con creces esas inversiones si las capacidades de estas TIC son explotadas (por ejemplo, explotar con ellas la DR y facilitar información práctica al consumidor final). Con estos precedentes, en REDYD-2050 se consideran con la debida importancia las TIC, las políticas de DR, y sus sinergias.

En términos generales, y resumiendo se puede decir que el nivel de recursos de DR está lejos de su máximo potencial (la antigua UCTE lo fijaba en 2010 en un 5% del pico de potencia a nivel de la UE, mientras que en EEUU se acercaba al 10% en el mismo periodo), por lo que se considera pertinente investigar más a fondo en la búsqueda de nuevos recursos DR mucho más flexibles en nuevos segmentos de consumidores. Siendo el problema claramente multidisciplinar parecía oportuno agregar la experiencia de los 7 grupos que componen REDYD-2050 y que son expertos en áreas como: TIC, Ingeniería Eléctrica, Ingeniería de Sistemas, Ingeniería Electrónica, Matemática Aplicada y Estadística.

Visión de la red REDYD-2050 sobre la Respuesta de la Demanda

Explotar los recursos de DR en los pequeños segmentos de usuarios tiene tres grandes ventajas: gran cantidad de demanda y de muy diferente tipo disponible, distribución geográfica de la misma y fiabilidad (contamos con casi "infinitos" recursos). Sin embargo tiene serios inconvenientes: cómo seleccionar los recursos (identificación de patrones de demanda, monitorización y segmentación de la demanda), cómo validar la flexibilidad y respuesta de esos recursos (modelado y control de las cargas), cómo hacer que el consumidor sea un "*prosumer*" (predicción de carga y generación, y su gestión), cómo informar y a la vez garantizar la seguridad de la dicha información (educación, ciber-seguridad), cómo agregar la demanda (posibilitando la actuación de agregadores, suministradores de balance o de servicios energéticos, los llamados CSP, BRP o LSE) y, por último, cómo hacer económicamente viable la DR (optimización de la respuesta, gestión de las TIC, predicción de precios, gestión de eventos y plataformas electrónicas del mercado eMKT, establecimiento de sinergias con la eficiencia energética, etc.). Precisamente el problema es tan complejo que hace imposible a nivel de Departamento o Instituto Universitario su resolución óptima, necesitando el trabajo de una red de expertos en varias de estas temáticas, de manera que se obtenga un grupo de trabajo que pueda ser competitivo a nivel nacional e internacional. La Figura 1 muestra las "especialidades" y sinergias que se espera desarrollar entre los 7 grupos que se integran en REDYD-2050.

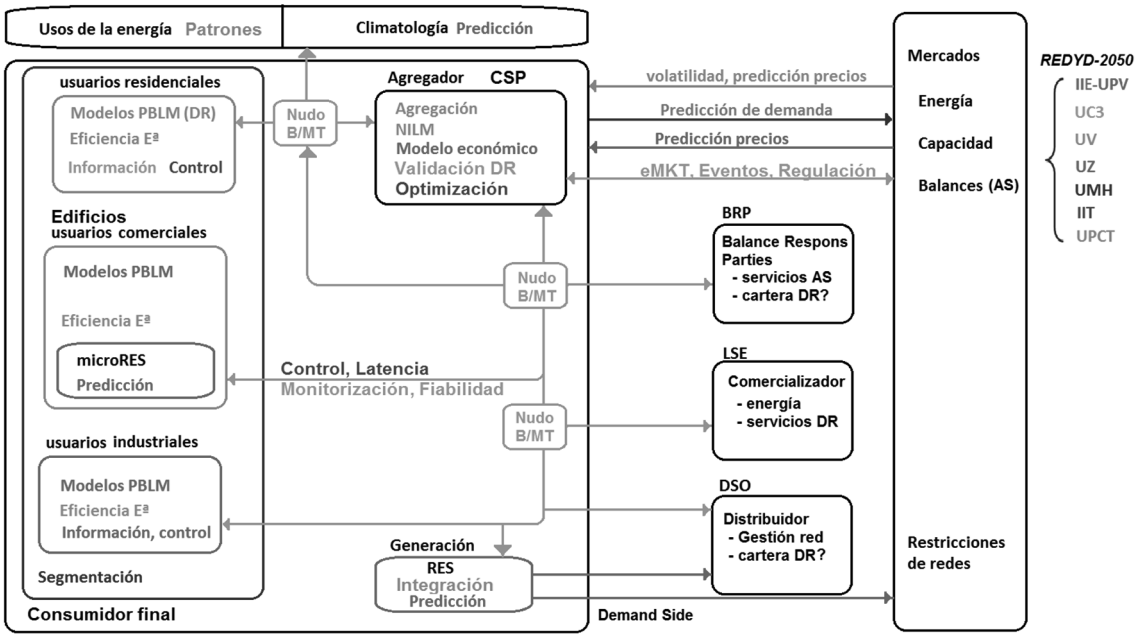


Figura 1. Interacciones entre diferentes actores, software y hardware para la DR. Experiencias de la red REDYD-2050 en cada uno de los campos

En este sentido, es relevante el trabajo presentado en (Chatzivasileiadis, 2015) donde los autores describen un entorno de simulación que aúna algunas de las diferentes dimensiones a tener en cuenta para modelar el comportamiento que la DR tendría a nivel de sistema.

PARTICIPACIÓN DE LOS CONSUMIDORES ACTIVOS EN LOS MERCADOS

Mercados de Capacidad

Puede decirse que los mercados de capacidad se pusieron "de moda" en EEUU en 2007 (sistemas de Nueva Inglaterra y PJM) y que esa moda se ha trasladado recientemente a la UE (Reino Unido desde 2014). La ventaja de los mercados de capacidad es que permite atraer bien nuevos recursos de generación e infraestructura, o bien en el lado de la demanda propiciar la eficiencia energética (EE) y la DR, para mejorar la tasa de uso de las redes eléctricas. Normalmente las medidas se ofertan a tres años vista y se realiza un pago por capacidad según el mercado (4 años en PJM o durante la vida útil de la medida en otros sistemas), que es muy atractivo y poco volátil económicamente, exigiendo al consumidor el detalle técnico del ahorro que supone la política EE/DR en un periodo de tiempo. Además, el consumidor debe realizar una oferta (kW) y fijar su precio (€/kW-año) en estos mercados.

El primer problema es determinar dónde está esa capacidad de ahorro en un determinado grupo de consumidores. El primer paso debe ser realizar una valoración de su demanda por uso final de la energía a lo largo de un periodo suficientemente grande (anual), bien mediante una red de sensores específicos conectados a la carga (por ejemplo, con tecnologías Zigbee o Z-wave, muy comunes en domótica) o bien mediante la utilización del contador de medida global y técnicas de monitorización no invasiva (NILM). En ambos casos, lo ideal es tener un canal de comunicación bi-direccional consumidor-gestor_DR (agregador) y utilizar un *software* adecuado. Con esos datos puede establecerse el consumo medio por uso final, las posibles medidas a establecer en cada carga (climatización, agua caliente, iluminación, cocina, ventilación, etc), las subvenciones existentes (planes "*renove*" de cargas o sus envolventes térmicas), los precios de la energía (ahorro en otros mercados a medio plazo), y, por supuesto, definir el potencial de ahorro agregado (mediante tecnologías específicas, ya que los mercados exijen ofertas de un tamaño de 100 kW o más) y fijar el precio de estas ofertas (modelo de negocio). En el caso de que la oferta sea casada, el

agregador y sus consumidores disponen de un plazo de tres años para instalar la tecnología EE/DR y, por supuesto, las TIC y herramientas necesarias para gestionar esa demanda. La Figura 2 muestra un esquema del proceso, dónde las tecnologías específicas en que es experta REDYD-2050 (NILM, monitorización, control, modelos de carga, modelos de negocio, s*mart metering* y *sub-metering*, etc.) pueden consultarse con más detalle en la web (http://www.redyd2050-der.eu/).

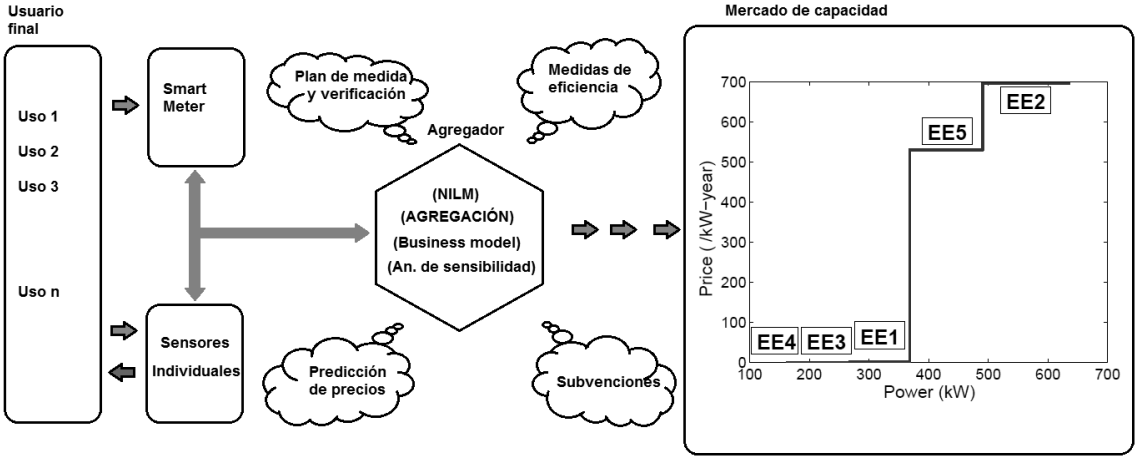


Figura 2. Esquema de trabajo en los futuros mercados de capacidad, según la visión de REDYD-2050

Mercados de Energía

Estos mercados quizás presenten el mayor riesgo para el consumidor por la volatilidad de sus precios (especialmente, definir cuándo puede ser rentable participar y cómo anticiparse al consumo o recuperar energía, el llamado "*payback*"), la ausencia de pagos por "capacidad de respuesta", y las pérdidas de servicio (confort del usuario) que se pueden producir. Desde el punto de vista de los mercados la respuesta (aunque mínima) de la demanda, supone un claro beneficio por la estabilidad que podría dar a los precios en estos mercados, al propiciar la creación de una demanda realmente elástica. Desde el punto de vista de la red, las cargas con mejores perspectivas son las de ventilación, calefacción y aire acondicionado (HVAC). La precisión en la respuesta de la carga es muy importante, estando ésta muy condicionada por las variables climatológicas, de ahí que una buena predicción de las mismas sea esencial, junto con: una estimación a corto plazo (6-48h) de los precios diarios, intradiarios o a tiempo real (en sus diferentes denominaciones); una monitorización de la respuesta de esas cargas en tiempo real; y una información al usuario de posibles actuaciones, bien en tiempo real o a día vista.

Pensando en las *Smart-Grids* (SG), una carga activa puede gestionar generación que normalmente se perdería en el sistema (precalentamiento o enfriamiento de los recintos, o de la temperatura del agua caliente sanitaria almacenada). Para ello el consumidor (o su agregador) deben tener buenas previsiones de precios de la energía, de la generación renovable, y modelos de carga lo suficientemente precisos para evaluar los tamaños y precios de las ofertas. Es también básico monitorizar la carga y crear herramientas de información al consumidor (precios), pero también explicar qué supone la DR (contribución a la sostenibilidad y al medioambiente, aparte de la vertiente económica) mediante vídeos y cursos en diferentes plataformas y redes sociales, con *software* específico (Camtasia, Sony Vegas, PowToon, etc), pensando ya en los futuros consumidores. La Figura 3 define la relación entre tareas.

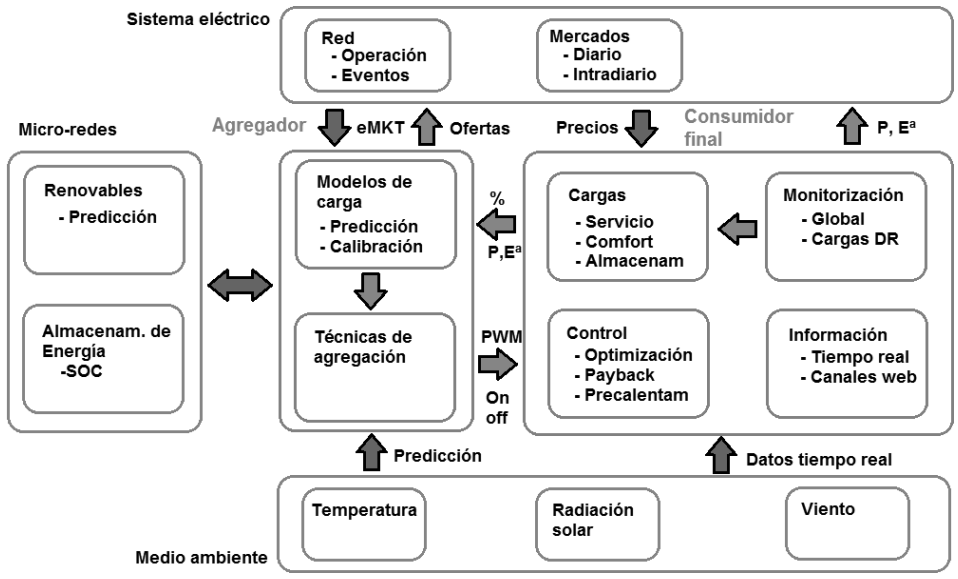


Figura 3. Esquema de trabajo en los mercados de energía, según la visión de REDYD-2050

Mercados de Servicios Complementarios

Los servicios complementarios son otro aspecto clave para facilitar la integración de renovables. REDYD-2050 está realizando y desarrollará una serie de estudios sobre los principales problemas asociados a la participación de la demanda: recepción de señales del operador (una ejemplo de señal tipo del operador PJM se muestra en la Figura 4) y su "traducción" a la carga (en función de sus características), posible latencia en la transmisión de las señales y su influencia en los tiempos de respuesta, monitorización y evaluación de la respuesta, así como modelos que sean lo bastante rápidos para predecir ésta. Algunos ejemplos de predicción y adecuación a la respuesta de un grupo de cargas pueden verse en la Figura 4 y, en detalle (simulación de modelos), en la web de la red temática (http://www.redyd2050-der.eu/).

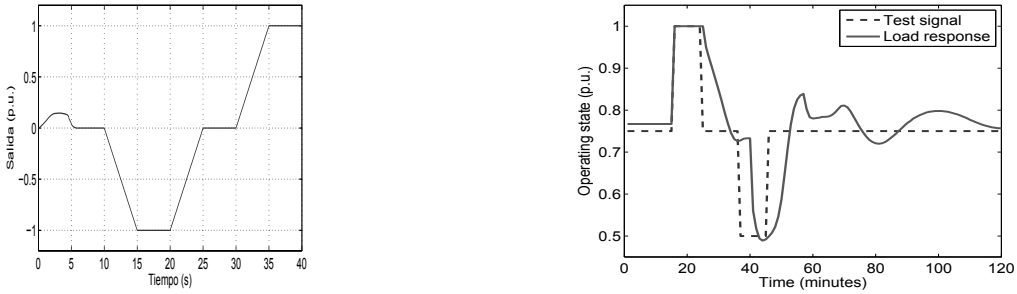


Figura 4. Señal de regulación "tipo A" (PJM, EEUU) y respuesta de un modelo de carga térmica agregada

APLICACIÓN DE LAS TIC A LA DR

Las TIC juegan un papel fundamental en la implementación de programas de DR. Por un lado, en cuanto a la parte de comunicaciones se refiere, existen distintos tipos de DR con distintos requisitos temporales y un amplio abanico de tecnologías de comunicaciones con diferentes prestaciones. Por lo tanto, es importante disponer de herramientas de simulación que permitan tanto diseñar la arquitectura de comunicaciones y elegir las tecnologías más adecuadas (López *et al.*, 2014) como evaluar las limitaciones de una infraestructura determinada (Matanza *et al.*, 2015), minimizando tiempo y costes. Dentro del proyecto REDYD-2050 se cuenta con experiencia en este tipo de herramientas y se sigue trabajando en esta línea de investigación (Seijo *et al.*, 2016).

Asimismo, los programas y eventos de DR dependen de muchos factores (meteorología, red eléctrica, red de comunicaciones, comportamientos térmicos de edificios), por lo que surge la necesidad de herramientas de co-simulación que permitan investigar y evaluar de manera ágil la influencia de todos ellos, presentando REDYD-2050 también experiencia en este ámbito (Chatzivasileiadis *et al.*, 2016).

Por otro lado, desde el punto de vista de tratamiento de información, tecnologías como *Big Data* y *Cloud Computing* son fundamentales para poder procesar, en los márgenes de tiempo fijados, los grandes volúmenes de datos, de distinta naturaleza y en distintos formatos, en base a los que se toman las decisiones relacionadas con DR, por lo que éste también representa un tema de interés dentro del proyecto.

Por último, el uso de las TIC aporta muchas ventajas, pero también algunos riesgos. Por ejemplo, si un atacante toma acceso de una infraestructura TIC para DR podría provocar desajustes entre oferta y demanda eléctrica que acabasen conllevando caídas del suministro eléctrico. Por lo tanto, la ciberseguridad representa un tema de capital importancia que también se pretende explorar en el proyecto.

CONCLUSIONES

La participación de los consumidores en las redes eléctricas tiene un interés creciente en la UE. La complejidad del problema hace necesaria la puesta en común de experiencias entre investigadores de diferentes disciplinas académicas, los consumidores y, en general, los agentes y operadores de redes y mercados. La puesta en común de experiencias en la plataforma REDYD-2050, y su difusión, pueden contribuir a mejoras en la operación y planificación de nuestros sistemas.

AGRADECIMIENTOS

REDYD-2050 está financiada por MINECO a través del proyecto con referencia ENE2015-70032-REDT, y también por los fondos FEDER de la Unión Europea a través del proyecto ENE2013-48574-C2-2-P.

REFERENCIAS

- Arias M., "A modern Energy Union for competitive, secure and sustainable energy for the European Industry", April 2015, Euro Economic Congress, Poland.
- Chatzivasileiadis S., et al, "Cyber physical modeling of distributed resources for distribution system operations", IEEE Proceedings, 2015.
- COM (2015) 339 final: Communication from the EC on a New Deal for Energy Consumers.
- Council of European Energy Regulators “CEER Advice on Ensuring Market and Regulatory Arrangements help deliver Demand-Side Flexibility”. Ref: C14-SDE-40-03, 2014.
- Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of October 2012 on Energy Efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU
- FERC. Orders 745&755. "DR Compensation in Organized Wholesale Energy Markets”. 2011; “Frequency Regulation Compensation in Organized Wholesale Power Markets”. 2011.
- López, G., et al., “Multi-Faceted Assessment of a Wireless Communications Infrastructure for the Green Neighborhoods of the Smart Grid”, Energies, 2014.
- Matanza, J., *et al.*, “Simulation of low-voltage narrow-band power line communication networks to propagate openADR signals”, Journal of Communications and Networks, 2015.
- Seijo, M., *et al.*, “Planning and Performance Challenges in Power Line Communications Networks for Smart Grids”, International Journal of Distributed Sensor Networks, 2016.
- Smart Energy Demand Coalition (SEDC), “Mapping Demand Response in Europe Today”, 2015, Available on line: http://www.smartenergydemand.eu

GESTIÓN ÓPTIMA DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDIDA DE LA CIUDAD DE CEUTA

Alberto González Núñez, Director Comercial, Telecontrol STM
Rafael Gómez Blanes, Director Software Factory, Telecontrol STM
Oscar Martínez Sousa, CEO, Telecontrol STM

Resumen: En la gestión de la infraestructura de medida de la ciudad de Ceuta se ha maximizado el rendimiento mediante una inversión en las comunicaciones y la plataforma de telegestión IRIS. La compañía distribuidora de energía actualmente está obteniendo un importante ahorro en costes indirectos de la gestión rutinaria de medidas horarias, diarias y mensuales, cuyas estadísticas de obtención están por encima de la media del sector con un porcentaje cercano a 95%, evitando desplazamientos para lecturas manuales. La plataforma permite a la compañía distribuidora multitud de opciones en la gestión de dispositivos, tales como informes específicos, órdenes directas a los dispositivos y geolocalizaciones de los mismos, todo orientado al ahorro y a la facilidad de operación. A su vez, se están detectando y resolviendo uno de los principales problemas de todas las compañías distribuidoras de energía: las posibles incidencias por fraude gracias a la gestión activa de los reportes de eventos de los concentradores y *smart meters*. La seguridad de todas las comunicaciones está garantizada mediante un túnel IPSEC con la VPN de los servidores del Dpto. de medidas, en la cual están integradas la red de fibra óptica, conexiones 3G, GPRS, etc. desplegadas por las diferentes instalaciones ubicadas en la ciudad de Ceuta.

Palabras clave: Smart Grids, Smart Meters, IRIS, MDM, Medidas, Beneficio, Abonados, Telegestión, Fraude, eVision, Valores Horarios, Alarmas, Geolocalización

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, en adelante EAEC, abastece de energía eléctrica a todos los ciudadanos de la ciudad de Ceuta, aproximadamente unos treinta mil abonados, cumpliendo la normativa vigente acerca de los estándares de calidad de suministro y medio ambiente.



Figura 1. Logo Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta

La normativa europea de aplicación para la automatización de la gestión de dispositivos, es de obligado cumplimiento para las compañías distribuidoras de energía con el fin de mantener unos mínimos de calidad de los dispositivos, tales como contadores, concentradores y plataformas MDM (*meter data management*). Los principales hitos a alcanzar por la "utility de Ceuta" en España han sido establecidos por la UE, los cuales determinan las fases de implantación e integración de los nuevos contadores en un sistema superior para la telegestión de los mismos, un periodo que finaliza en el año 2018. Los principales retos de este proyecto para EAEC a finales de 2018 son:

- Cumplir con las especificaciones generales y particulares de la UE sobre telegestión de medidas.
- Cumplir los hitos fijados para la instalación de smart meters y la telegestión de los mismos.
- Puesta en servicio de dispositivos de comunicaciones con diferentes tecnologías adaptándose a los medios rurales, operadores de red, tecnologías de comunicaciones, etc.
- Puesta en servicio de concentradores en los centros de transformación.
- Actualizaciones constantes de nuevas versiones firmware de los dispositivos.
- Adquisición de un sistema superior para la gestión ejecutiva de los dispositivos.
- Proporcionar al cliente un acceso web para la visualización de su consume.

Los departamentos intervinientes en el proyecto de EAEC son diversos, tales como el Dpto. de medidas, Dpto. de I+D, Dpto. de facturación, Dirección General y Consejo de Administración. Los principales

problemas en este nuevo mundo de la telegestión de medidas y la implementación de toda la infraestructura fueron:

- Desconocimiento de las tecnologías.
- Reorganización de la compañía para ejecutar el proyecto.
- Identificación y selección de los dispositivos más efectivos.
- Identificación y selección del sistema superior para el control de dispositivos.
- Planificación económica para la inversión en la adquisición de dispositivos y sistema superior.
- Inversión económica en mejorar la red de comunicaciones.
- Aseguramiento de toda la información recolectada de los dispositivos.

Necesidades de sistema "Head-End" para la telegestión de medidas

La selección de la plataforma "Head-End" para la telegestión de dispositivos de EAEC ha sido en base a:

- Los servicios de alto nivel abiertos, distribuidos y escalables que permitan particularizar el sistema para cualquier necesidad de la utility.
- La posibilidad de gestionar dispositivos PRIME en un entorno escalable (desde miles a cientos de miles y millones) y, sobre todo, flexible. Por el diseño de la plataforma, se ha integrado con sus propios sistemas de facturación, SCADAs, gestión de clientes, etc. En definitiva, IRIS se ha particularizado según las necesidades de integración de la compañía distribuidora.
- La necesidad de un sistema maduro, desplegado en España y con posibilidades de adaptarse a cualquier cambio de normativa.
- La comprobación en producción del sistema en una utility.
- Todas las sugerencias, posibles mejoras e inquietudes del resto de compañías que tienen desplegado el sistema superior, trasladándose constantemente en nuevas actualizaciones del sistema con el fin de beneficiarse unos de otros.
- El requerimiento de servicios redundantes y balanceados para asegurar el 100% de operatividad en todo momento según el número de dispositivos a gestionar, así como cumplir con los requisitos de respuesta y rendimiento.
- La implementación de las operaciones, informes, estadísticas, tratamiento de información, etc. que la PRIME Alliance define en las diferentes especificaciones.

Para este proyecto, EAEC seleccionó el sistema IRIS de la empresa Telegestión STM, y empezó la implementación de la plataforma a inicios del 2015, estando ya implementada de forma integral con todas sus funciones. El plan de cambio de contadores de EAEC para 2018 está en marcha y a fecha de julio 2016 han sido sustituidos e integrados en el sistema, el 50% de los contadores.

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA IRIS PARA EAEC

Soluciones Cloud para la telegestión de medidas

A través de IRIS se integra toda la red desplegada de comunicaciones y la adquisición de toda la información enviada por los smart meters PRIME. Los distintos tipos de conectividad desplegados por la compañía distribuidora (red de fibra óptica entre todos los centros de transformación, así como conexiones 3G y GPRS) están integrados mediante una VPN (red privada virtual). Con la VPN se garantiza la seguridad en las comunicaciones. Una parte muy importante de la red de centros de transformación están integrados en la red de comunicaciones mediante fibra óptica, esto les permite obtener grandes ventajas en comparación con otras tecnologías, las cuales tienen menor velocidad de tráfico de datos, menor seguridad y una tasa de error más alta. La telegestión de medidas de los dispositivos se realiza a través de la Plataforma IRIS mediante un túnel IPSEC con la VPN, asegurando al máximo las comunicaciones y el intercambio de información. Innovación en este mercado a nivel de seguridad.

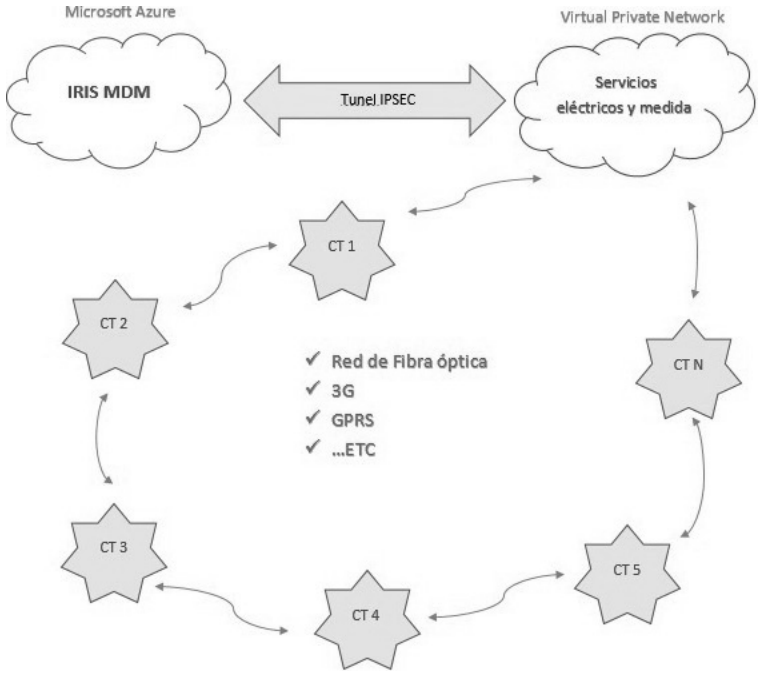


Figura 2. Solución Cloud (Smart Metering & Smart Grids)

Un objetivo prioritario que cumple IRIS, con el fin de evitar sobrecostes en la infraestructura hardware de la EAEC, consiste en proveer de una fórmula de contratación SaaS (*software as a service*, o software como servicio) desplegada en Microsoft Azure, plataforma de computación en la nube de Microsoft con un aseguramiento de calidad y reprocidad de los datos en los servidores estratégicos garantizados al 100%. Del mismo modo, esta característica es también innovadora en el mercado. El impacto de usar IRIS bajo un modelo de software como un servicio "SAAS" es muy relevante para EAEC con:

- Reducción drástica del coste de propiedad al no tener que adquirir hardware.
- Eliminación de licencias software asociadas (Windows server, SQL Server, etc.).
- Reducción del coste de mantenimiento del sistema.
- Mantenimiento del sistema fácil y fiable.
- Eliminación de "cuellos de botella" en la escalabilidad del sistema.
- Garantía de un SLA de un 99,9%.
- Mayor ancho de banda que una instalación en local.

Las soluciones en la nube basadas en Azure tienen la capacidad de sustentar cualquier tipo de crecimiento en el número de dispositivos de la compañía a "golpe de clic" asegurando la suficiente escalabilidad de IRIS, a un precio reducido y con un horizonte de precios en descenso para los próximos años.

Descripción de Funcionalidades y Servicios de IRIS implementados

En cuanto a la seguridad, para la EAEC se han implementado todas las características intrínsecas de la plataforma IRIS así como todas aquellas que suministra su despliegue en la nube (filtros por IP, usuarios restringidos con contraseñas fuertes, monitorización de los accesos, etc.). Se han definido "roles de trabajo" y asignado un conjunto de permisos específicos a cada rol. De esta manera, se pueden comprobar los diferentes usuarios y perfiles que acceden a IRIS: Administradores del Sistema, Administradores de área, Operadores, Operadores de conexiones / desconexiones, Usuarios GIS, y Operaciones de campo. IRIS permite además, mediante configuración, su integración con un servidor de dominio de Windows Server, de manera que los usuarios de acceso al sistema deban pertenecer a ese dominio.

La infraestructura de telegestión es una red viva, por ello se realiza un mantenimiento proactivo de todo el sistema. Mensualmente el equipo de soporte realiza una auditoría sobre su estado, acompañado de propuestas de mejora para el aprovechamiento al máximo de todas las utilidades de la plataforma IRIS, tales como: Informes específicos a medida, Ejecución de órdenes a dispositivos, Detección de eventos de fraude, Detección de acoplamientos, Envío de alarmas específicas, e Integración con otros sistemas.



Figura 3. Roles de la Gestión

Una de las principales innovaciones de IRIS es la posibilidad de integrar diferentes tecnologías (PRIME, IEC102, PLC800, Meter&More, etc.) de los dispositivos, siendo totalmente transparente para el operador de la plataforma.

La visualización de cada uno de los dispositivos es idéntica en IRIS independientemente de la tecnología, fabricante, modelo, versión WAN, versión firmware, etc. Esta usabilidad es realmente importante para EAEC ya que desde una misma plataforma el cliente gestiona el parque completo de dispositivos alargando la vida de los mismos con tecnología obsoleta anterior a PRIME y, lo que es más importante aún, no ser cautivos de un único fabricante. IRIS ha permitido la integración fácil y natural con el software de gestión ERP de la compañía, por tanto, desde el ERP es posible telegestionar los dispositivos sin acceder a la plataforma de telegestión mediante el acceso a servicios web entre ambos productos.

La plataforma tiene un sistema de categorización para la gestión de cientos de miles o millones de dispositivos. IRIS proporciona un potente mecanismo de categorías mediante **"**Colecciones**";** un dispositivo contador o concentrador puede pertenecer a una o más colección, el usuario elige qué colecciones crear para ordenar sus dispositivos por región, área, distrito, etc. Este sistema minimiza los tiempos diarios de trabajo con la plataforma y se pueden automatizar ciertos procesos en la plataforma. La ciudad de Ceuta está agrupada en colecciones según las necesidades de la distribuidora.

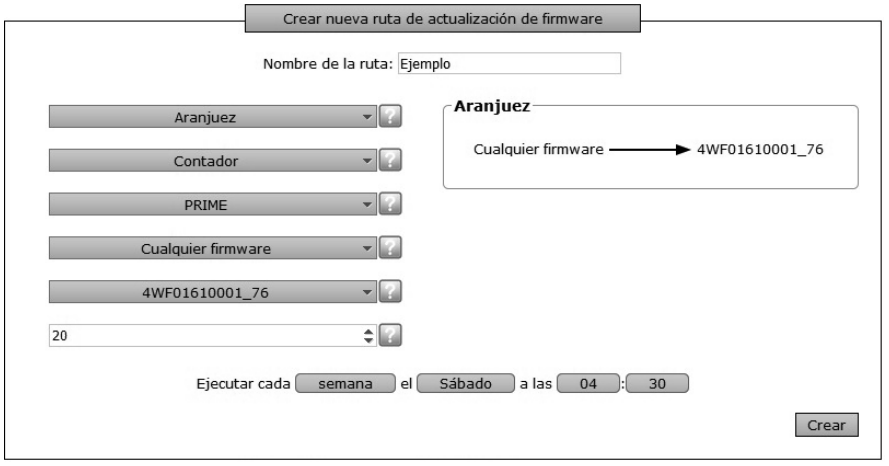


Figura 4. Descripción Creación ruda Actualización del Firmware

Debido a una constante actualización de las versiones firmware de los dispositivos, la EAEC crea rutas de actualizaciones masivas pero controladas por bloques de dispositivos, teniendo constantemente información de qué dispositivos han sido actualizados y cuáles han tenido error con su correspondiente informe. Estas rutas de actualización permiten a la compañía actualizar los dispositivos sin temor a bloquear la operativa diaria con los mismos.

Las implementaciones de tareas inteligentes han maximizado el rendimiento de todas las tareas que debe de realizar la plataforma, es decir, las estadísticas generales e individuales de las comunicaciones, transmisión de datos y órdenes. Los valores horarios, diarios y mensuales tienen un porcentaje muy próximo al 100%. Un aspecto muy importante para visualizar el punto exacto de la ubicación de los dispositivos y el estado de comunicaciones PLC, son los mapas de control y topología de red. Los contadores y concentradores están geolocalizados en la interfaz web de IRIS con diferentes colores en función del estado actual de comunicación de cada dispositivo (Activo, Fallo temporal, Fallo permanente, etc.). Del mismo modo, IRIS muestra en forma de árbol la topología real generada por la red PRIME de un concentrador. Estas dos características ayudan a detectar y focalizar problemas de comunicaciones PLC, así como patrones de comportamiento de dispositivos.



Figura 5. Imagen Geolocalización de Dispositivos

Una de los principales beneficios que aporta IRIS a la EAEC es la detección de eventos de fraude. La plataforma gestiona todos los eventos que reportan los dispositivos, registrándolos en su propia base de datos de eventos, dando prioridad a los eventos de fraude con el fin de facilitar la detección de posibles defraudadores. Esta ventaja competitiva evita una disminución de facturación considerable y la satisfacción plena del cliente.

Trazabilidad

En todo sistema de gestión de dispositivos es necesaria la trazabilidad de todas las acciones, manuales y automáticas, realizadas por el usuario o por la plataforma. EAEC, a través de la plataforma, puede visualizar y enviar cualquier información a un correo electrónico, una carpeta compartida o un servidor. Estos informes son personalizables y dinámicos, la utility puede seleccionar cada una de las diferentes variables con las que quiera generar un informe, siendo de gran ayuda para la detección de patrones de comportamiento o focalizar el posible origen de las averías. Se han implantado e integrado las funcionalidades de IRIS con los sistemas software ya en explotación:

- Exportación de cierres a ficheros normalizados que puedan ser atendidos por el software de facturación de la compañía eléctrica.
- Automatización del registro de dispositivos durante el despliegue.
- Envío automático de alarmas a terceros sistemas.
- Generación y envío de informes personalizados.
- Integración del sistema *ticketing* con la gestión de la compañía eléctrica de sus brigadas de trabajo.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los resultados más relevantes sobre la infraestructura desplegada y la implantación del sistema superior en Ceuta son:

- 140 millones de medidas gestionados anualmente y según el plan de despliegue, se espera gestionar 300 millones de medidas.
- Gestión anual de más de 150.000 eventos de los dispositivos y se espera gestionar 300.000 eventos aproximadamente a corto plazo.
- Aproximadamente el 20% de los eventos detectados son “eventos de fraude”.
- Más de un 95% de cierres diarios recogidos cada día.
- Más de un 93% de valores horarios recolectados diariamente.

Para EAEC el rendimiento de la plataforma ha sido muy elevado. El alineamiento entre las líneas estratégicas de la compañía distribuidora de energía eléctrica, el conjunto de opciones disponibles y particularizadas para EAEC de la plataforma IRIS y las significativas necesidades de los clientes. El correcto engranaje entre estas 3 variables permite una muy buena cohesión y la consecución de los objetivos establecidos por cada una de las tres partes.

Nombre de la estadística	Valor	Fecha
Número de contadores	14867	27/07/2016 12:00:30
Número de concentradores	46	27/07/2016 12:00:30
Concentradores con éxito en el último ping %	98%	27/07/2016 12:00:04
Nº de archivos - Hoy	304	27/07/2016 12:00:44
Nº de archivos - Ayer	1134	27/07/2016 12:00:43
Concentradores que enviaron un S24 - Ayer	45	27/07/2016 12:00:51
Cierre diario % - Hoy	100%	27/07/2016 12:04:32
Cierre diario % - Ayer	100%	27/07/2016 12:05:46
Cierre diario % - Últimos 7 días	100%	27/07/2016 12:07:35
Perfil de carga % - Ayer	95%	27/07/2016 12:04:41
Perfil de carga % - Últimos 7 días	99%	27/07/2016 12:09:37
Número de contadores huérfanos	369	27/07/2016 12:01:00

Figura 6. Estadísticas Básicas de Iris (datos del showroom)

Las tareas inteligentes implementadas proporcionan un salto de calidad y ahorran numerosos desplazamientos para la lectura manual de los contadores. Una plataforma sin estas tareas inteligentes tendría unas estadísticas alrededor de un 75% en las métricas anteriormente indicadas. Con IRIS se eleva esa cifra hasta un 95-96%.

La detección de eventos de fraude para una compañía distribuidora de energía es uno de los principales hándicaps que se encuentran y deben superar, siendo éste realmente importante por las enormes pérdidas de facturación para la compañía, alcanzando volúmenes de millones de euros. Esta compañía, junto al resto de distribuidoras que usan IRIS, han detectado numerables defraudadores por medio de la plataforma. Sin la gestión activa de IRIS sobre los eventos de fraude, nunca habrían detectado esos actos fraudulentos.

A nivel económico y de operación la solución proporciona a la compañía múltiples ventajas y beneficios:

- Incremento del beneficio maximizando los cierres diarios y valores horarios de medida obtenidos.
- Ahorro de costes, tanto en infraestructura IT necesaria como en el uso óptimo de los dispositivos.
- Detección de eventos de fraude.
- Integración nativa con terceras plataformas o productos software.
- Beneficio para el usuario final (consumidor).
- Facilidad en la gestión de los dispositivos.
- Aseguramiento de la calidad.
- Posibilidad de integrar IRIS con eVisión (portal web de información al abonado final sobre su consumo horario, el módulo de estimación y validación de perfiles de carga, etc).
- Facilidad de integrar IRIS en herramientas de análisis de *big data*.

REFERENCIAS

- IRIS Software Platform en la web: http://www.telecontrolstm.com/es/iris-software-platform
- Telegestión y Big Data: http://www.telecontrolstm.com/es/iris-big-data-hadoop
- Microsoft Azure: https://azure.microsoft.com/es-es/
- eVision: http://www.telecontrolstm.com/es/evision-new-product
- Azure y TCO: http://blog.seidor.com/infraestructura/azure-tecnologia-como-servicio/
- Cloud Computing Cost Savings: http://www.saasplaza.com/blog/calculating-cloud-computing-cost-savings

SOLUCIÓN DE COMUNICACIONES DE BANDA ANCHA ENTRE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

Jon Aguirre Valparis, Product Manager PLC, Ormazabal
Aitor Amezua Ayarza, Director Técnico SmartGrids, Ormazabal
Juan Antonio Sánchez, Director Técnico Protección y Automatización, Ormazabal

Resumen: El siguiente trabajo tiene como objetivo mostrar una solución de comunicaciones de banda ancha sobre líneas eléctricas de media tensión (MV-BPL, por sus siglas en inglés) desde una perspectiva de solución completa para despliegues masivos de automatización, monitorización y telegestión, describiendo sus requisitos, materiales y software de monitorización y gestión.

Palabras clave: Banda Ancha, PLC, BPL, Automatización, Monitorización, Telegestión, SmartMetering, Despliegue

INTRODUCCIÓN

La red de distribución eléctrica está inmersa en un proceso de digitalización de sus Centros de Transformación. Promovidos inicialmente por los beneficios de disminuir los índices TIEPI y NIEPI, indicativos de la calidad de suministro. En la Media Tensión la evolución de los equipos de telecontrol [1] ha permitido pasar de equipos sencillos de apertura y cierre del interruptor a equipos avanzados también llamados IED (Intelligent Electronic Device). Por su parte, la Baja Tensión del Centro de Transformación está dotándose de equipamiento que permite recibir las lecturas de energía y curvas de carga de los contadores inteligentes y monitorizar variables de continuidad y calidad de suministro.

El incremento del número Centros de Transformación con equipos electrónicos, necesita de una infraestructura de comunicaciones cada vez más extensa y exigente. Existen diversas tecnologías de comunicaciones (MV-BPL, redes móviles de datos 2G/3G/4G, Fibra Óptica, Radio digital, etc.) cuya combinación permite habilitar el mayor número de servicios y cubrir toda la red de distribución eléctrica.

Este trabajo se concentrará en la solución MV-BPL completa, pensada para extender las comunicaciones IP de banda ancha desde una red troncal de banda ancha (e.g. fibra óptica, Xdsl, etc.) hasta los centros de transformación utilizando como medio de transmisión las líneas de Media Tensión.

El trabajo definirá las reglas de despliegue para alcanzar el funcionamiento deseado utilizando equipamiento Ormazabal, así como el conjunto de equipos y materiales que forman parte de la solución, sin dejar de lado un aspecto tan crítico a día de hoy como es la ciberseguridad.

Ante la instalación masiva de equipos de comunicaciones surge la necesidad de monitorizar y controlar estos equipos mediante un NMS (Network Management System) que facilite la tarea y que esté adaptado a las particularidades de la tecnología MV-BPL.

EVOLUCIÓN Y NECESIDADES DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Las inversiones en aparamenta que permitan disminuir el tiempo de reposición del suministro ante la ocurrencia de una falta, son estratégicas para mejorar los índices TIEPI y NIEPI. El telecontrol de centros de transformación está concentrando gran parte de las innovaciones.

Los despliegues de contadores inteligentes, por su parte, están dinamizando la evolución de las infraestructuras de comunicaciones asociadas, de las cuales se benefician la automatización y monitorización.



Figura 1. Centro de transformación

Aplicaciones en Media Tensión

El impacto directo del telecontrol en la mejora de la calidad de suministro, supone la instalación de cabinas motorizadas en centros de transformación para permitir la maniobra de forma remota y automática, ofreciendo la información del estado de la aparamenta y el control de la misma. La posibilidad de maniobrar de forma remota, permite recuperar gran parte del suministro de la red eficientemente, siempre que se tenga una detección y localización avanzada de la falta. Con el objetivo de mejorar en la detección, la inclusión de relés detectores de paso de falta a lo largo de la red ha demostrado ser de gran ayuda. Estos detectores han vivido su propia evolución, empezando como dispositivos simples con una función de sobrecorriente a tiempo definido. Hoy, con el objetivo de reconfigurar la red de forma automática, se debe asegurar el correcto funcionamiento de los equipos, de ahí la evolución del paso de falta hasta convertirse en un relé de sobrecorriente multi curva, detección de tensión y registro de sucesos. Para una detección de falta correcta, es de suma importancia disponer de precisión en la medida, de ahí el desarrollo de sistemas de medida adaptados al poco espacio que se dispone en los centros de transformación, resultando en transformadores de corriente instalados en fábrica alrededor de los pasatapas y sensores de tensión al embarrado de la celda o en el compartimento de cables. El incremento de las medidas y parámetros disponibles ha propiciado la necesidad de incluir servicios en la remota de telecontrol (RTU, Remote Terminal Unit) que van más allá del protocolo puro de telecontrol.

Debido a la criticidad de las funciones que se ejecutan remotamente y también de forma automatizada, un requisito relevante de la infraestructura de comunicaciones necesaria es su alta disponibilidad. Asimismo, la baja latencia es fundamental para garantizar la correcta actuación de los sistemas automatizados.

Aplicaciones en Baja Tensión

Al contrario que en la media tensión, donde la evolución de los sistemas ha sido progresiva, en la baja tensión la irrupción de los contadores (medidores) inteligentes o SmartMeters ha supuesto un cambio disruptivo en el diseño e implantación de nuevas infraestructuras relacionadas con la medida y facturación de energía a los clientes de las compañías de distribución eléctrica. Como es bien sabido, la facturación de la energía distribuida a los clientes, desde la lectura de los contadores hasta la emisión de la factura y cobro de la misma, es un proceso crítico de las empresas de distribución. Asimismo, este proceso, debido al impacto en el consumidor, está perfectamente regulado y controlado por las autoridades competentes.

Los objetivos fundamentales de los despliegues de contadores inteligentes son:

- Mejora del servicio: proveer a los consumidores de información precisa y frecuente sobre su consumo energético.
- Disminución de costes de gestión de las lecturas de contadores, la modificación remota de contratos y las operaciones de corte y reconexión remota.
- Mejora de la fiabilidad y frecuencia de la información.
- Disminución de las pérdidas del sistema y la detección de fraude.
- Habilitación de nuevos servicios y estructuras tarifarias que promuevan la adopción de medidas de eficiencia energética.

A diferencia del caso de la automatización de la media tensión, el principal requisito para las infraestructuras de comunicaciones para la baja tensión es el ancho de banda, debido al gran volumen de información transmitida. Otro aspecto relevante es que las comunicaciones deben dar cobertura a la totalidad de la red. Dado el carácter confidencial de la información relacionada con la lectura de contadores, la ciberseguridad es un requisito indispensable. Principalmente se requieren dos funcionalidades:

- Cifrado de la información mediante algoritmos de encriptación (p.e. 3DES, AES128, etc.)
- Autenticación remota de usuarios mediante protocolos de nivel de aplicación (p.e. LDAP, TACACS+, etc.)

COMUNICACIONES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

Durante el artículo se ha tratado de evidenciar la importancia de las comunicaciones y sus correspondientes servicios para dar soporte a la cantidad de información que se está generando en los centros de transformación.

Medios de comunicaciones

La necesidad de comunicar un gran número de centros de transformación, plantea la necesidad de combinar infraestructuras de comunicaciones privadas con los servicios públicos de las operadoras públicas [2]. Dado que no existe una tecnología dominante en el plano técnico/económico, en la actualidad se están realizando despliegues con GPRS, PLC-MT, xDSL, Radio Digital, Fibra Óptica, etc., escogiendo y combinando varias tecnologías dependiendo de factores como la ubicación, tipo de instalación o disponibilidad de servicios públicos para cubrir todo el segmento de la red de distribución. Centrándonos en el plano técnico, destacan los siguientes requerimientos:

- Seguridad para evitar ataques cibernéticos que expongan las infraestructuras eléctricas.
- Incremento del ancho de banda para transmitir la información generada.
- Alta disponibilidad y fiabilidad para disponer de las comunicaciones cuando más se las necesita (blackouts).
- Flexibilidad y escalabilidad para dar soporte a necesidades actuales y futuras.
- Baja latencia para aplicaciones de automatización y protección.

Servicios de comunicaciones

La disponibilidad de una red de comunicaciones de calidad, permite a los equipos instalados hacer uso de varios servicios de comunicaciones. A continuación, se describen los más demandados en el sector:

- Servidor Web: página web (segura vía HTTPS) con toda la información de la instalación, parámetros y configuración de equipos, especialmente útil para brigadas de mantenimiento.
- SSH: Acceso seguro a la consola del equipo.
- TACACS+ o LDAPS: Sistema de autenticación para controlar el acceso de los usuarios al equipo.
- NTP: sincronización horaria. Utilizada para aplicar una estampa de tiempo a sucesos, pasos de falta y alarmas permitiendo así poder comparar los generados entre varios centros.
- SFTP: recepción o transmisión de ficheros (configuración, FW, etc.) con los sistemas de la compañía.
- DHCP: El equipo puede acceder a un servidor DHCP para obtener una IP de manera dinámica.
- Servicios Web: Es la interfaz con los sistemas de la compañía que permite la configuración del equipo, actualizaciones firmware automática, etc.

En la actualidad, varios productos ya hacen uso de estos servicios de comunicaciones. A continuación, se presenta como ejemplo los utilizados por la remota de telecontrol:

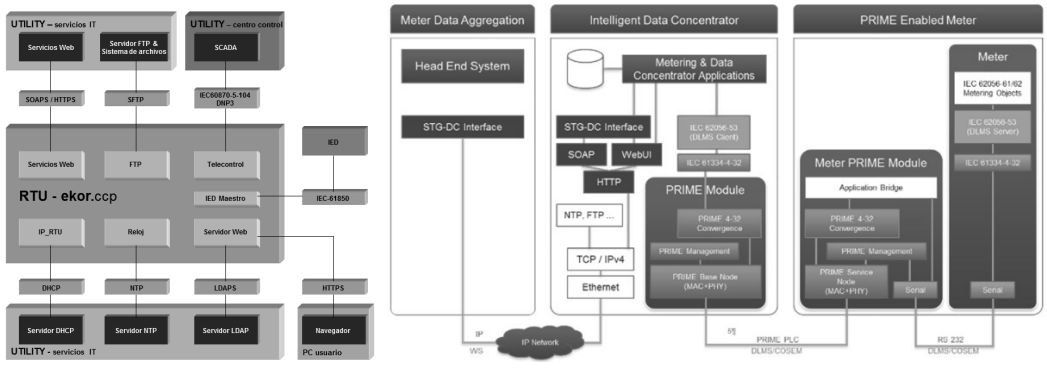


Figura 2. Servicios de comunicaciones en RTU y concentrador de datos

COMUNICACIONES MEDIANTE LÍNEAS ELÉCTRICAS MT

La solución de comunicaciones de banda ancha que a continuación se va a presentar, ofrece extender un punto de acceso (o más de uno si se quiere disponer de redundancia [3]) a varios centros de transformación mediante el uso de tecnología PLC en la media tensión. Para ello, se deberá instalar equipamiento de comunicaciones PLC en varios centros de transformación adyacentes.

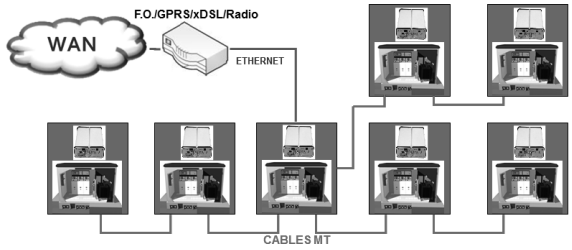


Figura 3. Ejemplo célula PLC

Arquitectura y reglas de despliegue

Con más de 10.000 equipos de comunicaciones PLC de Media Tensión desplegados [4], a continuación se presentan las condiciones de despliegue conservadoras que garantizan el buen funcionamiento de la solución para despliegues a gran escala. La arquitectura o conjunto de centros de transformación puede ser en estrella o en cadena, pero no se recomienda instalar una célula con más de 15 centros seguidos o más de 20 en todo su conjunto. La estabilidad de la célula está gobernada por un equipo maestro, denominando repetidores al resto de equipos. Por eficiencia, se recomienda instalar el punto de acceso de la célula en el mismo CT que el maestro. Técnicamente, la tecnología permite utilizar un ancho de banda de 2 hasta 34 MHz con una velocidad máxima de hasta 200 Mbps. En la práctica, los cables de Media Tensión no se desarrollan con el principal propósito de utilizarlos como canal de comunicaciones, y por lo tanto, la atenuación que presenta el cable para unas distancias razonables de despliegue, no permite utilizar todo el ancho de banda de la tecnología.

Durante el desarrollo de productos PLC enfocados a la Media Tensión, se llevaron a cabo extensos ensayos en campo con el objetivo de determinar las condiciones óptimas para despliegues masivos (conservadoras para garantizar su funcionamiento) y límites propios de la tecnología, llegando a concluir en 2 bandas óptimas de funcionamiento: 2-7MHz y 8-18 MHz. La siguiente tabla muestra las distancias máximas de despliegue recomendadas en función del modo de frecuencia utilizado:

	DISTANCIA entre CTs		DISTANCIA de guarda entre células		
	MODO: 2-7MHz	MODO: 8-18MHz		MODO: 2-7MHz	MODO: 8-18MHz
Cable con papel impregnado en aceite	500m	350m	**Cable con papel impregnado en aceite**	1.300m	900m
Cable seco	1.000m	700m	**Cable seco**	2.000m	1.500m

Tabla I. Condiciones de despliegue

Destacar que se trata de distancias conservadoras que aseguran el funcionamiento en grandes despliegues. Para enlaces con distancias mayores se recomendaría validar la viabilidad del enlace, lo que resta flexibilidad a la hora de desplegar la solución.

Se han presentado las reglas de despliegue para una sola célula. Como se disponen de 2 frecuencias, para instalar una célula contigua y evitar interferencias entre células, se debe utilizar el segundo modo disponible. De instalar una tercera célula hay que repetir modo de frecuencia, por lo que se debe tener en cuenta una distancia de guarda mínima entre células utilizando el mismo modo.

Componentes necesarios

Con el objetivo de lograr una independencia del estado de la aparamenta de corte de la red para disponer de las comunicaciones en todo momento, los acopladores PLC deberán instalarse antes del interruptor (lado de cables). Existen diversas tecnologías para inyectar una señal PLC en la media tensión, distinguiendo principalmente entre acopladores de tipo capacitivo e inductivo. La solución presentada en este paper sólo contempla la utilización del acoplador capacitivo, el cual se considera un elemento robusto de comportamiento predecible. Se debe tener en cuenta que el acoplo se va a instalar en un entorno con dimensiones reducidas. Es así que para cabinas aisladas en SF6, se instalarán en la borna en T del cable de Media Tensión, disponiendo de geometrías tanto para bornas tipo C EN-50181 como para bornas ANSI/IEEE 386. En cuanto a los requisitos técnicos, los acopladores deberán superar los ensayos clásicos de aislamiento demandados en el sector eléctrico, siendo la norma IEC-60044-7 una referencia para descargas parciales, frecuencia industrial o impulso tipo rayo.

La automatización también está aprovechando la flexibilidad que aporta el reducido espacio de estos sensores electrónicos, alcanzando una precisión en la Medida de Tensión comparable a los transformadores de tensión. En cada centro de transformación de la célula PLC debe instalarse un Modem que utiliza una modulación OFDM con hasta 1.536 portadoras en las frecuencias configurables de 2 a 34MHz con una potencia de salida máxima de 24dBm. La comunicación PLC será gobernada por un Modem definido como Maestro, quién controlará el acceso al medio de transmisión del resto de los equipos.

Además de las características PLC, el equipo es capaz de gestionar VLAN para segregación de dominios de colisión y redes lógicas, RSTP para gestión de enlaces redundates y priorización del tráfico vía QoS. En cuanto a las características de acceso al equipo, la ciberseguridad cobra una importancia vital, asegurando el acceso a la página web mediante HTTPS, acceso remoto a consola con SSH, control de accesos vía TACACS+ y transferencia de ficheros seguros con el protocolo FTPS.

El último apartado a tener en cuenta para despliegues a gran escala es el armario donde irán los equipos, los cuales incluirán fuente de alimentación y cargador de baterías para garantizar la comunicación de la célula PLC incluso en casos de ausencia de tensión MT.

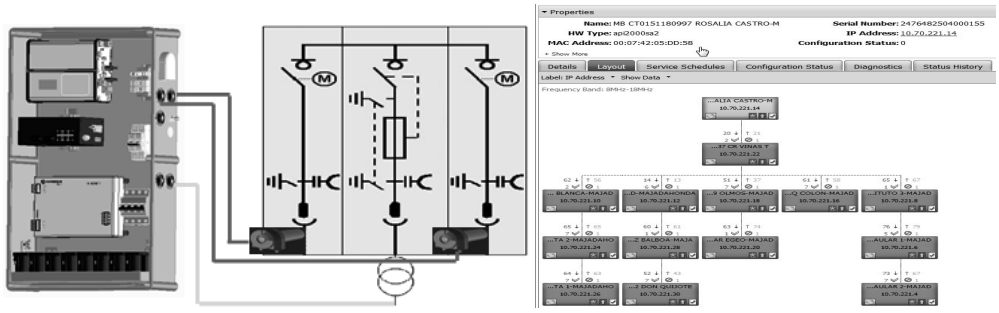


Figura 4. Componentes necesarios (izquierda) y sistema de gestión (derecha)

Gestión y monitorización de equipos desplegados

Cuando el número de dispositivos desplegados es muy elevado, no es práctico monitorizar cada uno de ellos por separado. Para la monitorización de equipos de comunicaciones, se emplean software de gestión denominados NMS (Network Management System). Las responsabilidades del NMS serán las siguientes:

- Gestionar la red de comunicación entre los dispositivos y hacer seguimiento de los equipos que se conectan a esta red (pudiendo llegar a incluir equipos de otras tecnologías más allá de PLC).
- Hacer seguimiento de equipos y comandarlos.
- Provisionar nuevos equipos, generar estadísticas de red y monitorizar su desempeño.
- Gestionar la seguridad de la comunicación.

- Disponer de capacidad para ser integrada con sistemas que ya tengan las eléctricas desplegadas en las mismas áreas.

Dada la peculiaridad que supone una célula PLC, donde un grupo de equipos es gobernado por un maestro y por lo tanto las células desplegadas pueden entenderse como islas, se ha particularizado un software de gestión de equipos de comunicaciones para esta casuística en concreto.

USE CASE FIBRA ÓPTICA + BPL

Durante el artículo se ha evidenciado que a corto plazo no es posible implementar comunicaciones de alto rendimiento, cómo la fibra óptica, a lo largo de toda la red de Media Tensión a un coste sostenible. Tampoco es recomendable el uso de tecnologías (como el GSM, GPRS o Radio Digital) que son más sencillas de instalar, pero en muchos casos no proporcionan el rendimiento necesario para los diferentes servicios demandados en el ámbito de compañías eléctricas.

La tabla muestra una comparativa entre una red de datos GPRS pública y una célula PLC.

	GPRS		PLC	
	max	min	max	min
Carga FW (1,5 MB)	20 min	10 min	2 min	6 s
Carga página web		40 s		4 s
Maniobra telecontrol	4.88 s	2.64 s	0.81 s	0.33 s

Tabla II. GPRS Vs PLC

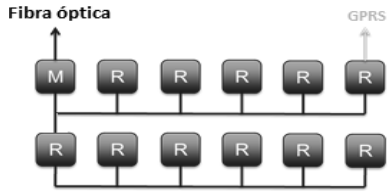


Figura 5. Célula Fibra óptica

Es así que se propone combinar la fibra óptica instalada en una única instalación y extender este punto de acceso mediante BPL a un gran número instalaciones y por lo tanto cubrir gran parte de la Media Tensión mediante tecnología de banda ancha.

Además, de querer dotar de redundancia a la red BPL [5], cabe la posibilidad de instalar un Modem GPRS como back-up de las comunicaciones en caso de fallos.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha presentado una solución de comunicaciones contrastada por la cantidad de equipos ya instalados en campo. El artículo introduce las necesidades de comunicaciones que los equipos electrónicos están generando alrededor del centro de transformación para dar respuesta a los requerimientos tanto de Media Tensión como de Baja Tensión. La solución de comunicaciones propuesta utiliza las líneas eléctricas de media tensión, como medio transmisor, para ofrecer una infraestructura de comunicaciones de banda ancha entre centros de transformación, extendiendo la red troncal de banda ancha (p.e. fibra óptica, Xdsl, etc.) hasta los centros de transformación.

REFERENCIAS

- [1] H. Baroja, J. A. Sanchez, I. Martin, “Nuevos conceptos para automatización de centros de transformación MT/BT. Soluciones: Functiones y productos”, CLADE 2012.
- [2] G. Amann, L. Andersson, A. Amezua, “Resultados experimentales de tecnologías de comunicaciones para Smart Grid”, CIDEL 2014
- [3] Marta Solaz, Javier Simón, Alberto Sendín, Lars Andersson, Mikko Maurer, 2014, "High Availability Solution for Medium Voltage BPL Communication Networks", IEEE ISPLC 2014.
- [4] A. Amezua, M. Maurer, L. Andersson, A. Sendin, J. Simon, M. Solaz, “MVBPL – Reliable, future proof and cost efficient”, CIRED 2015.
- [5] M. Solaz, J. Simón, A. Sendín, L. Andersson, M. Maurer “High Availability Solution for Medium Voltage BPL Communication Networks”.

ANÁLISIS DE LAS EMISIONES INDESEADAS EN LAS BANDAS CENELEC A Y FCC Y SU INFLUENCIA SOBRE LAS COMUNICACIONES PRIME

Igor Fernández Pérez, Profesor Agregado de Universidad, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)
Itziar Angulo Pita, Investigadora Postdoctoral en la Universidad del País Vasco (UPV/EHU)
Amaia Arrinda Sanzberro, Profesora Titular de Universidad, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)
David De la Vega Moreno, Profesor Titular de Universidad, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)
Noelia Uribe Pérez, Estudiante de Doctorado, Centro de Desarrollo de Energías Renovables – Centro Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CEDER-CIEMAT)
Luis Hernández Callejo, Universidad de Valladolid (Campus Universitario Duques de Soria)

Resumen: Con la introducción progresiva de fuentes de generación distribuida, las comunicaciones PLC PRIME que operan por debajo de los 100 kHz se están viendo afectadas por diferentes señales interferentes. Es por ello que desde las operadoras existe un creciente interés en explorar la banda superior hasta 500 kHz para las comunicaciones del siguiente estándar, aún sin implementar. En este proyecto se llevará a cabo una comparativa de los niveles de estas interferencias en ambas bandas utilizando medidas reales de la microred de las instalaciones del CEDER-CIEMAT. Se implementará también una cadena de transmisión y recepción del nuevo estándar para analizar mediante simulaciones la influencia de estas interferencias sobre las comunicaciones.

Palabras clave: PLC, PRIME, Generación Distribuida, Ruido, CENELEC A, FCC

INTRODUCCIÓN

La reciente integración de las fuentes energéticas distribuidas en las smart grids conlleva numerosos beneficios, principalmente medioambientales. Sin embargo, existen estudios (Uribe-Pérez et. al, 2016; Ali Sonmez et. Al, 2013) que demuestran que los elementos que componen este tipo de redes como aerogeneradores, inversores fotovoltaicos, turbinas hidráulicas o cargadores de baterías generan emisiones no deseadas en las bandas en las que tradicionalmente se han venido implementando las comunicaciones PLC entre los smart meters y concentradores de datos.

En Europa los sistemas narrowband PLC operan en la banda CENELEC (3-148.5 kHz) y en el caso concreto del estándar PLC PRIME v1.3.6 (PRIME Alliance Technical Group, 2013), que opera en la banda CENELEC A (3-95 kHz), se ha observado que los niveles de ruido e interferencias hallados ponen en ocasiones en riesgo las comunicaciones y es por ello que existe un creciente interés en explorar las bandas de frecuencia superiores. El nuevo estándar PLC PRIME v1.4 (PRIME Alliance Technical Group, 2014) permite la extensión en las bandas FCC (10-490 kHz) o ARIB (10-450 kHz). En concreto, hace uso de la banda de frecuencias entre 42 y 472 kHz dividida en 8 canales que pueden usarse como canales independientes o varios de ellos conjuntamente como una única banda de transmisión/recepción. Dado que el estudio del comportamiento de este nuevo estándar frente a los ruidos en esas bandas superiores está todavía sin realizar, el análisis que se llevará a cabo en este proyecto adquiere un interés relevante.

Inicialmente se pretende realizar un análisis comparativo de los niveles de ruido en las bandas CENELEC A y FCC/ARIB. Se utilizarán para ello medidas reales tomadas en la microred de las instalaciones del CEDER-CIEMAT en Soria.

Posteriormente, se llevará a cabo un estudio del efecto que este tipo señales interferentes tienen sobre los estándares de comunicaciones PRIME v1.3.6 y v1.4. Para ello se ha implementado mediante software una cadena de transmisión y recepción de ambos estándares, además de un simulador de canal que nos permitirá caracterizar el efecto de diferentes tipos de ruidos sobre ambos estándares y poder así realizar una comparativa detallada de su eficiencia y robustez frente a los mismos.

ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE RUIDO EN LAS BANDAS CENELEC A Y FCC

Campaña de medidas

Como se ha comentado con anterioridad, se han realizado mediciones en la microred de las instalaciones del CEDER-CIEMAT, representada esquemáticamente en la Figura 1 (Uribe-Pérez et. al, 2015).

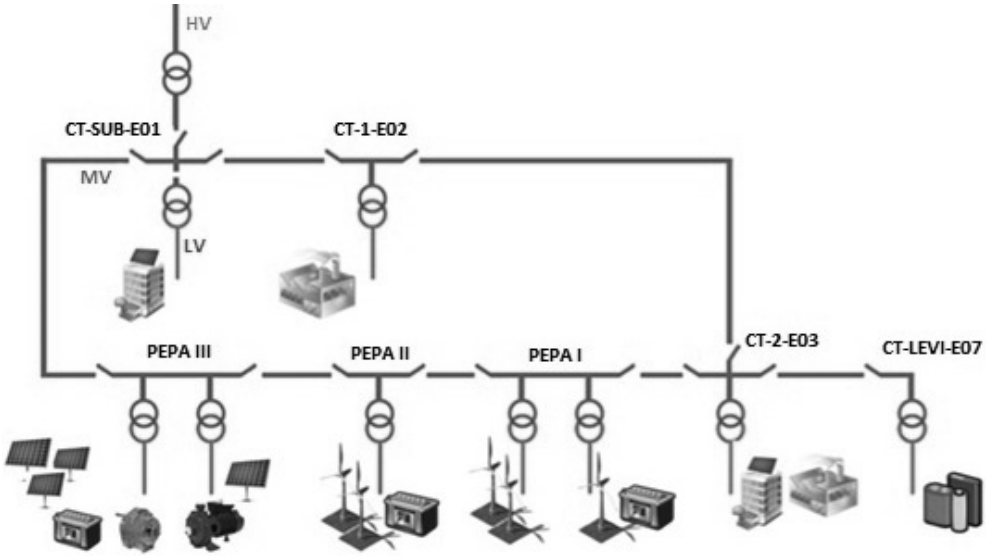


Figura 1. Esquema de la microred del CEDER-CIEMAT

En concreto se dispone de medidas en la banda desde 10 kHz hasta 500 kHz en diferentes puntos de la red donde se sitúan los siguientes elementos interferentes a estudiar:

- 5 aerogeneradores de entre 1.5 y 50 kW.
- Inversores fotovoltaicos de 3 bancadas de paneles de 5 kW y 2 tejados fotovoltaicos de 8.28 y 12 kW.
- Turbina hidráulica de 40 kW.
- Cargadores de baterías.

El equipamiento para estas medidas consistió en un acoplo capacitivo que permite medidas de alta frecuencia en redes de baja tensión y filtra las frecuencias por debajo de 10 kHz, y un analizador vectorial de señal Anritsu MS2781A.

Si bien hay ciertos estudios en los que se analizan este tipo de medidas con osciloscopios que realizan la FFT o analizadores de espectros que permiten realizar un análisis frecuencial de las señales interferentes, en este caso se ha optado por utilizar un analizador vectorial de señal. Este equipo en concreto permite realizar capturas de las muestras IQ de las señales con una alta resolución de 32 bits, para poder realizar posteriormente un procesado de las mismas con el objetivo de analizar tanto frecuencial como temporalmente las interferencias medidas mediante los denominados espectrogramas, como se ha venido realizando en otros estudios (Larson, 2006) (Wolkerstorfer et. al, 2016).

En este caso se optó por tomar mediciones de aproximadamente 5 segundos para poder captar con precisión los estados transitorios de los elementos interferentes sin que el tamaño de los archivos generados fuese demasiado elevado para su posterior procesado. Con el objetivo de agilizar y facilitar este procesado se implementó un SW que nos permitiese representar el espectrograma del archivo o medida seleccionada en el intervalo frecuencial y temporal deseado, además de realizar cálculos de potencia en los instantes y frecuencias seleccionadas.

Resultados

Se presentan a continuación los espectrogramas obtenidos del análisis llevado a cabo de las medidas realizadas en los puntos de conexión a red de un inversor fotovoltaico y un cargador de baterías, si bien al finalizar el proyecto se dispondrá de una caracterización detallada de todos los posibles elementos interferentes de la microred.

En la Figura 2 se ha representado el espectrograma de uno de los archivos de medida correspondiente a uno de los inversores fotovoltaicos en estado de acoplamiento a la red, siendo el eje horizontal el relativo a las frecuencias y el vertical el relativo al tiempo.

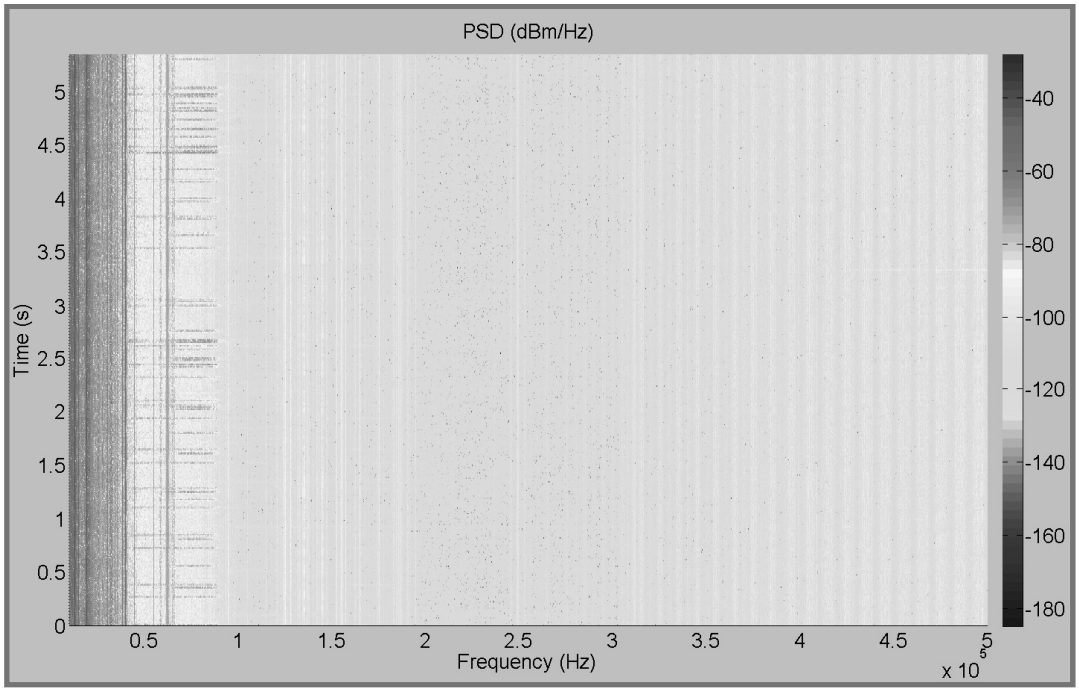


Figura 2. Espectrograma correspondiente a un inversor fotovoltaico

Como se puede observar por los colores más vivos del espectrograma, cuando el inversor está funcionando y acoplado a la red, el inversor introduce interferencias de banda estrecha en toda la banda estudiada, pero de más amplitud en frecuencias por debajo de 100 kHz. También se observan numerosas ráfagas de comunicaciones PRIME v1.3.6 en la banda entre 42 y 89 kHz.

Empleando el SW de medidas implementado y seleccionando un intervalo temporal en el que no haya señal PRIME (concretamente entre 3 y 3.5 segundos), se puede calcular la potencia que esas señales interferentes introducen en la red en las bandas seleccionadas. En concreto, en la Tabla I se ha calculado la potencia total de las señales interferentes en toda la banda en la que se realizan las comunicaciones PRIME v1.3.6 y en las 7 restantes que se añaden en la versión PRIME v1.4.

CANAL	1	2	3	4	5	6	7	8
Banda (kHz)	42-89	97-144	151-198	206-253	261-308	315-362	370-417	425-472
Potencia (dBm)	-36.8	-48.9	-52.4	-55.9	-56.9	-55.5	-53.8	-53.5

Tabla I. Niveles de ruido de un inversor fotovoltaico en las bandas de comunicaciones PLC PRIME

Como se puede apreciar, los niveles de ruido en los canales del estándar PRIME v1.4 se encuentran entre 12 y 20 dB por debajo del nivel presente en el canal relativo al estándar PRIME v1.3.6.

En la siguiente Figura 3 se ha representado el espectrograma relativo a la medida realizada en uno de los cargadores de baterías disponibles en la microred en estado de carga.

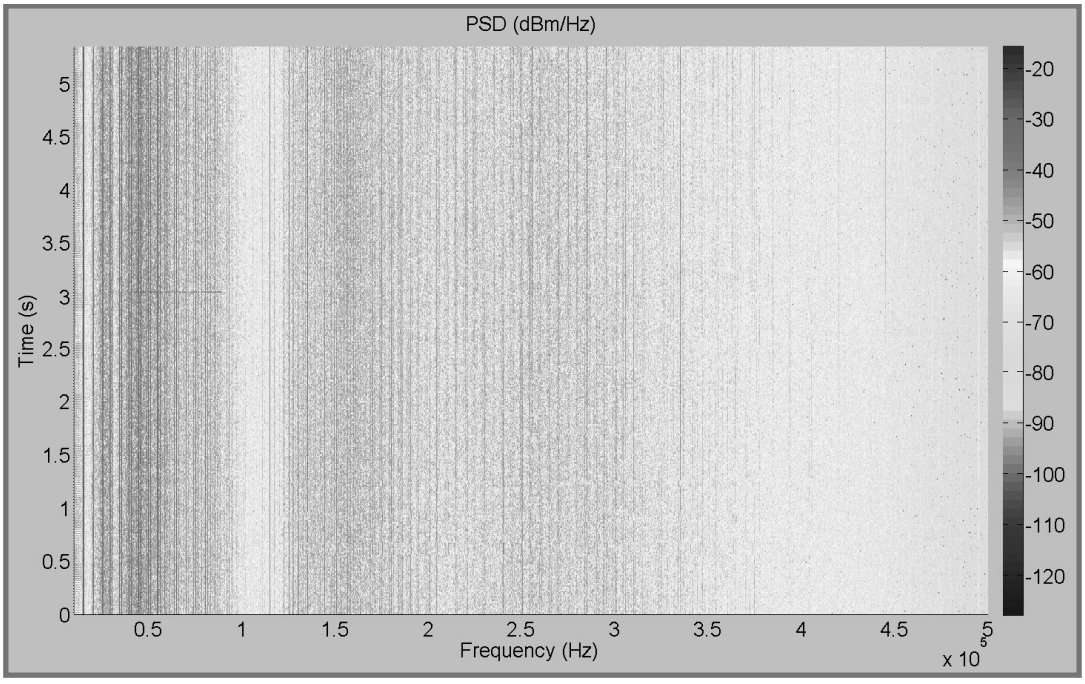


Figura 3. Espectrograma correspondiente a un cargador de baterías

Se observa en este caso también que se introducen en la red interferencias de banda estrecha en toda la banda analizada, de mayor nivel que en el caso del inversor fotovoltaico, pero nuevamente se aprecia que los niveles de potencia son menores en las frecuencias altas. En efecto, como se deduce de los valores de la Tabla II, los niveles de ruido en el canal 1 son entre 6 y 20 dB superiores a los niveles de los canales 2-8, y a su vez todos los niveles se sitúan entre 36 y 50 dB por encima de los niveles de ruido introducidos por el inversor fotovoltaico en los canales analizados. Se deduce, por tanto, que en este caso el cargador de baterías es un elemento más perjudicial para las comunicaciones que el inversor fotovoltaico. Por último, no se aprecia una variabilidad temporal remarcable en ninguno de los dos casos.

CANAL	1	2	3	4	5	6	7	8
Banda (kHz)	42-89	97-144	151-198	206-253	261-308	315-362	370-417	425-472
Potencia (dBm)	2.9	-5.9	-3.4	-5.9	-5.8	-9.0	-12.2	-16.9

Tabla II. Niveles de ruido de un cargador de baterías en las bandas de comunicaciones PLC PRIME

ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA SOBRE LAS COMUNICACIONES PRIME

Una vez caracterizados los diferentes tipos de ruido, se pretende analizar su influencia sobre las comunicaciones PRIME. Para ello, se ha implementado una cadena completa de simulación SW de la capa física de los estándares PRIME v1.3.6 y PRIME v1.4, que consta de un bloque transmisor, un bloque para simulación de efectos de canal y ruido y un bloque receptor (ver Figura 4).



Figura 4. Cadena SW completa de transmisión-recepción de PRIME v1.3.6/PRIME v1.4

La Figura 5 muestra el diseño de la parte transmisora. Primero, se genera la cabecera de la capa física, incluyendo un código CRC. Después, se aplica un código convolucional de tasa ½ si el código FEC opcional está habilitado. El siguiente paso es el aleatorizador. En el caso de la versión PRIME v1.4, si se ha aplicado el código convolucional, se puede activar el bloque de repetición de manera que la salida del scrambler se repite por un factor de 4 (modo robusto). Si el código convolucional se ha aplicado, la salida del scrambler o del bloque de repetición según corresponda, pasa por un bloque de entrelazado.

Los bits resultantes se modulan con una de las siguientes modulaciones diferenciales: DBPSK, DQPSK o D8PSK. El siguiente paso es OFDM, que incluye el bloque IFFT y la generación del prefijo cíclico.

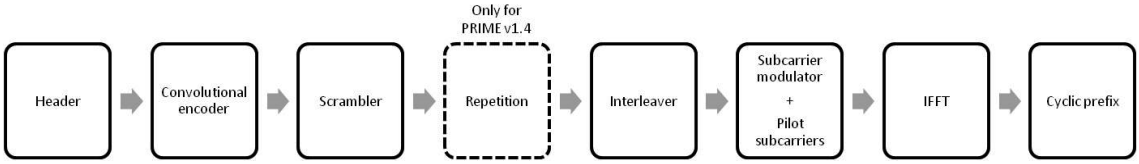


Figura 5. Implementación SW del transmisor de PRIME v1.3.6/PRIME v1.4

El bloque de simulación de canal permite seleccionar entre una serie de canales y ruidos predefinidos, o bien trabajar con funciones de transferencia de canal o ruidos obtenidos empíricamente. De esta forma, podremos analizar el efecto de los ruidos medidos en la microred sobre ambas versiones de las comunicaciones PRIME. Se mezclarán las señales de ambas versiones con estas señales interferentes y mediante el bloque de recepción, que deshace los pasos realizados en la parte transmisora de acuerdo con la Figura 6, se podrán medir diferentes parámetros de la calidad de la señal recibida (como la tasa de tramas erróneas con respecto a la relación señal a ruido) y poder realizar así una comparativa de la eficiencia y robustez de ambas versiones frente a los ruidos caracterizados con anterioridad.

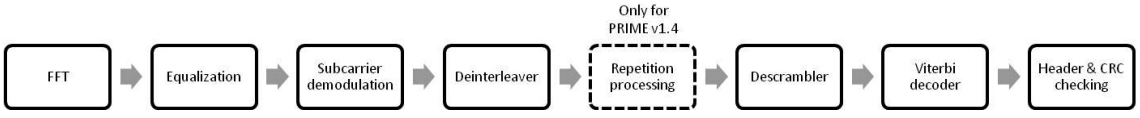


Figura 6. Implementación SW del receptor de PRIME v1.3.6/PRIME v1.4

CONCLUSIONES

Las redes distribuidas están constituidas por elementos que introducen en la red ruidos o interferencias que dificultan las comunicaciones PRIME. En el estudio llevado a cabo en este proyecto se han caracterizado diferentes tipos de ruido mediante un análisis temporal y frecuencial de mediciones reales tomadas en la microred de las instalaciones del CEDER-CIEMAT en Soria. Se ha podido observar que generalmente los niveles de ruido en la banda donde trabaja PRIME v1.3.6 son más elevados que en las bandas más altas incluidas para PRIME v1.4 y que hay elementos de la red distribuida especialmente perjudiciales como los cargadores de baterías.

Por otro lado, se ha implementado una cadena completa de simulación SW de ambos estándares que permitirá el análisis de la influencia de los ruidos presentes en las redes distribuidas sobre los estándares de comunicaciones PRIME y poder determinar así cuál es el más idóneo para cada caso concreto.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Universidad del País Vasco UPV/EHU (UFI 11/30) y por el Gobierno Vasco (IT-683-13).

REFERENCIAS

- Ali Sonmez et. al, 2013, “Impulsive Noise Survey on Power Line Communication Networks upt o 125 kHz for Smart Metering Infrastructure in Systems with Solar Inverters in Turkey”. International Conference on Reneweable Energy Research and Applications (ICRERA) Madrid (Spain).
- Larsson A., 2006, “High Frequency Distortion in Power Grids due to Electronic Equipment”. Licenciate Thesis, Luleå University of Thechnology.
- Uribe-Pérez et. al, 2015, “Smart Management of a Distributed Microgrid through PLC PRIME Technology“. International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST 2015) Vienna (Austria).
- Uribe-Pérez et. al, 2016, “Influence of Noise Generated by Distributed Energy Resources on Microgrids over Narrow Band Power Line Communications“. IEEE International Symposium on Power Line Communications and its Applications (ISPLC 2016), Bottrop (Germany).
- Wolkerstorfer et. al, 2016, “Measurement and Simulation Framework for Throughput Evaluation of Narrowband Power Line Communication Links in Low-voltage Grids”. Journal of Network and Computer Applications.
- PRIME Alliance Technical Working Group, Draft Specification for PoweRline Intelligent Metering Evolution, http://www.prime-alliance.org/wp-content/uploads/2013/04/PRIME-Spec_v1.3.6.pdf (Junio 2016).
- PRIME Alliance Technical Working Group, Specification for PoweRline Intelligent Metering Evolution, http://www.prime-alliance.org/wp-content/uploads/2014/10/PRIME-Spec_v1.4-20141031.pdf (Junio 2016).

EL RETO DE LA CIBERSEGURIDAD EN INFRAESTRUCTURAS DE MEDICIÓN AVANZADA

Miguel Seijo Simó, Investigador, Universidad Carlos III de Madrid
Gregorio López López, Investigador, Universidad Carlos III de Madrid
José Ignacio Moreno Novella, Profesor, Universidad Carlos III de Madrid

Resumen: La importancia de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) en las Infraestructuras de Medición Avanzadas (AMI) conlleva muchos beneficios, pero también nuevos retos para la distribución eléctrica, siendo especialmente relevantes los relativos a seguridad y privacidad. El objetivo de este artículo es analizar los riesgos de seguridad y privacidad propios de las AMI y presentar una serie de recomendaciones y propuestas para mitigar dichos riesgos en base a un completo estudio del estado del arte, incluyendo la recomendación europea 2012/148/UE, así como la directiva del NIST IR-7628. El artículo también discute la importancia y dificultades del análisis forense en este tipo de escenarios.

Palabras clave: AMI (Advanced Metering Infrastructure), Ciberseguridad, Privacidad, Análisis Forense

INTRODUCCIÓN

Las Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI) están siendo ampliamente desplegadas en todo el mundo y especialmente en Europa, donde se estima que se invertirán hasta 45B€ en el despliegue de 200M de contadores para 2020. En España, en particular, se habrá sustituido todo el parque de contadores por contadores inteligentes en el 2018, lo que supone en torno a 30M de contadores.

Las Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) juegan un papel crucial en las AMI, lo cual conlleva muchos beneficios, pero también nuevos retos para la distribución eléctrica, siendo especialmente relevantes los relativos a riesgos en seguridad y privacidad. Los riesgos que suponen los ataques a una infraestructura crítica como la red eléctrica son especialmente peligrosos, implicando un impacto mayor en la salud, seguridad o bienestar económico de los ciudadanos o en el eficaz funcionamiento de los estados donde se produzcan dichos ataques (CE, 2004). Estos ataques son especialmente atractivos desde un punto de vista económico (p.ej., manipulación de datos de facturación), para obtener datos que puedan revelar información sensible, o con fines terroristas (p.ej., cortes en el suministro). A pesar de lo reciente de estas tecnologías, ya existen ejemplos que ilustran el interés en atacar las infraestructuras AMI, como el incidente de Malta (SmartGridNews, 2014), donde más de 1.000 contadores inteligentes fueron comprometidos entre 2011 y 2012, suponiendo un robo de electricidad por valor de 30M€.

En consecuencia, las autoridades gubernamentales y organismos competentes están tomando medidas para proteger los despliegues de AMI frente a ciberataques. Así, la recomendación europea relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente (2012/148/UE), hace un especial énfasis en aspectos de seguridad y privacidad (CE, 2012). De igual modo, en los Estados Unidos, la ciberseguridad también representa un tema de capital importancia en este ámbito, existiendo normativa del *National Institute of Standards and Technology* (NIST) y de la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) al respecto (NIST IR-7628 (NIST, 2010), CIP-002 a CIP-009).

El objetivo de este artículo es introducir los principales retos de seguridad en AMI, haciendo especial énfasis en los ataques a la seguridad, a la privacidad y el análisis forense. El resto del artículo se estructura de la siguiente forma. La segunda sección describe el estado del arte en las arquitecturas TIC para AMI, dando una visión general que describe y contextualiza estas arquitecturas; la tercera sección analiza el problema de la ciberseguridad en AMI asociado a las arquitecturas TIC descritas previamente y plantea

soluciones a los problemas descritos; la cuarta y última sección recoge las principales conclusiones de lo expuesto en el artículo y las líneas de trabajo futuras.

ESTADO DEL ARTE EN LAS ARQUITECTURAS TIC PARA AMI

Las AMI pueden definirse como aquellos sistemas que integran contadores inteligentes, redes de comunicaciones y sistemas de gestión, permitiendo la comunicación bidireccional entre la distribuidora y los clientes finales.

Esto permite soportar una variedad de aplicaciones, incluyendo: (1) mejora del control de calidad del suministro; (2) control en escenarios de generación distribuida basada en renovables; (3) mejoras en la facturación; (4) respuesta a la demanda; (5) técnicas contra el fraude; y (6) aplicaciones domóticas.

Las redes de contadores inteligentes tienen una naturaleza heterogénea al existir distinta densidad y distribución de los nodos dependiendo del escenario, observándose grandes diferencias entre áreas metropolitanas y rurales. Por esta razón, además de los principales sistemas que forman las AMI - contadores inteligentes, redes de comunicaciones y sistemas de gestión- es necesario incluir concentradores de datos en los escenarios con un gran número de nodos.

En la Figura 1 se pueden observar tres posibles configuraciones de una red de comunicaciones para AMI. (1) y (2) corresponden típicamente a escenarios con gran densidad de nodos, donde los contadores inteligentes forman una subred con el concentrador de datos, normalmente situado en los centros de transformación secundarios (de media a baja tensión). En el primer caso, el concentrador tiene conexión directa con el sistema de gestión, mientras que en el segundo se utilizan diferentes tecnologías que conectan estos concentradores con la pasarela al sistema de gestión (3). Se utiliza típicamente en escenarios con un número menor de nodos geográficamente más dispersos, teniendo todos ellos conexión directa con el sistema de gestión.

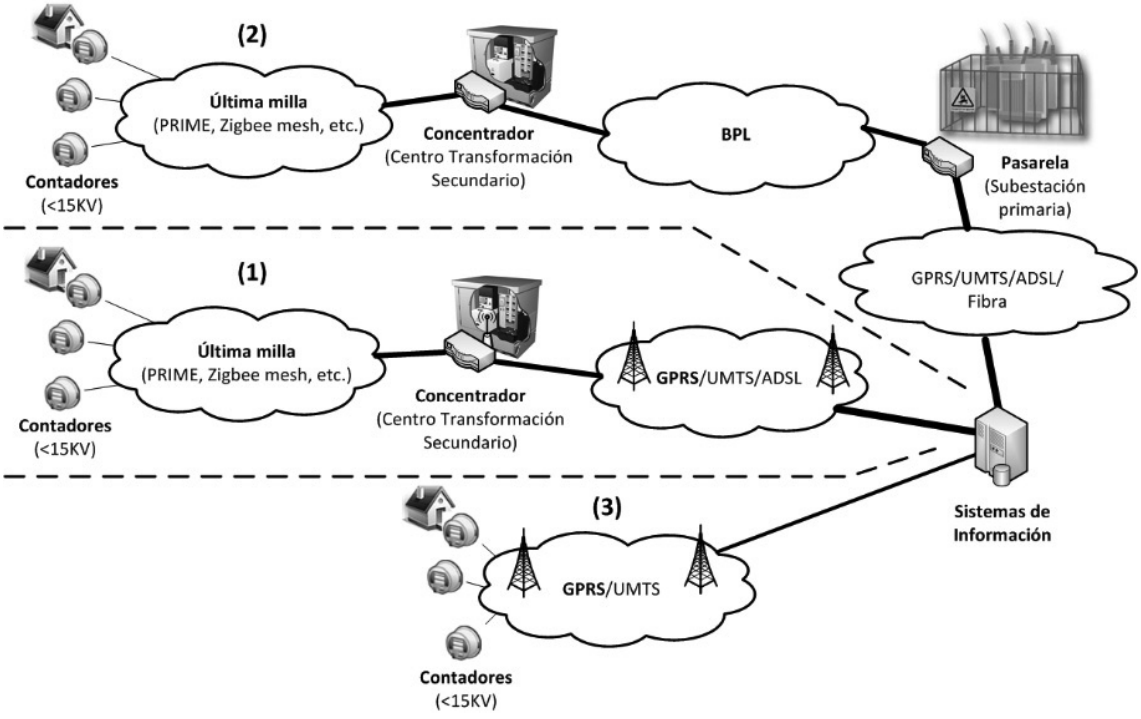


Figura 1. Arquitectura TIC para AMI

Como se puede observar en la Figura 1, la arquitectura tiene forma de árbol (a excepción de los contadores inteligentes, que pueden conectarse entre sí formando una topología mallada), donde cada rama

representa una subred independiente, por lo que es posible combinar distintas tecnologías de comunicación en un mismo escenario. Las tecnologías más utilizadas en los contadores inteligentes suelen ser aquellas que no requieren desplegar nuevos canales de comunicación, que son autoconfigurables aun para un alto número de nodos y suponen un bajo coste (p.ej., Zigbee *mesh* o PLC). En las comunicaciones entre los concentradores situados en los centros de transformación y los sistemas de información, se suelen utilizar tecnologías robustas, de largo alcance y con mayor tasa de transmisión, como pueden ser fibra óptica, xDSL, tecnologías celulares o PLC de banda ancha.

En AMI, tanto la arquitectura como las tecnologías utilizadas dependen de muchos factores, como las características de la infraestructura eléctrica, la regulación existente en cada país o las aplicaciones que se quieran soportar. Esto genera notables diferencias en los distintos despliegues a nivel global.

En Europa, por ejemplo, la implantación de AMI se orienta a proporcionar lecturas al cliente con la finalidad de ahorro energético, proporcionar control y lecturas del contador inteligente en remoto por parte del operador para mejorar la planificación de la red y aceptar sistemas de tarificación avanzados, como queda patente en la recomendación 2012/148/UE (CE, 2012). Esta recomendación también trata ampliamente sobre la seguridad y privacidad de los datos procedentes de sistemas de contador inteligente, centrándose especialmente en temas de privacidad.

En Estados Unidos, sin embargo, la implantación de AMI se extiende también a aplicaciones tales como la detección de cortes de suministro, fraude y pérdidas no técnicas, mejora de la calidad, interfaces prepago, DR y aplicaciones domóticas. En cuanto a las recomendaciones en ciberseguridad, las directivas del NIST tratan también tanto seguridad como privacidad, dando más peso a los aspectos relativos a seguridad (NIST, 2010).

EL RETO DE LA CIBERSEGURIDAD EN AMI

Uno de los mayores retos en cuanto a ciberseguridad en el ámbito de las AMI radica en la imposibilidad de aplicar las tecnologías tradicionales (p.ej., sistemas de detección de intrusiones (IDS), infraestructuras de intercambio de claves (PKI), antivirus, firewalls) sin cambios, dadas las diferencias existentes entre las AMI y las redes de comunicaciones convencionales.

Por un lado, en las AMI la disponibilidad es el máximo requisito de seguridad, mientras que en las redes de comunicaciones tradicionales este requisito aplica mayormente a los servidores centrales, primando la confidencialidad en el resto de nodos. La arquitectura de red también es diferente, siendo predominantemente de árbol en el caso de las AMI (ver Figura 1) y más flexible en las redes convencionales. Los elementos a proteger también son distintos, ya que en AMI puede haber distintos nodos con requisitos de seguridad similares a los del servidor central, mientras que en redes convencionales el servidor central requiere mayor protección. Además, en AMI un gran número de estos nodos, p. ej., concentradores y contadores inteligentes, son sistemas embebidos con mucha menor capacidad de procesamiento que los sistemas de redes tradicionales, características típicas en escenarios del Internet de las cosas. Las tecnologías también son distintas, pudiendo existir una gran variedad de protocolos en una misma red de comunicaciones para AMI.

Seguridad

Debido a las diferencias mencionadas anteriormente, los problemas de seguridad que podemos encontrar en AMI presentan ciertas peculiaridades frente a los encontrados en redes de comunicaciones tradicionales. Los ataques pueden realizarse contra: (1) los dispositivos, ya sean contadores, concentradores o sistemas de información, (2) la red, en alguno de los tramos que componen su arquitectura, o (3) los datos, alterando su integridad.

Los ataques contra los dispositivos tienen como objetivo comprometer dispositivos de la red y pueden ser el punto de entrada para otros ataques más sofisticados contra la red o a los datos. Este tipo de ataques suele utilizar vulnerabilidades en los distintos nodos para ejecutar ciertos comandos (como puede ser la

desconexión remota de una línea eléctrica) o incluso hacerse con el control total del dispositivo, llevando a cabo acciones más sofisticadas (como la alteración de las mediciones). La mayoría de los contadores y concentradores son sistemas embebidos que no tienen capacidad de procesamiento suficiente como para ejecutar programas que eviten el *malware*, dependiendo únicamente de las actualizaciones del fabricante como medida de seguridad. Sin embargo, estas actualizaciones pueden exponer a los dispositivos a la carga de *firmware* modificado por el atacante (Liu *et al.*, 2012). En el caso de dar servicio a aplicaciones domóticas, se introducen nuevos sistemas embebidos sobre los cuales se tiene un control aún más reducido, pudiéndose introducir con fines maliciosos.

Los ataques contra la red tienen como meta deteriorar o alterar las comunicaciones entre los dispositivos. Al igual que en el caso anterior, este tipo de ataques también pueden aprovechar vulnerabilidades, en este caso en los protocolos de comunicación, para ser llevados a cabo. Uno de los objetivos de estos ataques puede ser mermar la disponibilidad en las comunicaciones con los nodos, lo cual puede ser especialmente efectivo si el atacante tiene conocimiento sobre la topología de la red, para usar un ataque de denegación de servicio coordinado sobre aquellos nodos que resultan más críticos para la conectividad del sistema global (p.ej., concentradores) (Chen *et al.*, 2012).

Otro de los objetivos principales de este tipo de ataques puede ser interceptar, corromper o falsificar los datos transmitidos. En las redes de contadores y concentradores, los nodos tienen un ancho de banda, memoria y almacenamiento limitados, por lo que la gestión de claves de cifrado de datos no es tan robusta como debería (Liu *et al.*, 2012), de manera que al vulnerar uno de los nodos la seguridad del resto se ve comprometida.

Los ataques contra los datos tratan de comprometer el sistema a través de la inyección, modificación o interpretación de los datos en la red. Una vez vulnerada la red y obtenidos los datos de un contador o concentrador que realicen funciones de agregación, el atacante puede desagregar para interpretar la información de cada uno de sus elementos.

Otro objetivo de un ataque contra los datos puede ser falsear los datos para engañar a los sistemas de información, forzándolos a tomar decisiones erróneas y dando al atacante el control de la red (Liu *et al.*, 2012). De esta forma, es posible tomar el control de los sistemas de información sin vulnerarlos directamente, aprovechando el eslabón más débil de la topología.

En cuanto a recomendaciones de seguridad, para mantener la seguridad en los dispositivos, se recomienda un control de acceso estricto basado en roles y permisos sobre atributos para reducir los efectos de los ataques de control remoto de los nodos y el efecto de posibles dispositivos de domótica maliciosos. También es necesario el uso de sistemas de clave pública/privada únicos para cada nodo para el cifrado y verificación de la integridad del *firmware*.

En lo relativo a la seguridad de la red, la adaptación de sistemas de detección de intrusiones (IDS) a escenarios AMI permitiría detectar y evitar ataques a la disponibilidad de los nodos, entre otros. La autenticación de los nodos de la red mediante cifrado de los datos permite mantener su integridad y proporcionar propiedades de no-repudio, permitiendo detectar anomalías y depurar responsabilidades. Para solventar el problema de la gestión de claves, se puede reducir el dominio de claves y que las interacciones entre los distintos dominios se realicen mediante la técnica de *re-signature*.

Por último, para evitar los ataques contra los datos, en (Kim & Poor, 2011) se propone un algoritmo para elegir las medidas óptimas para ser protegidas de forma que el impacto sea mínimo.

Privacidad

La información personal tratada por los sistemas AMI es de carácter sensible, por lo que la protección de la privacidad en este ámbito es especialmente importante, como reflejan las recomendaciones y directivas internacionales (CE, 2012) (NIST, 2010).

De un contador inteligente, no sólo se pueden obtener consumos eléctricos totales, sino que es posible extraer otra información como la información de los dispositivos de domótica incluidos en la vivienda, incluso es posible identificar los electrodomésticos que están en funcionamiento mediante el análisis de la huella de consumo energético de cada uno de ellos. También es posible obtener información sobre los hábitos de los usuarios, como pueden ser la ocupación de una vivienda o las horas de sueño, la cual es especialmente valiosa para fines publicitarios o incluso delictivos.

Para proteger la privacidad, es importante que la información de alta granularidad (consumos horarios, entre otros) sea utilizada únicamente para el control de la red o la selección de tarifa y se evite que esa información sea transmitida a terceros. Para lograr esto, se propone que los datos de alta granularidad sean anonimizados y agregados usando, p. ej., cifrado homomórfico, de modo que sólo la compañía eléctrica sea capaz de asociar estos datos con los usuarios (Gómez-Mármol et al., 2012), (Li *et al.*, 2010). Existen también técnicas para evitar revelar los hábitos del cliente, como distribuir el consumo en el tiempo mediante el uso de acumuladores. Sin embargo, esta técnica necesita grandes baterías y es demasiado compleja, siendo en muchos casos suficiente con proteger la privacidad del cliente respecto a terceras partes mediante cifrado.

Análisis forense

Las AMI pueden ser cruciales para la investigación y prevención de actividades como el fraude en el consumo eléctrico, ya que los contadores inteligentes incluyen mecanismos de protección y notificación contra la manipulación física y el acceso ilegítimo. El análisis forense puede también, a partir de los datos de consumo provistos por el contador inteligente, descubrir aquellos electrodomésticos y elementos de domótica que perturben el normal funcionamiento de la red.

Sin embargo, este tipo de análisis presenta una serie de retos aún abiertos como pueden ser la seguridad de los datos recogidos, la privacidad de los usuarios o las pérdidas de datos relevantes en la agregación de los mismos, unida a las restricciones en almacenamiento de los sistemas de contador inteligente.

Para hacer frente a esos retos, se recomienda el uso de cifrado y autenticación para mantener la seguridad y privacidad a la hora de obtener pruebas forenses. Es importante que el acceso a los datos solo sea posible mediante orden judicial. También se debe hacer uso de sistemas de agregación avanzados que permitan mantener toda la información relevante sin incurrir en grandes volúmenes de datos (Erol-Kantarci & Mouftah, 2013).

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este artículo se han presentado los principales retos en seguridad y privacidad que introducen las TIC en entornos AMI, poniendo de manifiesto sus principales diferencias frente a los escenarios TIC tradicionales. Además, se han presentado resumidamente los problemas del análisis forense en este tipo de entornos. Para todos ellos, se han incluido también una serie de recomendaciones para paliar los problemas previamente expuestos. La Tabla I resume los retos y recomendaciones presentados a lo largo del artículo.

Queda patente que las AMI no están exentas de problemas en ciberseguridad, algunos de los cuales aún no han sido solventados. Por esto se recomienda a las distribuidoras y fabricantes de equipos que tomen medidas para proteger la seguridad de sus redes y la privacidad de sus usuarios y las implementen en los actuales despliegues.

Como trabajo futuro se incluye la extensión del presente estudio, analizando las vulnerabilidades de los protocolos de comunicaciones utilizados en AMI, prestando especial atención a la torre de protocolos PRIME/DLMS/COSEM, por estar ampliamente desplegado a nivel nacional, y relacionándolas con los problemas y recomendaciones expuestos en este artículo. Asimismo, sería interesante disponer de laboratorios ciber-físicos que permitan reproducir ataques de seguridad y posibles contramedidas en un entorno controlado.

	Retos	Recomendaciones
Seguridad		
Dispositivos	- Sistemas embebidos, seguridad dependiente de actualizaciones de *firmware*. *Firmware* malicioso. - Aplicaciones domóticas abren la red a dispositivos de terceros potencialmente maliciosos.	- Control de acceso estricto basado en roles y atributos. - Sistemas de clave pública/privada por nodo para verificar la integridad del *firmware*.
Red	- Ataques de denegación de servicio a nodos críticos. - Gestión de claves de cifrado poco robusta debido a limitaciones *hardware*.	- Adaptar sistemas IDS a AMI. - Reducir dominio de las claves mediante *re-signature* para facilitar su gestión.
Datos	- Agregación vulnerable a extracción o inyección de datos. - Inyección/modificación de datos para actuar sobre los sistemas de información.	- Usar algoritmos que permiten proteger los nodos más críticos frente a ataques de inyección/modificación.
Privacidad	- Posibilidad de extraer información personal y hábitos de los usuarios.	- Anonimización de los datos mediante, p.ej., técnicas de cifrado homomórfico. - Distribución del consumo en el tiempo mediante acumuladores.
Análisis Forense	- Seguridad/privacidad de los datos extraídos. - Capacidad limitada de almacenamiento de los nodos.	- Cifrado y autenticación. Se debe requerir orden judicial para el acceso a los datos. - Sistemas de agregación avanzados que permitan mantener toda la información relevante.

Tabla I. Resumen de retos y recomendaciones para seguridad, privacidad y análisis forense en AMI

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad a través del Programa Estatal de I+D+i Orientado a los Retos de la Sociedad dentro del proyecto OSIRIS (RTC-2014-1556-3)

REFERENCIAS

- Chen, P.Y., et al., “Smart Attacks in Smart Grid Communication Networks”, IEEE Communications Magazine, 2012.
- Comisión Europea. “Communication from the Commission to the Council and the European Parliament - Critical Infrastructure Protection in the fight against terrorism”, 2004.
- Comisión Europea. “Recomendación europea relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente (2012/148/UE)”, 2012
- Erol-Kantarci, M. & Mouftah, H.T., “Smart Grid Forensic Science: Applications, Challenges and Open Issues”, IEEE Communications Magazine, 2013.
- Gómez-Mármol, F., et al., “Do not snoop my habits: preserving privacy in the smart grid”, IEEE Communications Magazine, 2012.
- Kim, T.T. & Poor, H.V., “Strategic Protection Against Data Injection Attacks on Power Grids”, IEEE Transactions on Smart Grids, 2011.
- Li, F., et al., “Secure information aggregation for smart grids using homomorphic encryption”, IEEE SmartGridCom, 2010.
- Liu, J., et al., “Cyber Security and Privacy Issues in Smart Grids” IEEE Communications Surveys & Tutorials, 2012.
- NIST IR-7628. “Guidelines for Smart Grid Cyber Security”. 2010.
- SmartGridNews – Malta’s smart meters scandal: http://www.smartgridnews.com/story/maltas-smart-meter-scandal-41-million-worth-electricity-stolen/2014-02-18 [18-07-2016]

IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DEL PERÍODO LIBRE DE CONTIENDA EN PRIME

Concha Mora de Amarillas, Alumna Grado en Ingeniería de Telecomunicación, Universidad Pontificia Comillas de Madrid
Javier Matanza Domingo, Profesor Colaborador, Universidad Pontificia Comillas de Madrid
Gregorio López López, Investigador, Universidad Carlos III de Madrid

Resumen: PRIME (PoweRline Intelligent Metering Evolution) es una tecnología ampliamente desplegada en la última milla de las infraestructuras de medición avanzada (AMI) en España (Iberdrola, Unión Fenosa), además de estar en proceso de expansión global. A pesar de que el estándar considere un período con contienda (SCP) y un período libre de contienda (CFP), en la práctica actualmente sólo se implementa el primero. Sin embargo, pueden encontrarse estudios en la literatura que investigan las posibilidades que el CFP ofrece, por ejemplo, para proporcionar varios servicios con diferentes requisitos de comunicaciones sobre una misma red. Este artículo describe la implementación realizada del CFP, según se define en el estándar PRIME, para el simulador de redes SimPRIME (http://www.iit.comillas.edu/jmatanza/SimPRIME/index.html). Además, el artículo evalúa el impacto de combinar el CFP y el SCP en el rendimiento de la red para varios escenarios especialmente ilustrativos.

Palabras clave: AMI, CFP, ITU-T G.9904, OMNeT++, PLC, PRIME, QoS, SCP, simPRIME, Smart Grid

INTRODUCCIÓN

Las AMI están siendo ampliamente desplegadas a nivel mundial y, especialmente, a nivel europeo (Uribe *et al.*, 2016) (Andreadou *et al.*, 2016). De hecho, la Comisión Europea estima una inversión de 45 billones de euros asociada al despliegue de 200 M de contadores inteligentes para el año 2020 sólo en la UE (EC, 2014).

Las tecnologías NB-PLC (*Narrowband Power Line Communications*) están siendo ampliamente utilizadas en la última milla de dichas AMI por las muchas ventajas que presentan, como que la infraestructura de comunicaciones ya está desplegada (el cable eléctrico), por lo que permiten reducir los costes de despliegue. De hecho, según la orden IET/290/2012, en España el 100 % de los contadores eléctricos deberán ser contadores inteligentes con capacidad de telegestión para el año 2018, y todos ellos utilizarán tecnologías NB-PLC: aproximadamente el 50 % (en torno a 14 M) utilizará Meters&More (Endesa) y el otro 50 % utilizará PRIME (*PoweRline Intelligent Metering Evolution*) (Iberdrola, Fenosa, EDP).

Este artículo se centra en la tecnología PRIME, cuyas capas físicas y de enlace fueron estandarizadas por la ITU-T en 2012 (G.9904, 2012). Más concretamente, el artículo se centra en la capa MAC (*Medium Access Control*) del estándar. A pesar de que a nivel MAC el estándar define tanto un período con contienda (SCP – *Shared Contention Period*) como un período libre de contienda (CFP – *Contention Free Period*), actualmente en la práctica sólo se implementa el SCP. Sin embargo, existen estudios en la literatura que investigan las posibilidades que el CFP ofrece, por ejemplo, para proporcionar varios servicios con diferentes requisitos de comunicaciones sobre una misma red PRIME (Sendin *et al*., 2014).

Este artículo profundiza en esta línea de investigación, evaluando el efecto del uso del CFP tanto en el rendimiento global de una red PRIME como en el rendimiento individual de sus nodos en base a la latencia de las comunicaciones. Para ello, se ha extendido la funcionalidad del popular simulador de redes PRIME SimPRIME (SimPRIME, 2016), desarrollado como parte de la tesis doctoral del Dr. Javier Matanza (Matanza, 2016), implementando el CFP según se define en el estándar.

El resto del artículo se organiza de la siguiente manera. En primer lugar, se resumen las características del estándar prestando especial atención a los procedimientos relativos al acceso al medio. En segundo lugar, se describe la implementación del CFP realizada en el simulador simPRIME. A continuación, se analizan

los resultados obtenidos de simular el uso del CFP en una serie de escenarios representativos. Por último, se presentan las principales conclusiones del estudio y se apuntan las principales líneas de trabajo futuras.

RESUMEN DE LA TECNOLOGÍA PRIME

Como se ha comentado, PRIME es una tecnología NB-PLC de segunda generación cuya especificación ha sido liderada por la PRIME Alliance, aunque las especificaciones de las capas PHY (*PHYsical*), MAC y de Convergencia han sido aceptadas como estándar por la ITU-T (G.9904, 2012).

A nivel PHY, PRIME opera en la banda CENELEC-A (concretamente entre los 41 KHz y los 89 KHz) y utiliza OFDM (*Orthogonal Frequency-Division Multiplexing*) como modulación, pudiendo alcanzar tasas de transmisión de hasta 130 Kbps.

A nivel MAC, se definen dos tipos de nodo: Nodo Base (BN) y Nodo de Servicio (SN). El Nodo Base representa el coordinador de una red PRIME. Sólo puede haber un Nodo Base en cada red PRIME (en nuestro caso, el Concentrador desempeña el papel de Nodo Base). Los Nodos de Servicio pueden funcionar sólo como Contadores o como Contadores y Conmutadores (SWs – *Switches*). Los SWs son repetidores cuyo principal objetivo es aumentar la cobertura y la calidad de las comunicaciones de la red. En cuanto al acceso al medio, como también se ha comentado, el estándar define dos tipos de técnicas para acceder al canal: un período con contienda (SCP) y un período libre de contienda (CFP). En el caso del primero, se hace uso de CSMA/CA (*Carrier Sense Multiple Access/Colission Avoidance*) como técnica de acceso al medio. Mientras que, en el caso del CFP, cada SN que desea hablar con el BN realiza una reserva de un *slot* de tiempo dentro de cada trama, en el cual ningún otro nodo accede al canal.

Las ventajas, desventajas y utilidades de cada método son claras: por un lado, el uso del SCP requiere un menor tráfico de gestión, pero no ofrece garantías de transmisión, es decir, las posibilidades de transmitir dependerán de lo saturada que esté la red; por otro lado, el uso del CFP genera un cierto tráfico de gestión extra, pues es necesario comunicar a todos los nodos la existencia de *slots* de CFP, pero permite que los nodos que utilicen CFP consigan un circuito virtual con una capacidad garantizada, es decir, con una cierta calidad de servicio (QoS). Respecto a la utilidad, es claro que el uso del SCP está pensado para aplicaciones en las que el tiempo no es crítico. Un ejemplo sería la transmisión de los datos de consumo, donde es necesario que se transmita la información, pero es menos sensible al tiempo. El CPF, por el contrario, está pensado para aplicaciones típicas de control, donde es necesario garantizar una cierta QoS (p.ej., retardo constante, bajo *jitter*), como se mencionaba anteriormente. Estas dos técnicas de acceso al medio son precisamente la parte fundamental del estudio que se hace en este artículo.

La capa de Convergencia se sub-divide en dos sub-capas: (1) CPCS (*Common Part Convergence Sublayer*), que es responsable de adaptar los tamaños de trama de las capas superiores y de la capa MAC; (2) SSCS (*Service Specific Convergence Sublayer*), que permite soportar varios protocolos de nivel superior.

A nivel de aplicación, todas las tecnologías NB-PLC (PRIME, G3, Meters & More, OSGP – *Open Smart Grid Protocol*) utilizan DLMS/COSEM. DLMS/COSEM (*Device Language Message Specification/Companion Specification for Energy Metering*) especifica un modelo de datos diseñado a medida para contadores de energía junto con un mecanismo de comunicación basado en mensajes para intercambiar dichos datos.

DESCRIPCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN REALIZADA

El simulador simPRIME sobre el que se ha implementado el CFP está basado en la plataforma OMNeT++ (Varga, 2008), un entorno de simulación modular basado en C++, basado en eventos y comúnmente utilizado para la simulación de redes de comunicaciones.

Concretamente se ha desarrollado el diálogo, véase Figura 1 que tiene lugar entre el BN y un SN que solicita la asignación de un *slot* de tiempo para su transmisión durante el CFP.

Todas las solicitudes de asignación del slot (CFP_ALC_REQ) tienen como destino el BN. Además, en el caso en el que haya nodos SW en el trayecto lógico hacia el BN, éste último asigna *slots* de tiempo para los

nodos SW intermedios. Asimismo, el BN envía un mensaje de carácter informativo (FRA_CFP_IND) a todos los nodos de la red para dar a conocer un cambio incipiente en la estructura de la trama. Finalmente, confirma la asignación del *slot* a cada uno de los nodos involucrados con un mensaje CFP_ALC_IND. En esta confirmación se detalla el inicio de cada *slot*, la duración de éste y la trama a partir de la cual toma efecto dicha asignación. Si, por el contrario, el BN rechaza la solicitud de asignación, envía un mensaje CFP_ALC_REJ.

Según el estándar, el número máximo de *slots* CFP que admite una trama es 32, es decir, en el caso de no existir SWs, 16 nodos de servicio pueden transmitir durante el CFP (ya que los 16 *slots* restantes estarían dedicados para los ACK del BN). No obstante, la longitud de los *slots* solicitados por los SN no viene limitada por el estándar. Obviamente esta longitud no puede sobrepasar la duración de una trama completa. Es también obvio, aunque no queda reflejado en el estándar, que la duración pedida por los SN ha de ser, como mínimo, tan corta como el tamaño máximo de unidad de transmisión (máxima MSDU – *MAC Service Data Unit*). De lo contrario podría darse el caso de que algunos fragmentos de la capa de CPCS no puedan ser enviados, al no disponer de tiempo suficiente para la transmisión.

De acuerdo a los valores utilizados en estudios relacionados (Sendin *et al*, 2014), (Seijo *et al*, 2015), se han tomado *slots* de longitud 376 y 256 bits para el SN y el BN respectivamente, haciéndolas coincidir con el valor correspondiente de MSDU. De esta manera, se obtienen slots de longitud 10 símbolos OFDM (24 ms aproximadamente) para los SN y 7 símbolos OFDM (16.8 ms aproximadamente) para el BN. Ya que el tamaño de una trama es constante y de valor 276 símbolos OFDM, con los anteriores valores, el límite de *slots* CFP que podrían existir sería de 32.

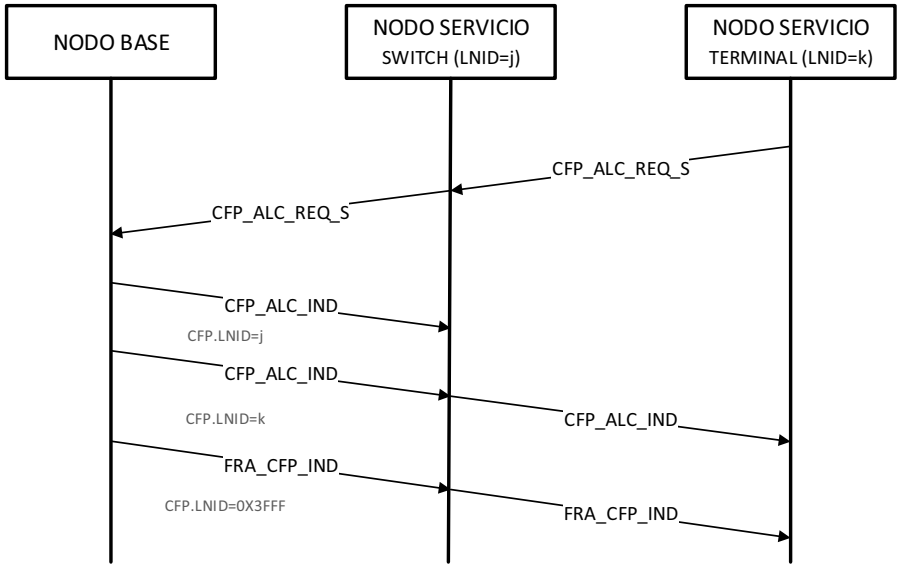


Figura 1. Diálogo para la asignación de un slot del CFP

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Utilizando el entorno de simulación descrito previamente, se han llevado a cabo diferentes experimentos para comprobar el efecto que tiene el uso del CFP tanto en el rendimiento global de una red PRIME como en el de desagregado de cada uno de sus nodos.

El escenario bajo estudio es el de una red de baja tensión compuesta por un BN y una serie de SNs distribuidos de manera equidistante en la línea de distribución. Para no introducir excesivas variables en el problema, se asume que la atenuación existente en la red es lo suficientemente baja como para que todos los nodos puedan tener comunicación directa con el BN. Es decir, la red no contará con SW.

Asimismo, a la hora de evaluar el rendimiento de la red, los resultados están enfocados a dos indicadores principales. Por un lado, el tiempo necesario para hacer una lectura a todos los SNs presentes en la red. Este parámetro será referenciado como *Time To Read All* o TTRAll. Por otro lado, el tiempo necesario para hacer una lectura a un único SN. Este parámetro será indicado como *Round-Trip Time* o RTT.

La elección de estos indicadores no es aleatoria, sino que es precisamente este tipo de medidas las que son de interés por las compañías de distribución. La razón principal es que permiten obtener una idea de la frecuencia de refresco de los datos de consumo.

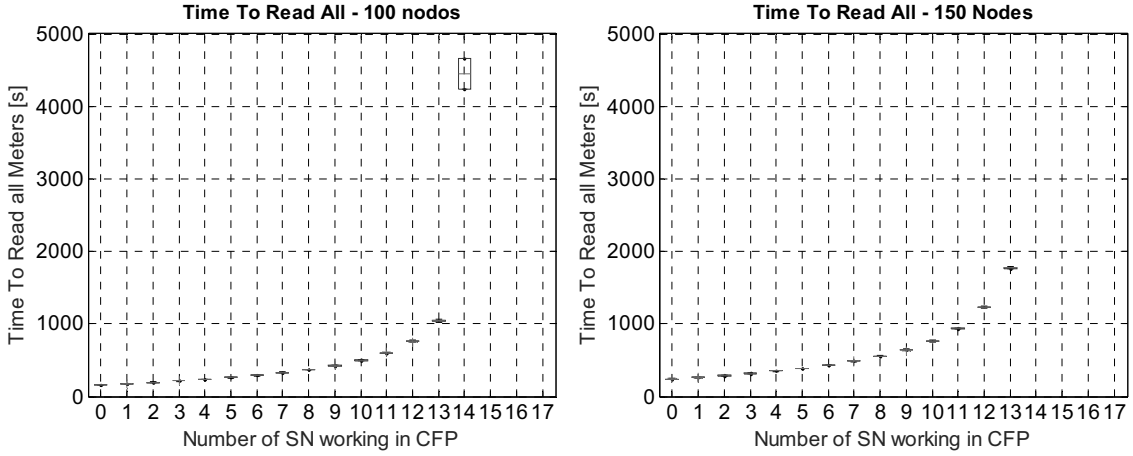


Figura 2. Tiempo de lectura de todos los contadores en una red en función del número de nodos que transmiten en el CFP. Resultados para 100 y 150 nodos

La Figura 2 muestra los valores para TTRAll en forma de cajas de dispersión en función del número de SNs que cuentan con un *slot* de CFP. Merece la pena recordar que por cada *slot* correspondiente a un SN se asigna otro *slot* para que el BN pueda dialogar también sin necesidad de contienda. En ambas figuras se puede observar como el TTRAll aumenta a medida que hay más *slots* ocupados. Este comportamiento es lógico puesto que, a pesar de que los nodos que disponen de CFP tienen una latencia constante, el tiempo dedicado a SCP es menor cuanto mayor sea el número de *slots* ocupados. Por esta razón, el comportamiento global de la red se ve degradado. Además, también se observa que este efecto se acentúa cuanto mayor sea la cantidad de SN en dicha red, ya que existirán más nodos contendiendo por el canal durante el SCP, hasta el punto de que para el caso de 150 SN y 14 de ellos transmitiendo en el CFP, el BN no llega a recibir medidas de todos los SN de la red.

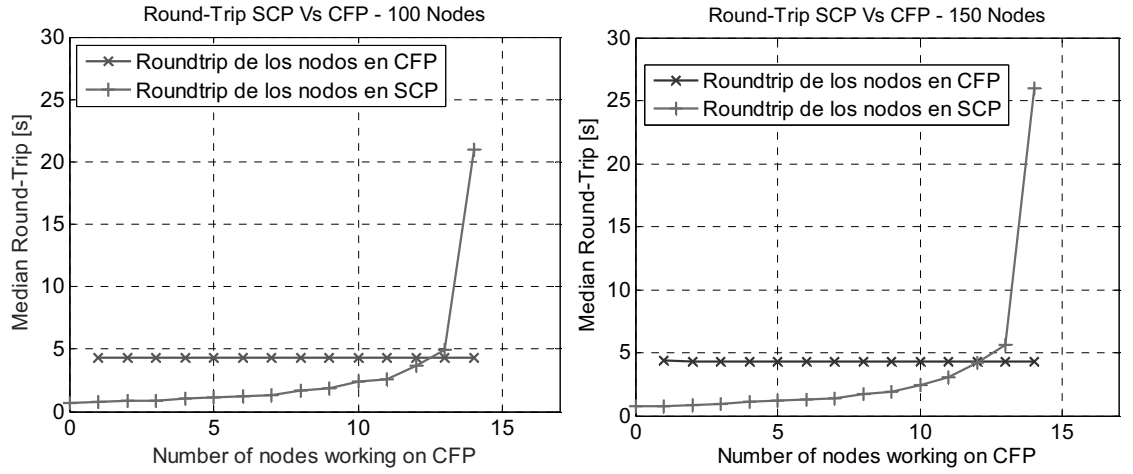


Figura 3. RTT medio de los nodos en CFP y SCP para diferente número de nodos en la red

La contrapartida al empeoramiento global de la red es la garantía de transmisión (QoS) de los SN que sí pueden hacer uso del CFP. Este efecto se puede observar fácilmente en la Figura 3. En ella, se muestra el RTT en función del número de nodos que transmiten en el CFP. No obstante, a diferencia de la Figura 2, en este caso, se han separado los valores de los nodos que utilizan el CFP (línea azul) y de los que utilizan el SCP (línea roja). Los resultados evidencian la principal ventaja de la utilización del CFP: a pesar de que el número de nodos total es diferente en ambas gráficas de la Figura 3, e independientemente del número de nodos presentes en el CFP, todos ellos mantienen el mismo RTT medio. Es decir, el uso del CFP garantiza una calidad de servicio dada independientemente de las condiciones de saturación de la red. Cabe destacar también que el RTT medio es menor en el SCP que en el CFP hasta que el número de SN alcanza un valor determinado (aproximadamente 12 en ambos casos). Esto se debe a que en el CFP se garantiza un RTT fijo, pero éste presenta como límite inferior el tiempo que dura la trama PRIME (276 símbolos OFDM).

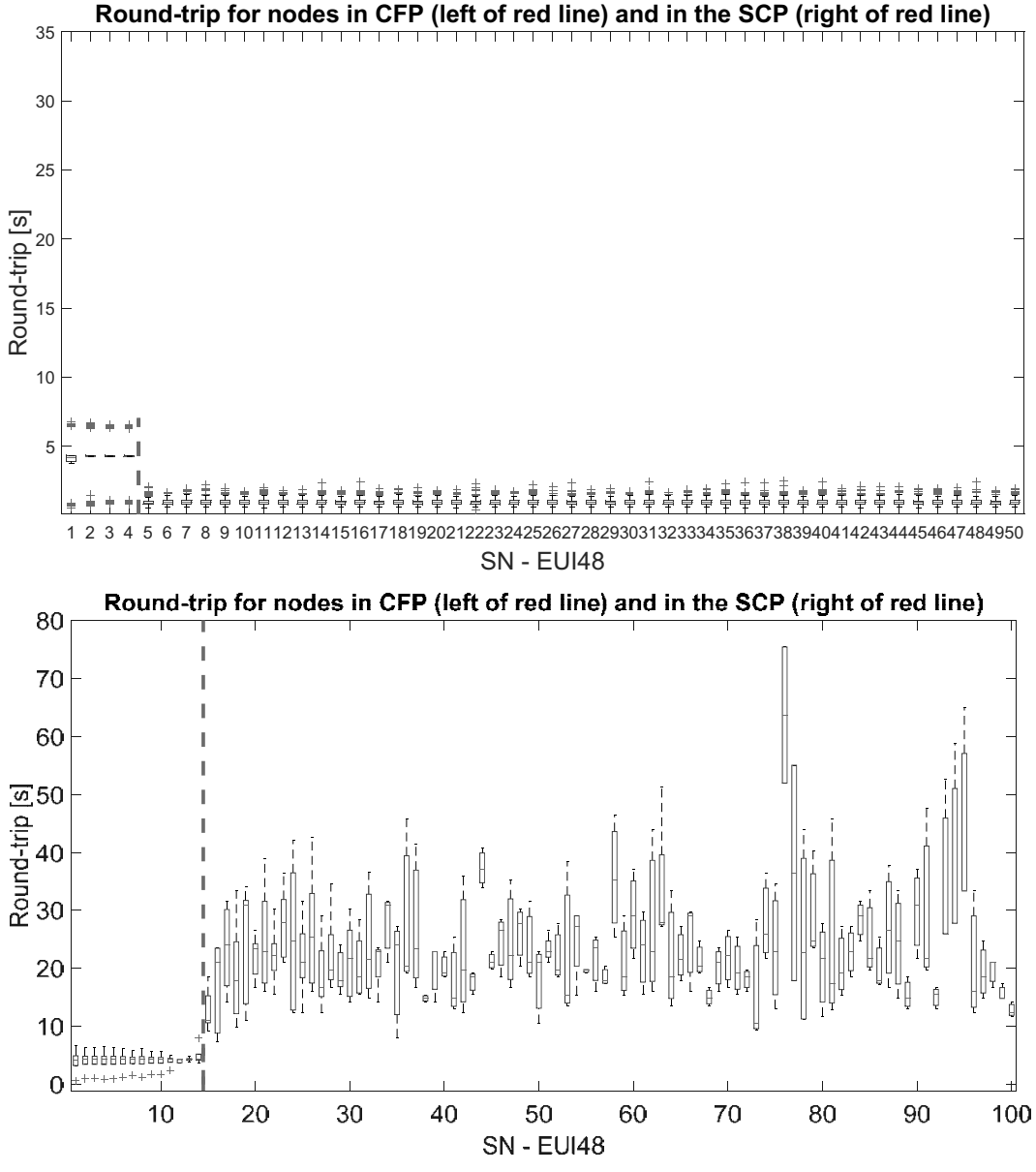


Figura 4. RTT frente a nodos en el CFP y SCP. Arriba: 50 SN en total, 4 transmitiendo en el CFP. Abajo: 150 SN en total, 14 transmitiendo en el CFP

Para terminar, la Figura 4 permite evaluar más en detalle la calidad de las comunicaciones de cada nodo en términos de RTT dependiendo del número de SN totales y del número de SN en el CFP. Así, en la gráfica de arriba de la Figura 4 puede observarse como, cuando hay pocos SN en la red (50) y pocos SN transmitiendo en el CFP (4), el RTT en el SCP es bajo y estable, siendo incluso menor que el RTT de los SN en el CFP. Sin embargo, en la gráfica de abajo de la Figura 4 puede observarse como, cuando aumenta el número de SN en la red (150) y de SN transmitiendo en el CFP (14), el RTT en los SN del CFP es contante y estable, mientras que en los SN del CFP hay mucha diversidad y variabilidad (SN con medianas mucho más altas que otros, cajas muy alargadas).

CONCLUSIONES

Este artículo presenta la implementación realizada del período libre de contienda (CFP), según se define en el estándar ITU-T G.9904 (G.9904, 2012), en el popular simulador simPRIME (simPRIME, 2016) y evalúa el impacto del uso del CFP en el rendimiento global de una red PRIME y en el de cada uno de sus nodos, haciendo uso de dicho simulador.

En base al análisis de los resultados obtenidos, en general se concluye que el uso del CFP influye negativamente en el rendimiento global de una red PRIME, especialmente si el número de SN es elevado. Sin embargo, el uso del CFP garantiza la transmisión con RTT fijos y estables, por lo que podría ser interesante utilizarlo, por ejemplo: (1) para cursar el tráfico de un subconjunto de contadores que permiten obtener el estado de la red eléctrica de baja tensión; (2) si se quiere cursar tráfico para controlar fuentes de generación distribuida (CFP) junto a tráfico de tele-gestión (SCP) sobre una misma red PRIME.

Por último, del estudio también puede extraerse la conclusión de que el número de SN que pueden llegar a transmitir en el CFP es bajo. Para incrementarlo y flexibilizar las opciones que este mecanismo ofrece, se podrían organizar los SN de una subred en grupos y que cada grupo pudiera transmitir en el CFP de determinadas tramas.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos al Ministerio de Economía y Competitividad por la financiación de la red REDYD-2050 a través del proyecto con referencia ENE2015-70032-REDT, a la cual pertenecen dos de los autores.

REFERENCIAS

- Andreadou, N., Guardiola, M., Fulli, G., “Telecommunication Technologies for Smart Grid Projects with Focus on Smart Metering Applications,” *Energies*, vol. 9, no. 5, p. 375, 2016.
- EC Report. Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity. 2014.
- ITU-T G.9904. “Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for PRIME networks”. 2012.
- Matanza, J., “Improvements in the PLC systems for Smart Grids environments”, 2013.
- Seijo, M., Moreno, J. I., López, G., Martín, F. Matanza, J., Alexandres, S., Rodríguez-Morcillo, C., “Let there be light : Dissecting how PRIME networks work based on actual traffic traces,” 2015.
- Sendin, A., Urrutia, I., Garai, M., Arzuaga, T., Uribe, N., “Narrowband PLC for LV smart grid services, beyond smart metering,” in *IEEE ISPLC 2014 - 18th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications*, 2014, pp. 168–172.
- SimPRIME: http://www.iit.comillas.edu/jmatanza/SimPRIME/ (15/07/2016)
- Uribe, N., Hernández, L., de la Vega, D., Angulo, I., “State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids,” *Applied Sciences*, vol. 6, no. 3, pp. 1–24, 2016.Varga, A.; Hornig, R. “An overview of the OMNeT++ simulation environment”. Simutools '08, p. 1–10, 2008

APLICABILIDAD DE LAS REDES DEFINIDAS POR SOFTWARE A LOS SISTEMAS BASADOS EN EL ESTÁNDAR IEC 61850

Elías Molina, Investigador, Universidad del País Vasco UPV/EHU
Eduardo Jacob, Profesor Titular de Universidad, Universidad del País Vasco UPV/EHU

Resumen: Los sistemas industriales de misión crítica demandan nuevas prestaciones a las redes de datos, donde diferentes servicios con exigentes requisitos han de ser garantizados mediante ingeniería de tráfico. Sin embargo, las estrategias de red tradicionales no se adaptan eficientemente a entornos dinámicos y heterogéneos. Este trabajo explora la aplicabilidad de las redes definidas por software en los sistemas de distribución de energía, tales como las subestaciones eléctricas, basados en el estándar IEC 61850. Así, se propone una solución basada en el protocolo OpenFlow y otras tecnologías de monitorización y gestión para establecer políticas de tráfico acorde a su prioridad y estado de la red.

Palabras clave: IEC 61850, OpenFlow, Redes Definidas por Software, Smart Grid, Subestaciones

INTRODUCCIÓN

Las *Smart Grids* son un ejemplo representativo de sistemas de misión crítica que engloban procesos de supervisión y control de las infraestructuras de generación y suministro eléctrico, los cuales son soportados por tecnologías de la información y la comunicación (TICs). Se trata, pues, de aplicaciones que requieren comunicaciones en tiempo real, con un alto grado de fiabilidad y seguridad. Además, se reconocen como necesarias nuevas prestaciones relacionadas con la flexibilidad, mantenibilidad y adaptabilidad a las condiciones existentes en cada momento. Sin embargo, el establecimiento de políticas de control de tráfico de alto nivel mediante métodos tradicionales requiere operar con configuraciones de bajo nivel específicas de los fabricantes de dispositivos de red. Tal y como se indica en (Li, F. et al., 2010), las redes eléctricas existentes no implementan tecnologías de red adaptativas, las cuales permitirían tener un control en tiempo real, basado en tecnologías abiertas y estandarizadas, para la mejora de la resiliencia y utilización de los recursos disponibles.

Por contra, y de acuerdo a la Recomendación ITU-T Y.3300, el término *Software-Defined Networking* (SDN) se define como "un conjunto de técnicas que permiten programar, orquestar y gestionar los recursos de red, lo que facilita el diseño, provisión y operación de los servicios de red de una forma dinámica y escalable". En estas redes, el plano de control está desacoplado del de datos, y la inteligencia de red está lógicamente centralizada, obteniendo una visión global de la red. En (Kim & Feamster, 2013) se resumen las posibilidades de mejora en la gestión a través de este paradigma, pudiendo llevar a cabo un control flexible del plano de datos mediante tecnologías estandarizadas. En particular, el caso más representativo es el protocolo OpenFlow, mediante el cual un controlador establece las reglas de encaminamiento de los dispositivos de red. El establecimiento de tales reglas puede ser realizado de forma reactiva (ante nuevos flujos de datos que reciba un *switch*) o de forma proactiva.

También, es destacable que el *Cyber-Physical Systems* (CPS) *Public Working Group*, constituido por el *Nacional Institute of Standard Technology* (NIST), ha determinado recientemente la adopción de tecnologías SDNs para la gestión dinámica de redes ciberfísicas (Framework for Cyber-Physical Systems, 2016). En particular, en este trabajo se propone una arquitectura SDN para la gestión de infraestructuras de suministro eléctrico basadas en el estándar IEC 61850 con el objeto de incorporar programabilidad a la red. En efecto, los sistemas de automatización de subestaciones IEC 61850 pueden considerarse un ejemplo representativo de CPS de misión crítica, en el que se exigen rigurosos requerimientos de latencia y disponibilidad.

La solución propuesta incluye funcionalidades de monitorización y control que permiten implementar calidad de servicio, mecanismos de seguridad y gestión de recursos a través de una interfaz común. En el

presente trabajo se extraen diferentes aspectos abordados en artículos previos (Molina, E. et al., 2015a/b).

IEC 61850

El estándar IEC 61850 *Power Utility Automation* está orientado a las comunicaciones de datos y define, entre otros aspectos, los requisitos y servicios que tienen lugar en las subestaciones eléctricas. El principal objetivo de este estándar emergente es flexibilizar el diseño de las instalaciones mencionadas, así como facilitar la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes. En este sentido, la pila de comunicaciones IEC 61850 está basada en soluciones ya estandarizadas, tales como las tecnologías Ethernet y TCP/IP, u otros protocolos de sincronización, seguridad y redundancia. La Figura 1 muestra una arquitectura lógica de una red de área local de una subestación basada en el estándar IEC 61850, donde se distinguen tres niveles: *Station*, que engloba funciones de supervisión y operaciones generales; *Bay*, donde se alojan los Intelligent Electronic Devices (IEDs) de protección y control; y *Process* que acoge transformadores, interruptores, etcétera.

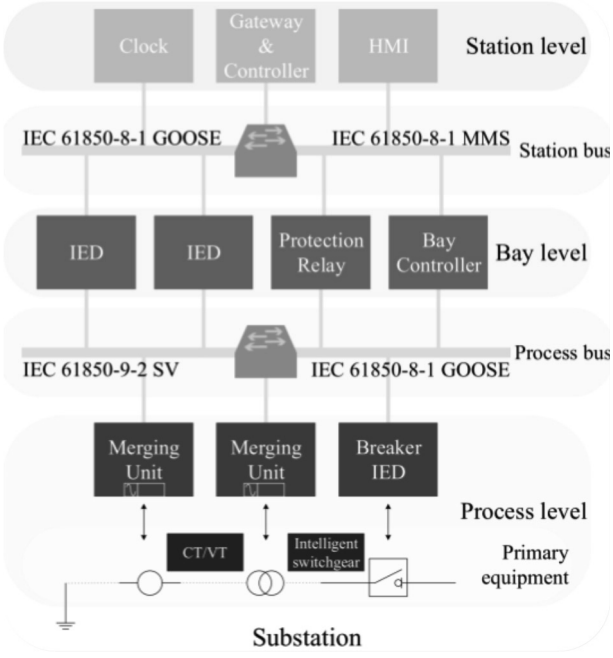


Figura 1. Esquema de tres niveles usado en sistemas IEC 61850

Lenguaje de configuración

Con respecto a la configuración de los sistemas IEC 61850, el estándar incluye el modelado de la información necesaria para los equipos de supervisión, protección y control, de forma que se permita un intercambio estandarizado de los datos. En particular, el documento IEC 61850-6 define el *System Configuration description Language* (SCL) para la descripción de los diferentes parámetros de una subestación, tales como la topología o la configuración de IEDs. De esta forma, los ficheros *Substation Configuration Description* (SCD), basados en SCL, incluyen la definición completa de las funciones de una subestación, así como parámetros relativos a las comunicaciones[i]. Por tanto, este estándar podría permitir la integración de la configuración de la red de datos en el proceso de ingeniería de diseño de las subestaciones.

Comunicaciones

Las especificaciones IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2 describen perfiles de comunicaciones para la teleprotección, medida y señales de control, los cuales se mapean en dos modelos diferenciados:

- Publicador/Subscritor: orientado a servicios de alta prioridad, en los que la información se transmite directamente en tramas de nivel 2 para reducir la sobrecarga de protocolos superiores y soportar el intercambio de datos en tiempo real[ii]. En este modelo se encuentran dos protocolos:
  - Sampled Values (SV): a través de los cuales las diferentes *Merging Units* (MUs) envían medidas de tensión y corriente generadas por transductores a distintos IEDs, usando mensajes *unicast* o *multicast*.
  - Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE): que contienen señales de diagnóstico, control y diferentes operaciones de protección (p. ej., para acciones de interenclavamiento), de forma que un dispositivo genera continuamente tramas *multicast* que contienen información de su estado (p. ej., indicando la posición de un interruptor).
- Cliente/Servidor: este esquema incluye, entre otras aplicaciones, el protocolo Manufacturing Message Specification (MMS, ISO 9506) para intercambiar información operacional (p. ej., reportes) mediante conexiones TCP *unicast*. Se trata, pues, de información de baja prioridad con requerimientos de latencia menores a los protocolos anteriores.

PROPUESTA PARA LA GESTIÓN DE REDES BASADAS EN IEC 61850 USANDO REDES DEFINIDAS POR SOFTWARE

El paradigma SDN permite implementar mecanismos automatizados de ingeniería de tráfico en los sistemas IEC 61850, consiguiendo un control de la red más flexible, a la vez que mejora la eficiencia de la misma. La Figura 2 ilustra los diferentes elementos de la arquitectura propuesta, incluyendo la pila de protocolos existente en los sistemas IEC 61850. La arquitectura propuesta puede dividirse en tres bloques funcionales:

- Control: mediante el protocolo OpenFlow un controlador puede decidir el encaminamiento de los diferentes flujos de datos que llegan a un switch, añadiendo entradas en sus tablas de encaminamiento. Dichas tablas se definen a través de diferentes campos (puerto de entrada, cabeceras de paquetes), prioridades e instrucciones asociadas a cada entrada.
- Monitorización: bajo el estándar sFlow (RFC 3176) un sistema puede recoger contadores y muestras de paquetes de los switches, conociendo así el estado de la red y poder actuar en consecuencia.
- Gestión: la configuración estática de los switches es realizada con el protocolo OVSDB (RFC 7047).

Para una completa integración de la especificación IEC 61850, se mapea la información de configuración de red de una subestación, definida en ficheros SCL, y se traslada a la plataforma de gestión y control. De esta forma, el controlador conoce los dispositivos existentes y los flujos de datos a manejar, determinando la topología lógica de la subestación. Como resultado, el controlador tiene que decidir cómo encaminar, modificar o descartar dichos flujos, ofreciendo las prestaciones requeridas. Por tanto, esta propuesta resulta apropiada para automatizar la administración de una red, lo cual fue visto como necesario por (Ingram et al., 2011), donde se sugiere que "la complejidad de la configuración de la red de datos para subestaciones grandes hacen que la gestión automatizada de *switches* sea una opción atractiva […] herramientas de automatización podrían ser implementadas para extraer información de filtrado VLAN y *multicast* para configurar *switches* de múltiples fabricantes".

Además de la interoperabilidad conseguida con el uso de estándares, algunas de las características principales de esta solución son:

- Filtrado de tráfico y calidad de servicio: puesto que los ficheros SCD contienen información sobre los publicadores y subscritores de los servicios SV y GOOSE, el procesamiento de tales ficheros SCD

permite la generación e instalación automática de reglas de encaminamiento. Por tanto, se consigue unificar el proceso de diseño de la infraestructura eléctrica con la configuración de la red.

- Igualmente la arquitectura permite, de forma centralizada, el establecimiento de políticas de traffic shaping para diferentes tipos de flujos.
- Despliegue de políticas de seguridad: la implementación de estrategias de ciberseguridad es prioritaria para el desarrollo de Smart Grids. La especificación IEC 62351-6 incluye métodos de seguridad para los diferentes perfiles de comunicación incluidos en el IEC 61850, tales como algoritmos criptográficos o la certificación de autenticación. Sin embargo, dados los exigentes requisitos de latencia de protocolos como SV o GOOSE, la encriptación no se recomienda. Además, hay ambigüedad sobre la necesidad de asegurar la integridad de los datos y la autenticidad del emisor. A continuación, se proponen diferentes políticas de red y controles de seguridad apropiados para mitigar posibles vulnerabilidades:
  - Aislamiento de tráfico y *firewall*: De acuerdo con (IEC/TR 61850-90-4, 2013), la segmentación de nivel 2 y las listas de control de acceso basadas en MAC son efectivas para restringir el tráfico de datos a los diferentes dominios de las infraestructuras eléctricas. La plataforma propuesta permite crear redes lógicas basadas en direccionamiento MAC. Además, el uso de un módulo de *Firewall* permite establecer políticas de seguridad que restrinjan el tráfico de los dispositivos desconocidos.
  - Detección de anomalías: en la arquitectura propuesta, el colector sFlow puede detectar que un umbral esté siendo sobrepasado. Lo cual es comunicado al controlador OpenFlow para que este establezca las acciones pertinentes. Así, la plataforma permite establecer flujos (definidos por Ethertype, direcciones MAC/IP, VLAN, puertos de TCP/UDP, etcétera) y determinar umbrales de monitorización asociados a tales flujos. Por consiguiente, los diferentes nodos de la red pueden ser protegidos contra ataques de denegación de servicio (DoS).
- Uso eficiente de recursos redundantes y mejora de protocolos de redundancia activa:
  - Al contrario que con tecnologías tradicionales basadas en protocolos de *Spanning Tree* (p. ej., RSTP, IEEE 802.1D), el controlador OpenFlow es consciente de la topología de la red haciendo uso de protocolos de descubrimiento (p. ej., LLDP, IEEE 802.1AB). Esto permite computar los caminos más cortos entre los diferentes nodos finales, así como balancear la carga en la red.

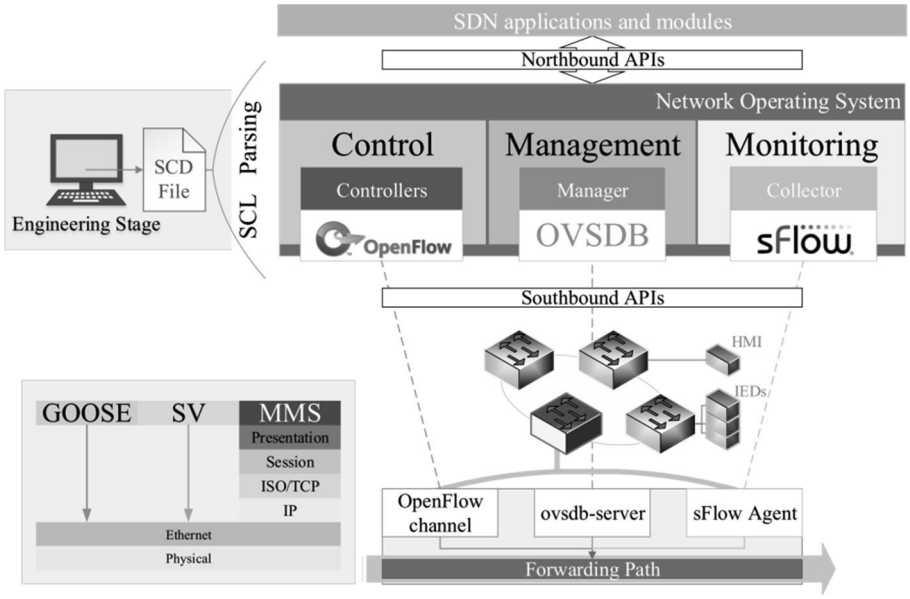


Figura 2. Arquitectura SDN propuesta

Con el objetivo de ilustrar algunas de las funciones de red provistas por la arquitectura, se muestran a continuación algunos ejemplos representativos.

RESULTADOS

La solución propuesta ha sido validada mediante el emulador Mininet[iii] y *switches* del tipo *Open vSwitch.* Los resultados han sido obtenidos en una red con topología en anillo (Figura 3) en la cual los nodos están conectados mediante enlaces de 100 Mbit/s, mientras que los enlaces de conexión entre *switches* son de 1 Gbit/s de capacidad. Esta topología ha sido extraída de [2] y es ampliamente utilizada en subestaciones (e.g., a una del tipo 500/220/33 kV tal y como se indica en dicha referencia). La Figura 3 también incluye las interfaces de usuario que muestran la topología y configuración de la red.

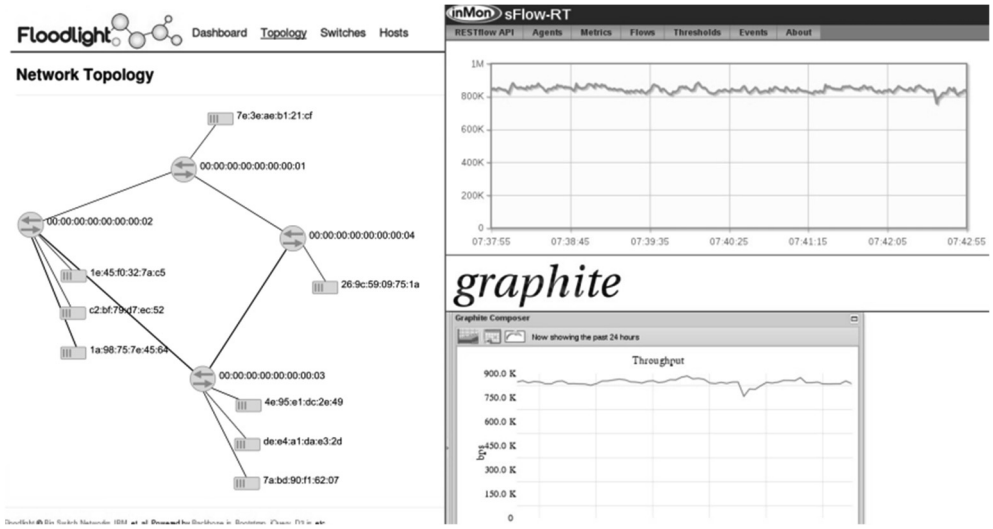


Figura 3. Interfaz gráfica de un controlador OpenFlow y herramientas de monitorización

La Figura 4 ejemplifica una situación en la que se detecta un ataque DoS, donde un nodo es saturado con paquetes ICMP del tipo *Echo Request*. Puede observarse una primera fase en la que el control de DoS está deshabilitado y una segunda en la que el controlador limita el tráfico entrante cuando este excede el umbral predeterminado (100 paquetes IP por segundo en este caso).

La Figura 5 muestra el flujo de datos de diferentes tipos de tráfico (TCP and UDP usando la herramienta *iperf* and SV haciendo uso del desarrollo *rapid61850*) en un escenario donde se limita la tasa máxima. Como puede comprobarse, no hay políticas de calidad de servicio durante los primeros 25s; tras los cuales, se limita la tasa de datos en la red para los posteriores 20s (los flujos recuperan la tasa anterior cuando las políticas se deshabilitan). Las tasas establecidas son: 20 Mbit/s para el tráfico TCP, 2 Mbit/s para el UDP y 4.5 Mbit/s para el SV.

La solución propuesta mejora la adaptabilidad de las redes, permitiendo responder ante diferentes estados del tráfico. En (Molina, E. et al., 2015a/b) se muestran de forma más extensa otros resultados y capacidades de la solución propuesta.

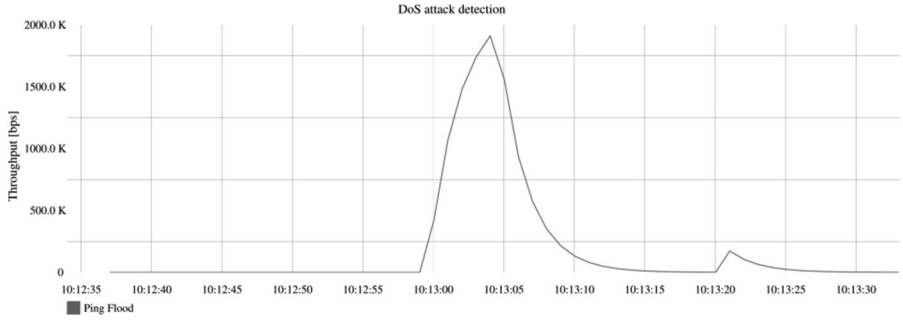


Figura 4. Detección de superación de umbrales

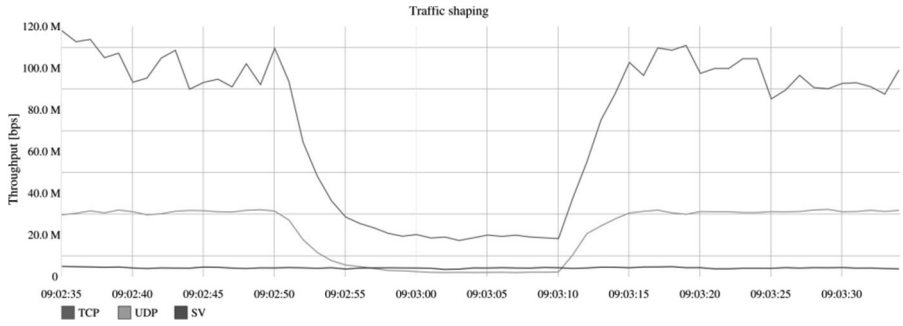


Figura 5. Efecto de políticas de calidad de servicio en flujos TCP, UDP y SV

CONCLUSIONES

El modelo *Smart Grid* es un claro ejemplo de infraestructura crítica en la que la gestión del tráfico de datos es esencial para asegurar las prestaciones de la red. Con dicho objetivo, una plataforma basada en tecnologías SDN permite configurar los elementos de red a través de una interfaz común. Además, la arquitectura propuesta permite obtener una visión global de la topología y recursos disponibles y se beneficia de la programabilidad de las SDN, automatizando la configuración de recursos y aportando técnicas de diagnóstico de las condiciones de red. Así, usar un agente externo permite llevar a cabo el control dinámico de flujos con diferentes prioridades, incluyendo filtrado y catalogación de tráfico, balanceo de carga, o servicios de seguridad de red.

AGRADECIMIENTOS

El trabajo descrito ha sido producido en la Unidad de Formación e Investigación UFI11/16 financiada por la Universidad del País Vasco (UPV/EHU).

REFERENCIAS

- Li, F., Qiao, W. & Sun, H., 2010, Smart Transmission Grid: Vision and Framework, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 2, pp. 168-177.
- Framework for Cyber-Physical Systems, 2016, National Institute of Standards and Technology (NIST), Release 1.0. Available: https://pages.nist.gov/cpspwg/library/
- IEC/TR 61850-90-4, 2013, Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-4: Network engineering guidelines. Geneva, Switzerland.
- Ingram D., Schaub P., Campbell D., 2011, Multicast traffic filtering for sampled value process bus networks. Annual conference on IEEE industrial electronics society.
- Kim, H. & Feamster, N., 2013, Improving network management with software defined networking, Communications Magazine, IEEE, vol. 51, no. 2, pp. 114–119.
- Molina, E., Jacob, E., Matias, J., Moreira, N., & Astarloa A., 2015a, Using Software Defined Networking to manage and control IEC 61850-based systems. Computers and Electrical Engineering, 43:142–154.
- Molina, Matias, J., Astarloa A. & E., Jacob, E., 2015b, Managing path diversity in layer 2 critical networks by using OpenFlow. Network and Service Management (CNSM), International Conference on, 394–397.

[i] El modelo actual de información no es suficientemente completo como para representar la red de datos en detalle; por ejemplo, no es factible describir la topología física de la red.

ii Los servicios más exigentes requieren tiempos de transferencia inferiores a 3 ms (IEC/TR 61850-90-4, 2013).

iii Mininet permite la emulación de nodos finales y switches software mediante el uso de técnicas de virtualización de Linux (LXC).

OBJETIVOS Y RESULTADOS ALCANZADOS EN EL PROYECTO OSIRIS: OPTIMIZACIÓN DE LA SUPERVISIÓN INTELIGENTE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Mariano Gaudó, Responsable Infraestructura de Red Digital, Unión Fenosa Distribución
Fernando Salazar, Planificación de Expansión, Unión Fenosa Distribución
Mariano Miguélez, Diseño y Normalización de Red Digital, Unión Fenosa Distribución
Eutimio Sánchez, Director Proyectos Redes Inteligentes y Almacenamiento, TECNALIA Research & Innovation
José Ignacio Moreno, Profesor Titular, Universidad Carlos III de Madrid
Hortensia Amarís, Profesora Titular, Universidad Carlos III de Madrid
Gregorio López, Investigador, Universidad Carlos III de Madrid
Alberto González, Director Comercial, Telecontrol STM
Cristina Martínez, Directora Ingeniería de Aplicación, ZIV Metering Solutions
José Manuel Rodríguez, Director I+D, ORBIS TECNOLOGÍA ELÉCTRICA
David Domínguez, Consultor Senior, NEORIS

Resumen: Las *Smart Grids* introducen grandes retos en las redes de media y baja tensión, como la Generación Distribuida, el Vehículo Eléctrico o la gestión de la demanda. El objetivo del proyecto OSIRIS (http://proyecto-osiris.es/), financiado por MINECO dentro del programa Retos de Colaboración 2014-2016, es dar lugar a una nueva solución tecnológica que permita afrontar dichos retos con garantías, manteniendo el liderazgo de las redes de distribución españolas en cuanto a calidad de suministro se refiere. Este artículo presenta los principales resultados obtenidos en el proyecto, cubriendo aspectos tan importantes como el diagnóstico de redes de baja tensión, el análisis y simulación de redes de comunicaciones, el análisis y tipificación de incidencias, la mejora de la calidad y el análisis de pérdidas, o la normalización y el desarrollo de nuevo equipamiento.

Palabras clave: AMI, Big Data, Calidad, Cloud Computing, Normalización, OSS, PLC, Ruido, Simulación, Smart Grid

INTRODUCCIÓN

Las *Smart Grids* introducen grandes retos en las redes de BT (Baja Tensión) y MT (Media Tensión), como la penetración de Generación Distribuida basada en renovables y del Vehículo Eléctrico o la gestión activa de la demanda. El proyecto OSIRIS (http://proyecto-osiris.es/) pretende dar lugar a una nueva solución tecnológica que permita afrontar dichos retos con garantías, manteniendo el liderazgo internacional de las redes de distribución españolas en cuanto a calidad de suministro se refiere.

El proyecto OSIRIS ha sido financiado por MINECO dentro del programa Retos de Colaboración 2014-2016, por lo que termina a finales del año en curso. El objetivo de este artículo es dar una visión global del trabajo realizado, los objetivos alcanzados y los resultados obtenidos en el proyecto, proporcionando punteros donde pueda extenderse dicha información. Por lo tanto, el resto del artículo se estructura en dos grandes bloques. En primer lugar, se resume el trabajo realizado, organizado en base a las principales líneas de I+D acometidas en el proyecto. Para finalizar, se destacan los principales logros y resultados alcanzados en el proyecto, así como su contribución al estado del arte.

EL PROYECTO OSIRIS EN UNA CÁSCARA DE NUEZ

Diagnóstico de redes de BT

Los principales objetivos alcanzados en el marco del proyecto OSIRIS en relación con el diagnóstico de redes de BT pueden estructurarse en 3 grandes bloques. En primer lugar, se ha documentado una biblioteca de ruidos que afectan a comunicaciones PRIME (*PoweRline Intelligent Metering Evolution*), incluyendo ruidos reales, producidos en el LINTER (Laboratorio de Integración de Redes de Unión Fenosa Distribución) (SC205A/Sec0339/R, 2013), y normativos (EN 50065-1, 2011), (IEC CISPR15:2013, 2013), (IEC TS 62578, 2012). En segundo lugar, se ha desarrollado y puesto en marcha un entorno de laboratorio para producción y evaluación del efecto de señales ruidosas en redes de comunicaciones PRIME. La Figura 1 muestra dicho laboratorio y sus principales componentes. En tercer y último lugar, se ha desarrollado un algoritmo de estimación del estado de operatividad de la red de BT partiendo de los datos proporcionados por la AMI (*Advanced Metering Infrastructure*).

Más concretamente, dicho algoritmo toma las siguientes entradas: (1) la identificación del contador del usuario; (2) la base de datos del despliegue AMI que incorpora también estadísticas de comunicaciones concentrador-contador; (3) información georreferenciada de la topología eléctrica de la red de BT; y (4) elementos de la arquitectura AMI (contadores y supervisores de BT) mínimos seleccionados con criterios estadísticos (p.ej., nº vs. certidumbre). Como resultado, el algoritmo informa del área sin suministro, proporcionando la siguiente granularidad: contador detonante de la incidencia, fase dentro de la acometida, acometida en su conjunto, acometidas "aguas abajo", acometidas "aguas arriba", fase de la línea, o la línea en su conjunto.

Actualmente el algoritmo desarrollado se ha ejecutado de forma simulada y sin automatizarlo de forma integrada con los sistemas de Unión Fenosa Distribución. Dichas simulaciones han consistido en fallo en acometida completa y en contador monofásico individual para acometida con gran número de usuarios, obteniéndose resultados satisfactorios en ambos casos.

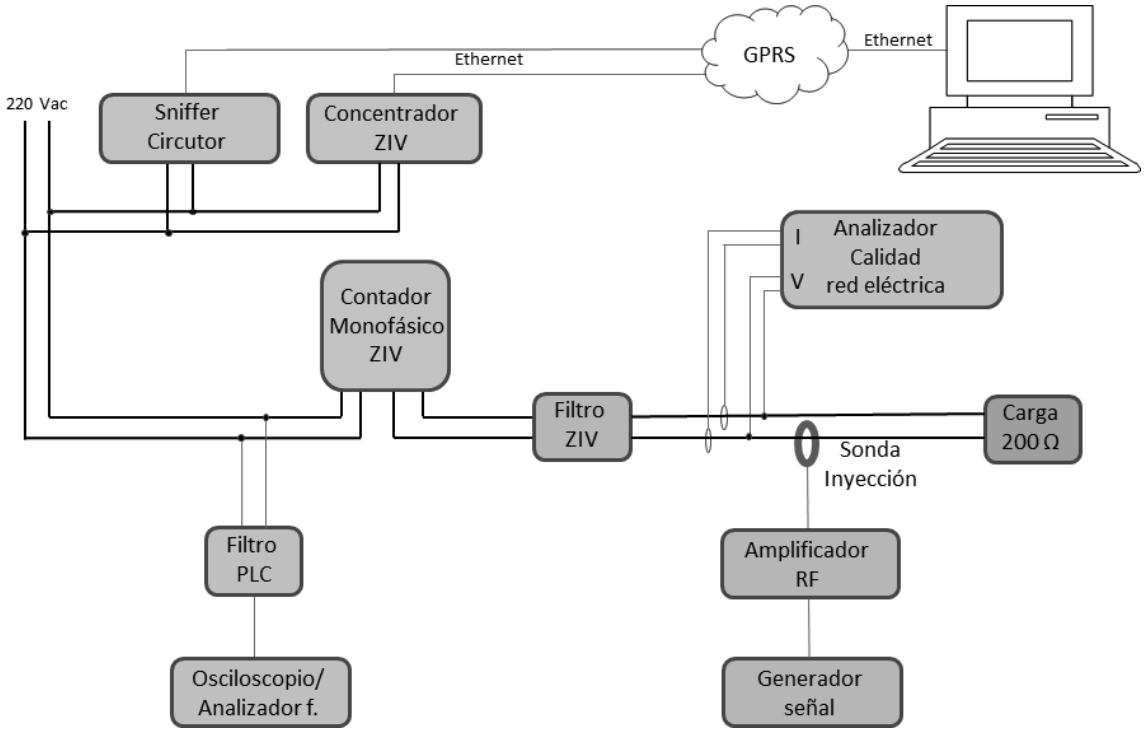


Figura 1. Esquema del laboratorio para pruebas de ruido, formado por: software de paso a dominio del tiempo, generador, amplificador, sonda de inyección, filtros, sonda de medida, osciloscopio y analizador de espectro

Herramientas de análisis y simulación de redes de comunicaciones

Otra de las principales líneas de investigación del proyecto OSIRIS se ha centrado en el desarrollo de herramientas punteras para análisis y simulación de redes de comunicaciones para *Smart Grids* (Seijo *et al.*, 2016). Más concretamente, se ha desarrollado una herramienta de análisis y una de simulación para redes PRIME y una herramienta de simulación para celdas MV-BPL. (*Medium Voltage – Broadband over Power Line*).

La herramienta web de análisis de redes PRIME *PRIME Analytics* pretende asistir a las distribuidoras eléctricas en el proceso de resolución de incidencias de comunicaciones en redes PRIME operativas. Tomando como entrada una serie de ficheros proporcionados por el concentrador, como informes de topología estándar (S11), ficheros de eventos de topología y ficheros con trazas de tráfico, *PRIME Analytics* proporciona una serie de gráficas que permiten realizar un análisis forense de una red PRIME con problemas de comunicaciones, identificando cuándo y dónde se producen dichos problemas.

Para la herramienta de simulación de redes PRIME se ha extendido la funcionalidad de *SimPRIME* (Matanza, 2013) y se ha desarrollado una interfaz web para la ejecución de simulaciones y la visualización de sus resultados. A través de dicha interfaz web pueden ejecutarse simulaciones en base a una topología lógica y unas probabilidades de error fijas o en base a la topología física de una red de distribución real especificada en formato *Shapefile*, lo que permite evaluar tanto el rendimiento de una red PRIME en un escenario hipotético como el funcionamiento de una red PRIME real, respectivamente. Por último, se ha desarrollado una aplicación web basada en Python (*SimBPL*) que permite configurar los principales parámetros técnicos que afectan a las comunicaciones en celdas MV-BPL y obtener medidas estadísticas del retardo de ida y vuelta de todos los nodos de una celda a la pasarela. Estas herramientas han sido y están siendo validadas con datos procedentes de redes reales y están disponibles junto con sus correspondientes vídeos demostrativos a través de la siguiente URL: http://panal.it.uc3m.es/.

Análisis y tipificación de incidencias

Para alcanzar los ambiciosos objetivos establecidos en el proyecto OSIRIS relativos al análisis y tipificación de incidencias, el desarrollo realizado en este ámbito se ha divido en 3 grandes bloques inter-relacionados: (1) segmentación de incidencias masivas; (2) priorización y aprendizaje; y (3) correlación de efectos en cascada.

En cuanto a la segmentación de incidencias masivas, para una correcta discriminación de los posibles orígenes de las incidencias, se ha tenido en cuenta cada uno de los elementos intervinientes en toda la cadena de comunicaciones entre el sistema de información y los contadores inteligentes (alimentación en CT, concentradores, *routers* y red de comunicaciones). Siguiendo la premisa de "Síntoma – Diagnóstico – Solución", se han identificado los puntos de control o datos de consulta para examinar el diagnóstico de las incidencias. Por último, con el fin de conseguir viabilidad en el tratamiento masivo de datos, se han agrupado las incidencias en función de los síntomas.

En cuanto a la etapa de priorización y aprendizaje, para posibilitar el tratamiento de los grandes volúmenes de información previstos, la herramienta *software* desarrollada se basa en la plataforma de *Big Data* Hadoop y está desplegada en la plataforma de *cloud computing* Microsoft Azure. Esta herramienta permite acceder simultáneamente a diferentes usuarios, cada uno con diferentes roles, para actualizar la información, ejecutar las métricas y algoritmos implementados, y consultar los resultados finales. Estos resultados se presentan en forma de tablas, gráficos y mapas de calor y permiten identificar los dispositivos que producen o sufren las incidencias, detectar ubicaciones con más porcentaje de incidencias, así como conocer los diferentes elementos definidos para el análisis de las mismas.

Finalmente, las variables gestionadas para los efectos en cascada son: (1) fabricantes de *routers* y concentradores; (2) modelos de *routers* y concentradores y (3) versiones *firmware* de ambos. Mediante la elección de cada una de estas variables, se pueden detectar los elementos afectados "aguas abajo" así como dimensionar la envergadura de la incidencia.

Calidad y pérdidas

Según la IEA (*International Energy Agency*), el objetivo de la *Smart Grid* es proporcionar un suministro eléctrico económicamente eficiente, sostenible, seguro y con bajas pérdidas y elevados niveles de calidad, lo que justifica que una de las principales líneas de trabajo del proyecto OSIRIS se haya centrado en el desarrollo de metodologías y procedimientos que sirvan de base para el análisis de pérdidas técnicas y, sobre todo, no técnicas, así como en algoritmos para detectar puntos de la red con problemas en la calidad del suministro.

Dentro de la línea relacionada con pérdidas técnicas y no técnicas, en primer lugar, se han analizado diferentes métodos para la asignación correcta de acometidas: (1) métodos probabilísticos para determinar el modelo de conectividad en redes de distribución radiales, basándose en la medida síncrona de la potencia activa consumida en cada cliente y en cada una de las salidas del transformador; (2) obtención del árbol de conectividad en redes monofásicas a partir de las medidas de sincrofasores; (3) identificación de la conectividad de cada abonado con la salida del transformador de distribución correspondiente, mediante inyección de señales PLC en el CT y algoritmos que identifican la fase a la que están conectados los clientes de una red mediante correlación cruzada de las series temporales de tensión medidas en cada uno de los clientes y en cada una de las salidas del transformador.

Asimismo, se ha desarrollado una metodología para cálculo de pérdidas técnicas en las redes de BT desde el sistema de telegestión. Para ello, ha sido necesario realizar los siguientes algoritmos y modelado de datos: (1) algoritmo de balance de cargas en redes de distribución; (2) algoritmo de cálculo de pérdidas técnicas; (3) algoritmo de estimación del consumo sin lectura disponible; y (4) modelado de la red de datos según la norma IEC61850. También se ha realizado un análisis estadístico para extrapolación de pérdidas basado en la estimación de las pérdidas técnicas mediante técnicas estocásticas. Para ello se ha realizado la caracterización de la demanda como un proceso estocástico consistente en generar un número elevado de escenarios de carga. Por último, se han definido indicadores de seguimiento para valorar la mejora de calidad, no tanto de suministro, pero sí de respuesta ante incidencias, dentro del fin último del proyecto de conseguir la mayor observabilidad de la red de BT y MT.

Aplicaciones avanzadas de supervisión

Dentro de lo que en el proyecto OSIRIS se ha venido a denominar aplicaciones avanzadas de supervisión, se enmarca principalmente el trabajo relacionado con lo que tradicionalmente se conoce en sistemas de telecomunicaciones como OSS (*Operations Support Systems*), que permiten el inventariado y configuración de equipos de comunicaciones, la provisión de servicios o la gestión de fallos en los mismos.En esta línea de trabajo, en primer lugar, se ha desarrollado un sistema de detección de dispositivos capaz de determinar la disponibilidad de todos los contadores inteligentes desplegados en la red, así como de los *router* que los gestionan. Este sistema se encuentra actualmente en fase de pruebas, habiéndose obtenido resultados favorables en la detección de dispositivos y la obtención de sus características en redes *Smart Grid* remotas.

En segundo lugar, se ha desarrollado la primera fase de un sistema de gestión, correlación y enriquecimiento de los eventos de dispositivos y alarmas, capaz de detectar comportamientos anómalos en dispositivos a fin de que se puedan abordar las acciones necesarias para el restablecimiento de los mismos, especialmente en lo referido a detección de fallos en un dispositivo específico, detección de manipulación de dispositivos y detección de incidencias genéricas.

Por último, se ha desarrollado la primera fase de un OSS centralizado que incluye 3 módulos funcionales principales: (1) gestión de inventario; (2) gestión de incidencias; y (3) módulo de *reporting*. El módulo de gestión de inventario contempla todos los dispositivos presentes en la red, en qué coordenadas de geolocalización se encuentran, fabricante, modelo, número de serie y versión de *firmware* instalada (con posibilidad de actualización remota), así como número de tarjetas SIM (*Subscriber Identity Module*) de las que dispone. El módulo de gestión de incidencias permite la apertura de *ticket* automáticos (para

incidencias generadas por el sistema de alarmas) y manuales y la gestión del ciclo de vida de las mismas. El módulo de *reporting* genera gráficas de actividad de los dispositivos que pueden ser filtradas por distintos criterios, como consumo, proveedor de SIM, datos enviados y recibidos, alarmas generadas, etc.

Normalización y nuevas soluciones

Por último, el proyecto OSIRIS también ha abordado un campo tan relevante en las *Smart Grids* como la normalización y el desarrollo de equipamiento que se adecúe a los nuevos requisitos y necesidades que presentan las redes de distribución de última generación. El trabajo llevado a cabo en este ámbito puede clasificarse en 3 líneas de actuación: (1) mitigación de los efectos del ruido; (2) detección de isla para escenarios con Generación Distribuida; y (3) mejora de equipos móviles de medida y análisis de red.

En cuanto al trabajo relacionado con la mitigación de los efectos del ruido, en primer lugar, se ha realizado una caracterización del ruido encontrado en la red de BT y se ha desarrollado un *software* de simulación en Matlab para calcular los parámetros que caracterizan dichas señales reales de ruido. Este *software* calcula y muestra las señales resultantes de dicha caracterización para poder evaluar la calidad de la parametrización realizada y concluir el método de caracterización a incluir en el *software* del contador. La caracterización se puede realizar empleando 3 métodos distintos: (1) detección de máximos; (2) percentiles y ancho de banda fijo; y (3) percentiles y ancho de banda dinámico.

Asimismo, se han establecido los requisitos técnicos y funcionales para un filtro PLC a instalar en los contadores inteligentes PRIME en aquellos casos que sea necesario. En base a dichos requisitos, se ha desarrollado un filtro programable para probar en todos los escenarios posibles (escenarios de ruido, tipo de contador, distancias, etc.) y concluir cual es la configuración óptima a normalizar. En cuanto a los métodos de detección de isla, se ha realizado un análisis del estado del arte (Teoh & Tan, 2011), (Bower & Ropp, 2002) y se han incorporado algunos de los métodos analizados (métodos pasivos) en el contador inteligente, aprovechando las capacidades que éste tiene actualmente y sin añadir coste al equipo, es decir, actuando únicamente sobre el *firmware* del contador. Concretamente, los métodos añadidos han sido: (1) detección de parámetros de red fuera de límites; (2) detección de salto de fase en tensión (PJD); (3) detección de salto en frecuencia (ROCOF); y (4) medida de calidad y presencia de señal PRIME.

En cuanto a la mejora de equipos móviles de medida y análisis de red, se ha desarrollado, como evolución del actual supervisor de baja tensión desplegado actualmente por Gas Natural Fenosa dentro del plan de sustitución de contadores, un equipo móvil, compacto y de bajo coste, con comunicaciones PRIME y 3G, cuya función es la monitorización y supervisión eléctrica de la BT con medida directa de tensión e indirecta de intensidad mediante *coil Rogowski* (UNE-EN 50470-3, 2007), (UNE-EN 62053-23, 2003). Se han realizado ensayos satisfactorios con este equipo en el Instituto Tecnológico de la Energía, donde se comprobó la viabilidad de medida directa de altas corrientes con precisión (1000 A). Además, se han realizado pruebas de campo para comprobar la viabilidad del dispositivo para asistir a acotar, localizar e identificar el origen de incidencias relativas a la calidad de suministro y a las pérdidas.

CONCLUSIONES

Este artículo presenta resumidamente los principales logros alcanzados en el proyecto OSIRIS, que acomete los principales retos tecnológicos y temas candentes de investigación de las redes de distribución eléctricas de las *Smart Grids*. Como queda claro a lo largo del artículo, dichos retos y temas candentes de investigación pueden agruparse en 3 grandes categorías: (1) calidad de suministro; (2) efecto del ruido en redes basadas en PLC, y (3) importancia de las TIC (Tecnologías de la Información y Comunicaciones). Y el proyecto OSIRIS realiza contribuciones al estado del arte en todas ellas. En cuanto a calidad de suministro se refiere, se ha desarrollado un algoritmo de estimación de estado de operatividad de la red de BT, se han analizado diferentes métodos para la asignación correcta de acometidas, se ha implementado una metodología para el cálculo de pérdidas técnicas, se ha realizado un análisis estadístico para la extrapolación de pérdidas, se han incorporado métodos de detección de isla en contadores y se ha desarrollado un equipo móvil y de bajo coste para medida y análisis de red.

Por otra parte, el ruido representa sin lugar a dudas el principal problema en redes PLC. En este sentido, se ha trabajo por un lado en la caracterización del ruido presente en este tipo de redes (biblioteca y *software* de caracterización utilizado para determinar el algoritmo a incorporar en los contadores). Asimismo, el laboratorio para generación y evaluación de ruido representa un recurso muy valioso para avanzar en esta área, permitiendo aprender de la experiencia de realizar pruebas en un entorno controlado. *PRIME Analytics* también puede permitir determinar fuentes ruidosas mediante el análisis forense de "evidencias" relativas a la evolución topológica y al tráfico cursado por estas redes. Y, por último, en el proyecto también se ha abordado una alternativa que podría solucionar en gran medida estos problemas, aunque también presenta sus inconvenientes: incorporar un filtro PLC en el contador.

El proyecto OSIRIS también ilustra la importancia de las TIC en las *Smart Grids*. Por un lado, las herramientas de análisis y simulación pueden acelerar la solución de problemas en redes operativas y asistir a las distribuidoras en nuevos despliegues, reduciendo costes de operación y despliegue y mejorando la calidad del servicio. La plataforma *software* desarrollada para el análisis y tipificación de incidencias ilustra la importancia de tecnologías punteras como *Big Data* y *cloud computing* para poder procesar los ingentes volúmenes de información que este tipo de infraestructuras generan en períodos de tiempo manejables. Por último, el desarrollo de OSS acometido en el proyecto pone de manifiesto la penetración y relevancia de las redes de comunicaciones en las infraestructuras de distribución eléctrica.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad a través del Programa Estatal de I+D+i Orientado a los Retos de la Sociedad dentro del proyecto OSIRIS (RTC-2014-1556-3). En la elaboración de esta comunicación también han participado: José Luis Vallejo y Fernando Martín (Unión Fenosa Distribución), Jon Anduaga e Ibon Arechalde (TECNALIA *Research & Innovation*), José Ángel Velasco, Miguel Seijo y Mario Sanz (UC3M), Óscar Martínez y Víctor Vecín (Telecontrol STM S.L.), Sergio Santos (ZIV *Metering Solutions*), Raul Calvarro (ORBIS), y Salvador Gallego y Raúl Vázquez (NEORIS).

REFERENCIAS

- Bower, W. & Ropp, M., "Evaluation of Islanding Detection Methods for Utililty-interactive Inverters in Photovoltaic Systems". SANDIA REPORT, 2002.
- EN 50065-1. "Signaling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances". 2011.
- IEC CISPR15:2013. "Limits and methods of measurement of radio disturbance characteristics of Electrical lighting and similar equipment". 2013.
- IEC TS 62578 Ed. 2 (22/199/CD, CISPR/B/536/DC). "Power electronics systems and equipment – Technical. Specification: Operation conditions and characteristics of active infeed converter applications including recommendations for emission limits below 150 kHz". 2012.
- Matanza, J.,"Improvements in the PLC systems for Smart Grids environments", October 2013.
- SC205A/Sec0339/R. "Study Report on Electromagnetic Interference between electrical equipment/Systems in the frequency range below 150kHz Ed.2". 2013.
- Seijo, M., López, G., Matanza, J., Moreno, J.I., "Planning and Performance Challenges in Power Line Communications Networks for Smart Grids", International Journal of Distributed Sensor Networks, 2016.
- Teoh, W. Y. & Tan, C. W., "An Overview of Islanding Detection Methods in Photovoltaic Systems", World Academy of Science, Engineering and Technology, Vol. 5, No. 10, 2011.
- UNE-EN 50470-3. "Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a). Parte 3: Requisitos particulares. Contadores estáticos de energía activa (índices de clasificación A, B y C)". 2007.
- UNE-EN 62053-23. "Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares. Parte 23: Contadores estáticos de energía reactiva (clases 2 y 3)". 2003

IOT, BIG DATA Y ANALYTICS OF THINGS EN UTILITIES Y SMART CITIES

Iain Stewart, Consultor Principal de Utilities y Smart Cities, EMEA
Marta Arias, Director de Utilities, Teradata España

Resumen: Todos estamos familiarizados con - o al menos hemos oído hablar de - el concepto de Internet de las Cosas (IoT). Pero ¿Cómo se proporcionan valor a las Utilities, a las ciudades, a la gente? El valor real se encuentra es en la búsqueda de nuevos insights en los datos que estos dispositivos IoT generan y comparten. En otras palabras, Analytics of Things. En Utilities y Smart Cities ya ofrecen algunos ejemplos prácticos de cómo los dispositivos y sistemas conectados están entregando beneficios reales hoy, y cómo podrían hacer aún más en el futuro alimentados por grandes volúmenes de datos y analítica asociada. En esta comunicación trataremos: Analytics of Things en acción en Utilities y Smart Cities; Ecosistema de apoyo analítico para explotar todas las nuevas posibilidades que IoT traerá consigo; y cómo madurará lo que conocemos por Analytics of Things. Todo esto se basa en los datos integrados y análisis avanzados, los factores clave que subyacen a todos los aspectos de las ciudades inteligentes y, en particular, el futuro de las Utilities dentro de estas ciudades.
Palabras clave: IoT, BigData, Smart Grid, Analytics, Digital, DWH, Optimización, Distribución

INTRODUCCIÓN

La Figura 1 muestra una Smart City con *Digital Utility* en su núcleo - sobre la base de una mejor comunicación y adopción del sensor que permite que todos estos elementos para interactuar de forma más eficaz para ofrecer un beneficio económico y social.

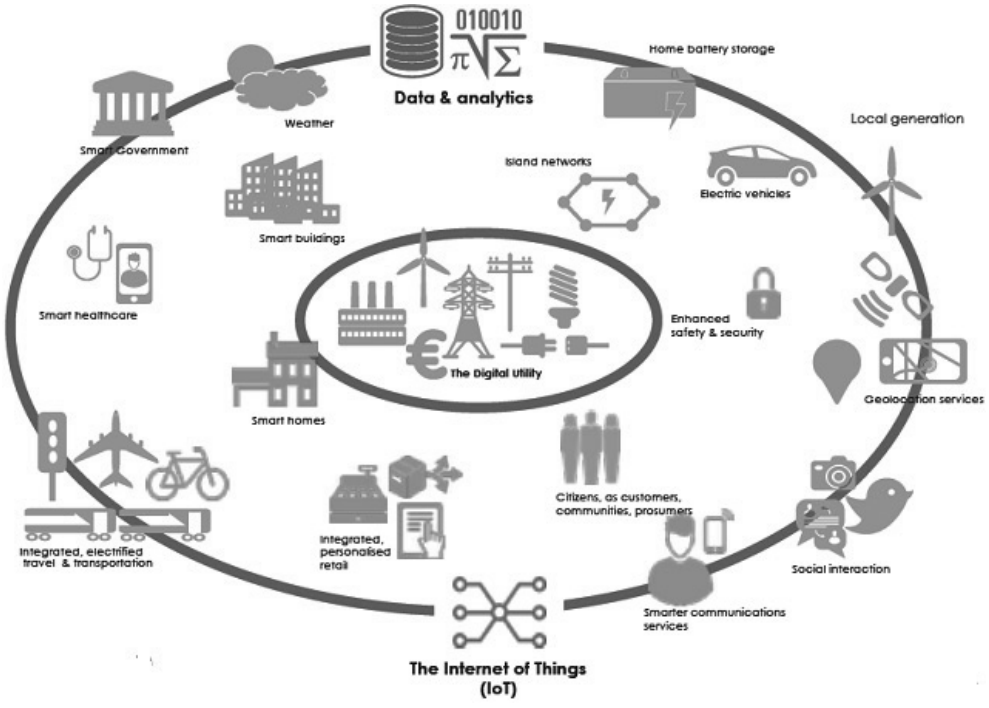


Figura 1. Digital Utility en Smart City

En respuesta y solo como teoría se podría decir ¿Qué aportan las Smart Cities? Ha sido la adopción de comunicaciones y sensorización de las industrias más tradicionales, desde la automoción, fabricación y por supuesto las Utilities. Pero, volviendo al riff principal de esta presentación se trata de mucho más que la simple conexión de las cosas por medio de sensores. A través de estas industrias la monetización de IoT

se basa en la *Analytics of Things* - estrellarse con conjuntos de datos creados por los bienes y las personas junto con otros conjuntos de datos para entender cómo existen y se comportan los ecosistemas, la comprensión de la lógica detrás de estos comportamientos con el contexto - y luego traducir esta idea los resultados que proporcionan un beneficio económico y social

CASO REAL 1: ANALYTICS OF THINGS EN ACCIÓN HOY EN UTILITIES

El uso de contadores inteligentes y los métodos de redes inteligentes para comprender y gestionar el consumo de energía, y desarrollar un sistema energético más eficiente es un gran ejemplo de *Analytics of Things* en acción. PG&E tiene autorizados para el periodo 2015-2017 la cantidad de 48,5 $ millones en concepto de financiación (EPIC projects) para el desarrollo y pre-comercialización de estrategias y tecnologías de energía limpia emergente en California, al tiempo que proporciona asistencia a los comercialmente viables. La Figura 2 se presentó en el Teradata Universe de China (2016) y muestra la analítica implementada y la planificada a través de la cadena de valor tradicional de Pacific Gas and Electric (PG&E) una de las tres principales Utilities en California.

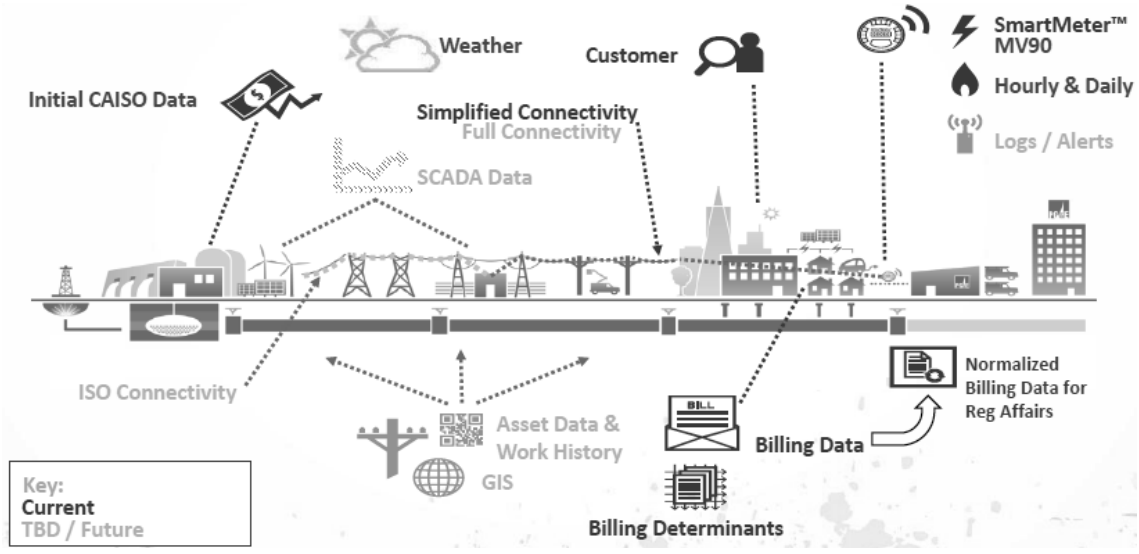


Figura 2. Elementos presentes y futuros en PG&E para su analítica global

Esto parece ser (y de hecho es) un caso de estudio de Utilities - pero con el punto anterior se trata de IoT y más importante aún *Analytics of Things* en acción hoy. PG&E ha juntado tres mundos paralelos ubicados en silos (retail, redes y generación) y los juntó como un solo ecosistema integral interactivo. En términos de "el cómo", esto sólo es posible porque los datos de los contadores inteligentes se integraron con los datos de la topología de red, datos de los sistemas de información geográfica, sistemas centrales de activos, sistemas de gestión de la red ... y la lista sigue. El almacén de datos integrado (DWH) se sitúa en el centro del análisis de los ecosistemas de PG&E para proporcionar a las personas de negocios y científicos datos de acceso a una rica visión única de los datos y, de sustentar la analítica de producción eléctrica centradas, por ejemplo, sobre el desglose de carga. Este es el IoT impulsado por la analítica. Sobre este concepto, PG&E ha abordado proyectos enfocados a la digitalización de la red: Fraudes de energía - usando varios algoritmos para proporcionar pistas de fraudes de energía, adopción de modelos geoespaciales para conocer el impacto en ingresos de la Generación Distribuida, aplazar las inversiones en activos de distribución mediante la identificación de los alimentadores con potencial para el uso de programas de DSM para reducir suficientemente la carga, etc. La diferencia es que todas las iniciativas compartían los mismos datos para el análisis al existir un ecosistema integrado y, además podían relacionar muy fácilmente datos de distribución o generación con datos de demanda.

CASO REAL 2: ANALYTICS OF THINGS EN ACCIÓN HOY EN UTILITIES

En Teradata Universe EMEA 2016 Enedis (anteriormente ERDF) habló de su estrategia de datos y cómo quieren ser cada vez más basadas en datos. Su estrategia de datos central se indica en la Figura 3 a continuación.

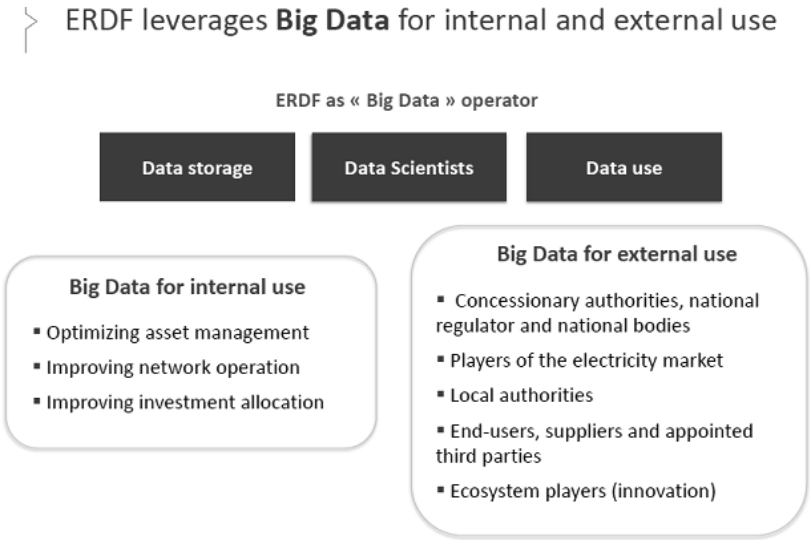


Figura 3. Visión de Enedis para Big Data

Enedis es ante todo un negocio activo de la red - pero entienden que evolucionan a lo que necesitan para utilizar los datos en un número de maneras. A la derecha de la figura 3 se esbozan convertirse en la utilidad digital mediante la integración de datos para ser utilizados por ellos mismos y otros en un ecosistema de analítica avanzada. El DWH de Teradata se encuentra en el centro de este ecosistema habiendo sido seleccionado como un elemento central del programa Smart Meter Enedis como explicó EDF R&D en el evento de Teradata Partners del año 2013, donde se describen el valor de la tecnología de la evaluación comparativa antes de la selección de almacén final y cómo fue todo el proceso.

A la izquierda de la figura 3 Enedis habla sobre el uso de análisis hoy en el núcleo de su negocio activo y, para una mejor planificación, mantenimiento y operación. En tanto EUW (European Utility Week) 2015 y nuevamente en 2016 Teradata Universe EMEA Enedis discutió una prueba inicial de concepto en esta área se centró en el mantenimiento preventivo de los transformadores AT / MT. Teradata es uno de los dos socios de la validación de nuevos métodos y tecnologías de análisis para descubrir patrones desconocidos en los datos para complementar lo que incluso el ingeniero más experimentado puede tener un aspecto a analizar. Una vez más, todo esto es sólo un ejemplo más de IoT y el análisis de los datos por ella en acción en Utilities de hoy.

CASO REAL 3: ANALYTICS OF THINGS EN ACCIÓN HOY EN SMART CITY

Analytic of Things es cada vez más importante entre más se mueve en el espacio de las ciudades inteligentes. Smart City Aspern es una nueva ciudad digital que se construye a partir de cero en las afueras de Viena bajo la dirección de Aspern Smart City Investigación (ASCR). Se contará con hasta 20.000 residentes y otros 20.000 hombres de negocios. En Teradata Universo EMEA 2016 Siemens - un importante cliente de Teradata (partner y lead partner de ASCR) hablaron de la importancia de la integración y análisis de datos en el contexto de este nuevo Smart City. Figura 4 enumera muchos de los elementos descritos en la figura 1 antes de Aspern específicamente - centrado en la optimización de esta nueva ciudad.

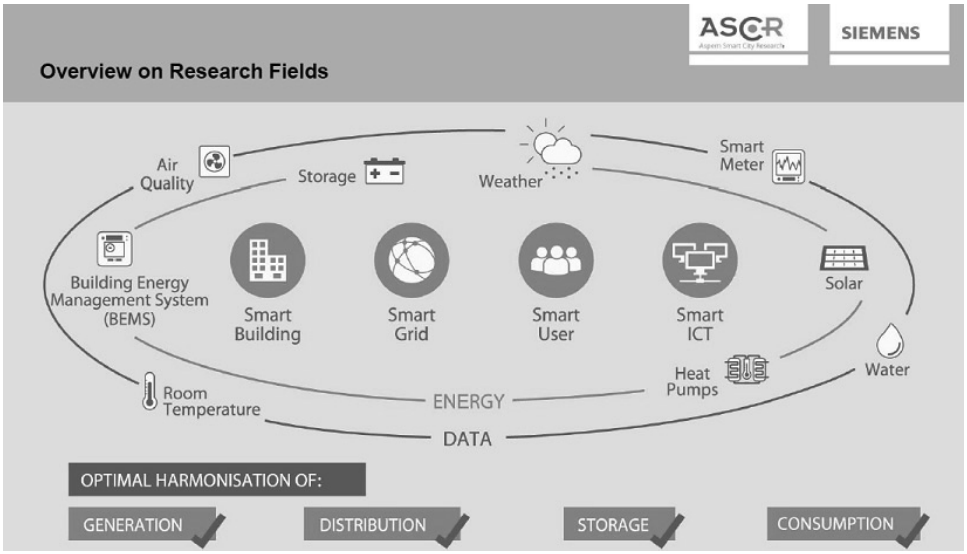


Figura 4. Líneas de investigación en ASCR

La ciudad está actualmente parcialmente construida y los primeros residentes se han mudado. En la Figura 5 se describen algunos casos de uso iniciales que se están implementando para apoyar el diseño inicial de la ciudad y la optimización del diseño para las fases futuras basadas en los datos creados por estos residentes iniciales.

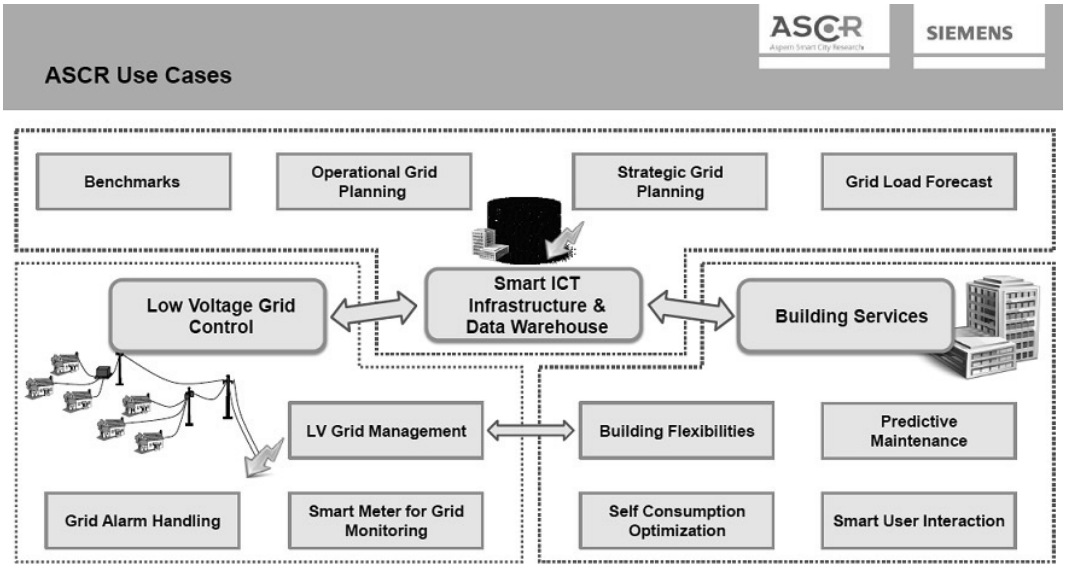


Figura 5. Casos de uso en ASCR

Una vez más - la clave que hay que destacar es que nada de esto es posible sin tomando los datos de los diversos elementos y activos en la Ciudad Inteligente y la combinación de ellos - de nuevo esto es la analítica de las cosas en acción. Un almacén de datos se implementa en el corazón de este programa en el laboratorio de diseño Siemens para recoger los datos generados durante el diseño y funcionamiento de la ciudad. Este entorno de laboratorio de I + D está disponible para aquellos diseño y operación de la ciudad. El impacto potencial del proyecto ASCR y los análisis avanzados en cuestión es tanto inmaterial y enorme. Juntos comienzan a entender cómo las ciudades digitales del futuro deben ser construidas y funcionan.

CONCLUSIÓN: EL SOPORTE DE UN ECOSISTEMA ANALÍTICO

La Figura 6 describe el Aspern el ecosistema de la premisa básica de los cuales es reunir a cualquier conjunto de datos útiles que se pueden utilizar para configurar de forma más inteligente de la ciudad, y los datos producidos por la ciudad y el diseño / proceso de construcción en sí en un solo lugar, en una visión integrada disponibles a todos. La clave aquí es este concepto único punto de vista - y este concepto no es nuevo. Se ha utilizado en silos tradicionales de la industria durante muchos años para impulsar el valor de los datos. Habilitado por el IoT, la *Analytics of Things* no es más que una adaptación de este enfoque que utiliza las nuevas fuentes de datos - y fusiona los conjuntos de datos que son aún más dispares que antes. Esto es difícil - pero se puede hacer, y lo más importante puede ser construido utilizando la experiencia acumulada en las Utilities y otras industrias tradicionales durante muchos, muchos años

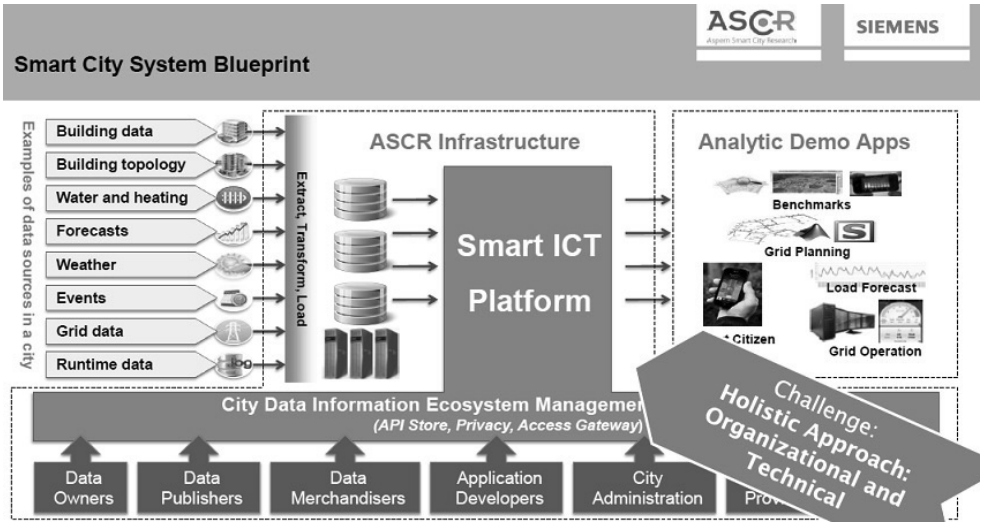


Figura 6. Arquitectura analítica en ASCR

Y desde una perspectiva utilidades pura - pensar en esta evolución desde su perspectiva. ¿Dónde estás ahora y dónde quieres llegar? La figura 7 muestra lo PG&E tiene en su lugar hoy.

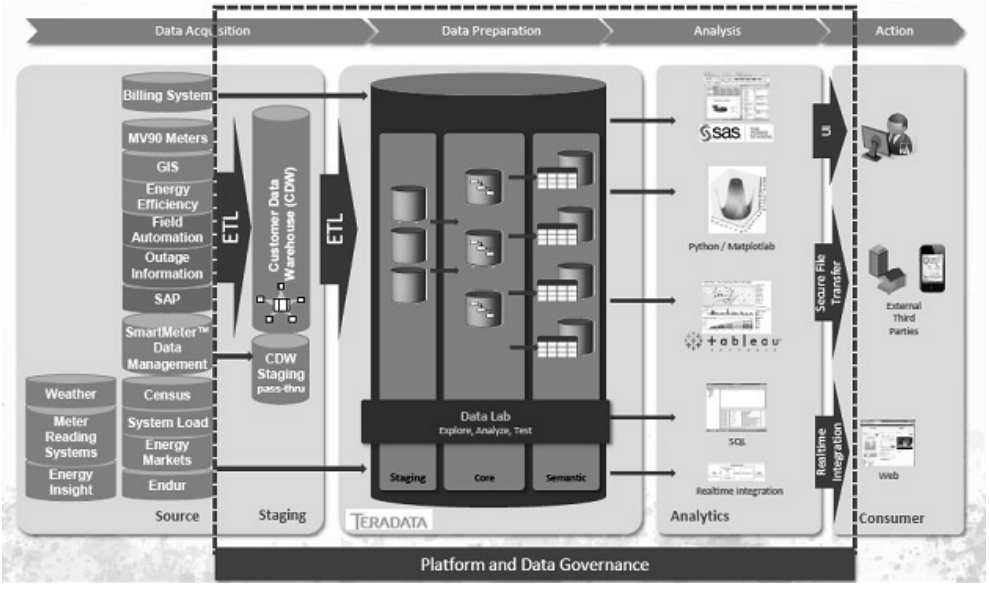


Figura 7. Arquitectura analítica en PG&E

El experto entre los que se tenga en cuenta que la premisa de este ecosistema no es demasiado diferente de la implementada por ASCR. PG&E son inteligentes - y al igual que Enedis consiguen que tienen que evolucionar no sólo cómo funcionan, pero lo que hacen para convertirse en la herramienta digital en el seno del ecosistema Smart Cities. Alguien tiene que ejecutar las redes inteligentes y el sistema energético global más amplia del futuro - al convertirse basadas en datos y construir un ecosistema utilidades ahora se asegurará de que son ellos los que va a hacer esto y potencialmente mucho más. Los *Analytics of Things* van a tomar Utilities en las Smart Cities espacios en blanco ya en juego.

PERSPECTIVAS FUTURAS, CÓMO EVOLUCIONARÁN LOS ANALYTICS

Analytic of Things desde una perspectiva de las Utilities pueden parecer difícil de entender - pero no lo es. Figura 8 habla de donde estamos hoy a la izquierda - nuevos sensores y una capacidad para almacenar datos, pero no mucho más. Viejos problemas en un nuevo mundo - que se limiten efectivamente por los mismos desafíos de datos grandes visto desde hace años. En el futuro la tecnología supera estas barreras y el valor de la analítica de las cosas simplemente explota.

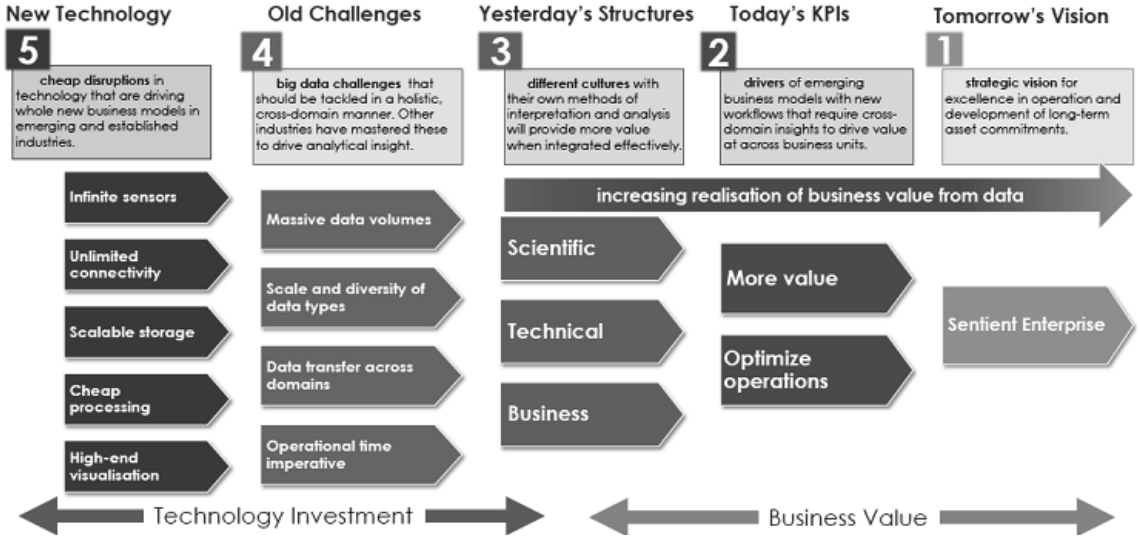


Figura 8. Evolución de Analytics of Things

Para concluir - tanto la IoT y *Analytic of Things* están todavía algo inmaduro. Pero ambos se aproximan rápidamente - Utilities se pueden subir al tren y prosperar o ignorarla. Comenzar por hacer las *Analytics of Things* para Utilities como PG&E o Enedis - y luego dirigirse a la Ciudad Inteligente y más allá.

REFERENCIAS

- Analytics at Pacific Gas and Electric. Presented at Teradata Universe China 2016 on 6th May 2016.
- Towards a Digital Electrical Grid. Presented at Teradata Universe EMEA 2016 on 20th April 2016.
- EMPOWER AGILE BI & ANALYTICS FOR UTILITIES WITH A TOTAL DATA APPROACH, presented at Teradata Partners 2013
- Metering and grid data management for grid optimisation and energy transition – a raising role for DSOs. Presented at European Utilities Week 2015 on 4th November 2015.
- Urban Data Analytics in Vienna's Smart City Aspern. Presented at Teradata Universe EMEA 2016 on 20th April 2016.

ANÁLISIS DE INICIATIVAS "GRID 2.0" Y LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDA. ESQUEMAS DE PRECIOS

Alberto Quintanilla Cabañero, CTO, Smart & City

Resumen: Esta comunicación analiza cómo la mayoría de las fuentes de energía alternativas y renovables se están introduciendo a nivel de Distribución, y por qué esto tiene sentido en términos de LCOE de las diferentes tecnologías. Esta introducción está motivando un cambio en el paradigma de la Energía Eléctrica, modificando los modelos de negocio. Hay varias administraciones estadounidenses que están liderando este cambio con sus iniciativas. Desarrollamos varias de ellas, enfocándonos especialmente en las estrategias de precios, cómo son actualmente (por ejemplo "net metering") y a qué deberían tender ("net value", precio marginal locacional). Se estudia el caso de la operadora texana ERCOT y sus propuestas en este sentido.

Palabras Clave: Generación Distribuida, Grid Edge, Grid 2.0, Smart Cities, Renovables, Balance Neto, Precio, LCOE

INTRODUCCIÓN: GRID EDGE Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Hace pocos años, la Generación Tradicional basada en combustibles fósiles dominaba el mercado y atraía enormes inversiones. Actualmente, el mix energético en la mayoría de países está evolucionando hacia un incremento de las energías renovables en una carrera por declararse libre de emisiones.

Inicialmente esta tendencia estaba motivada por la concienciación sobre el medio ambiente. Ahora, con tecnologías más maduras, las razones son también económicas. Se está alcanzando la paridad de red, el punto en el que estas tecnologías limpias se convierten en más baratas que las convencionales (Lazard, 2014).

El hecho de que las fuentes de Energía Renovable puedan conectarse cerca de las cargas y en forma de pequeñas instalaciones cambia completamente la perspectiva. Por ejemplo, en Estados Unidos aproximadamente el 50% de las instalaciones fotovoltaicas construidas a principio de 2015 eran residenciales y comerciales (GTM Research, SEIA, 2015). El escenario de generación centralizada, transmisión y distribución eléctrica se está transformando en un mundo distribuido y descentralizado donde todo el mundo puede ser productor: Generación Distribuida, Grid Edge o Grid 2.0.

La Generación Distribuida (Distributed Generation, DG) se refiere a tecnologías de generación o almacenamiento de energía a pequeña escala conectada cerca de los consumidores. Estas tecnologías incluyen la Energía Solar (típicamente fotovoltaica en tejados), pequeños sistemas eólicos, microturbinas y baterías. Pero también hay prácticas como la Eficiencia Energética en edificios, la Gestión de la Demanda y el despliegue del Vehículo Eléctrico dentro de este nuevo paradigma.

Las ciudades suponen la mayoría del consumo eléctrico, y por tanto muchos clientes de las compañías eléctricas introducen DG. Las estrategias de Smart Cities normalmente incluyen programas de eficiencia energética o introducción de renovables. Por tanto, las ciudades están llamadas a ser actores de primer orden en la modernización del mercado. Universidades, Institutos de Investigación o Data Centers, todos ellos paisajes urbanos son escenarios típicos de la DG, pero también los barrios residenciales.

En este contexto se crean multitud de nuevas oportunidades, pero también hay que enfrentar algunos desafíos: pueden comprometerse la Estabilidad y Disponibilidad del suministro de energía en presencia de multitud de puntos de generación distribuidos; nuevos Modelos de Negocio variarán la posición relativa en el mercado de los agentes actuales, mientras se abren oportunidades para la innovación o la agregación de servicios por parte de nuevas compañías; sin embargo, la preocupación principal será la adopción de nuevas Estrategias de Precios.

FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA: MÁS ALLÁ DEL BALANCE NETO

La mayoría de sistemas de tarificación de la energía fueron diseñados antes de la introducción de la DG. El negocio de la energía se basaba en que el flujo de la energía era siempre en la misma dirección, desde las plantas de Generación a través de las redes hasta llegar finalmente a los clientes. Sin embargo, en el nuevo paradigma la energía fluye en ambas direcciones. El desarrollo de nuevas tecnologías y prácticas energéticas habilita además unas tarifas más granulares y cercanas a los verdaderos costes energéticos.

Objetivos de un nuevo esquema de precios

Se prevé que las tecnologías de DG prácticamente no tengan competencia en el plazo de unos pocos años (Bronski, y otros, 2015), haciendo urgente el desarrollo de tarifas más exactas. Los objetivos a cumplir deberían ser:

- Actualmente, los costes de red incluyen la amortización de las inversiones requeridas para la construcción de las líneas y las subestaciones de distribución, los recursos de generación dimensionados para asegurar un 100% de disponibilidad, estabilidad y calidad de servicio, y los costes de operación y mantenimiento (por ejemplo, el combustible). En principio, si estamos incluyendo nuevos usuarios en la red con capacidad para inyectar o consumir menos energía, nuestra estrategia de precios debería ser capaz de **cubrir el coste incremental** de ampliar la infraestructura necesaria para mantener la calidad del servicio.
- **Evitar el abandono de la red** por parte de los clientes, para asegurar la viabilidad y equidad del sistema. Los *early adopters* de la DG pueden encontrar más ventajoso desconectarse de la red con generadores autónomos y almacenamiento, así que los gastos fijos se repartirían entre menos usuarios, incrementando sus facturas y eliminando los rendimientos crecientes. Con el tiempo, los más desfavorecidos no podrán soportar los costes, realimentando una **espiral de la muerte** con precios incrementándose y el número de usuarios reduciéndose hasta llegar a la inviabilidad del sistema (Beato, 2000).
- Al mismo tiempo, es conveniente fomentar tecnologías limpias y procedimientos respetuosos con el Medio Ambiente, y modelos económicos más sostenibles.

Herramientas actuales

- **Incentivos y subsidios**: Consisten en forzar a las compañías a comprar la energía de un tipo específico a unos precios normalmente incentivados por la Administración pública. Se corre el riesgo de integrar recursos en la red sin atender a las consecuencias para su estabilidad (Smith, 2013). En algunos casos esto ha llevado a desequilibrios en los mercados, y situaciones de cancelación a posteriori han causado daños aún mayores a los inversores (Trabish, 2014)..
- **Impuestos y tasas**: los cargan algunos países a la DG, para compensar las infraestructuras que disfrutan los propietarios y que sin embargo no contribuyen a sufragar, al no pagar las tasas asociadas al consumo. Si no se aplican con cautela, pueden empujar a los usuarios fuera del sistema al resultarles más económico añadir almacenamiento y cierta potencia extra.
- **Balance neto**: la energía consumida se añade a la medida del contador y la producida se extrae, de forma que la cifra final es el balance de ambas. Este es el enfoque más frecuente para las compañías que actualmente admiten DG, y la modalidad más solicitada donde no es así. El gran inconveniente es que ignora la diferencia de costes de producción entre distintas horas.

Hacia otros esquemas

Como mencionábamos más arriba, la visión actual de la Industria requiere altas inversiones para adecuar la red a nuevos usuarios. Sin embargo, acorde a experiencias previas (Tweed, 2014) es posible minimizar

el coste incremental de las infraestructuras, o incluso transferir este coste a los propietarios de la DG con políticas adecuadas. Esto también mejora aún más la percepción de los usuarios hacia este tipo de tecnologías.

Por otro lado, hemos visto en el apartado anterior como las políticas de Balance Neto son atractivas para los promotores de DG, pero no para las Compañías Eléctricas. Esquemas más sofisticados podrían satisfacer simultáneamente a ambas partes. El e-Lab (Glick, Lehrman, & Smith) aconseja como incrementar esa sofisticación de las tarifas a lo largo de tres ejes:

- Separación por **servicios**: cambiar de un precio monolítico a una estructura que distinga entre energía, servicios auxiliares y otros componentes.
- Granularidad **temporal**: cambiar de precios fijos a tarifas que tengan en cuenta los aspectos temporales de la generación y el consumo de energía.
- Granularidad **espacial**: cambiar de un precio que trata igual a todos los clientes independientemente de su posición en la red a otro que reconozca que su situación impacta el coste de suministrarles energía (y por tanto, el beneficio potencial de la DG)

NUEVOS PARADIGMAS EN LA DISTRIBUCIÓN

Nueva York "Reforming the Energy Vision"

El Estado de Nueva York ha comenzado un proceso para darle forma a la futura red de distribución a nivel de mercado y redefinir el papel de sus participantes, llamado "Reforming the Energy Vision" (REV), que aboga por emprender las siguientes acciones:

- La creación de una (o varias) **Plataformas de Sistema Distribuido** (DSP) responsables de integrar la DG. La DSP además proporcionaría el interface entre el sistema convencional de venta al por mayor de energía y los mercados de usuarios finales que incluyen consumidores pero ahora también generación y servicios energéticos. Una DSP sería una plataforma flexible y competitiva en la que puedan florecer múltiples tecnologías y servicios, que fomenten un mercado para monetizar el valor del sistema y habiliten el compromiso activo de los clientes.
- **Transparencia y Open Data**
- Un sistema nuevo para retribuir las inversiones. Los mercados en una DSP necesitarán para funcionar enviar **señales claras en el precio sobre los beneficios y los costes que no se monetizan actualmente**. La REV aconseja que se contabilicen los beneficios y costes de todo tipo para las inversiones en la red, las operaciones diarias y en general todos los programas de las compañías eléctricas. La generación de estas señales empujará a las empresas **desde su modelo actual de beneficios basados en las tarifas hacia otro de beneficios basados en el mercado**. Inicialmente, estos beneficios podrían estar en parte basados en nuevos incentivos orientados al buen desempeño (*earnings impact mechanisms*, EIMs) para alcanzar objetivos como reducción de la demanda pico, eficiencia energética, compromiso de los clientes, facilidad de acceso a la información, acceso universal o interconexión de los sistemas.

Como resultado de la implementación de una DSP, el Estado de Nueva York espera la aparición de nuevos modelos de negocio que intenten cubrir sus objetivos.

California

California es uno de los Estados más avanzados en cuanto a la regulación y la creación de estructuras de mercado orientadas a la integración de DG en la red.

- El Operador del Sistema (**California Independent System Operator,** CAISO) está creando la figura del **Proveedor de Recursos Distribuidos de Energía** (DERPs) (John, California's Plan to Turn Distributed Energy Resources Into Grid Market Players, 2015), y un conjunto de normas para que estos puedan

agregar y despachar recursos de DG para servir a los mercados que hasta ahora solo estaban abiertos a instalaciones de gran escala. En particular, CAISO ha esquematizado un **esquema de precios basado en nodos**.

- La Comisión de Empresas de Servicios Públicos (California Public Utilities Commission, CPUC) a su vez ha hecho público un código donde hace obligatorio a las compañías eléctricas bajo su jurisdicción crear **Planes de Recursos Distribuidos** (DRP), cuya parte clave son los **Análisis de Capacidad de Integración**. En la práctica, estos son mapas donde cada compañía muestra la capacidad de su red para asumir generación y consumo, de forma que puedan evaluarse los beneficios de los recursos distribuidos, y que su despliegue siempre sea equilibrado.

Integración de Generación Distribuida en Texas

La distribuidora texana **ERCOT** está considerando tres tipos de integración para los recursos de DG (John, Texas Mulls New Grid Markets for Aggregated Distributed Energy Resources, 2015). Todas ellas incluyen la posibilidad de agregarlos en bloques más grandes de producción. Algo muy interesante de ERCOT, que posibilita esta integración, es la implementación de un esquema de **Precio Marginal Locacional** (LMP) en tiempo real y accesible. El precio de entregar la energía en cada uno de los cientos de de puntos donde ERCOT calcula el LMP se actualiza continuamente y puede consultarse por el público.

- **DER Minimal** es básicamente un Balance Neto con algunas mejoras. El precio está basado en el Punto de Acuerdo de la Zona de Carga, un valor medio en la zona del Estado donde estén situados los recursos, de las 4 zonas en que ERCOT lo divide.
- **DER Light** da el paso de pagar a la DG agregada el LMP por la energía que exporta. Este precio puede ser mayor o menor del precio medio de la Zona de Carga, pero tiene la virtud de estar más íntimamente relacionado con el valor de esa energía para la red en el momento en que es generada.
- **DER Heavy** supone otra capa adicional de beneficios potenciales, al permitir a los operadores de DG agregada participar en los mercados de servicios auxiliares, no disponibles para las versiones anteriores.

El precio en DER Light

El precio en los **Puntos de Precio Marginal Locacional** para los comercializadores se determina en tiempo real basándose en el coste marginal de suministrar un kWh de energía en ese punto, en lo que se denomina un **esquema nodal de precios**.

Para cualquier punto, el coste de la energía suministrada será:

Coste = Costes Fijos de Generación (Inversión) +

+ Costes Fijos de Distribución (Inversión en Red, Estabilidad y Disponibilidad) +

+ Costes Variables de Generación ($/kWh) * kWh * (1 + Pérdidas (kWh/km) * km)

Para un escenario convencional, podemos simplificar infiriendo que los costes se incrementan con la distancia entre el Generador que suministra la potencia y el punto de LMP. En realidad es un poco más complicado, ya que la solución a una red nodal es compleja y depende de otros factores como la congestión en la red. La DG típicamente suministra la potencia localmente y evita las pérdidas y la congestión, por lo que 1 kWh generado en la localización del consumidor evita la generación de más de 1 kWh para el operador del sistema.

El coste de la DG en el caso general, por ejemplo para el propietario de una instalación fotovoltaica en el tejado de casa, no tiene componente variable. Por simplicidad, podemos suponer que dicho coste fijo es el **Coste Nivelado de la Energía** (LCOE) determinado para esa instalación al construirla.

Coste = Costes Fijos de Generación = LCOE

En un escenario simple, con una fuente de energía centralizada y una única línea de distribución con varios LMPs.

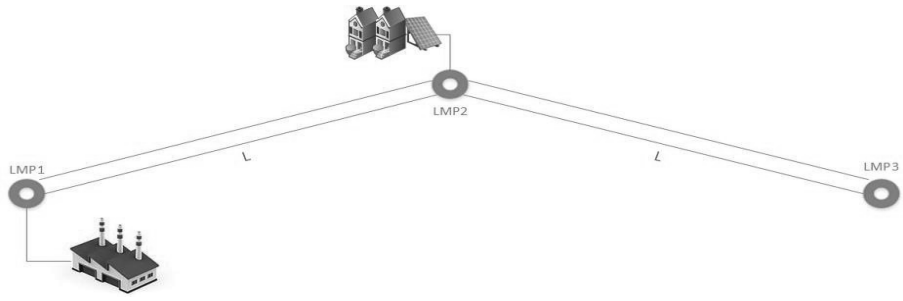


Figura 1. Red esquemática de 3 nodos LMP

El coste marginal de la generación convencional se incrementa con la distancia, alcanzando un punto donde se sitúa por encima del LCOE de una instalación fotovoltaica doméstica. El precio ofrecido a los usuarios acogidos a DER Light más allá de este punto por tanto estará por encima de su LCOE (por tanto, reduciéndolo en la práctica) y les resultará atractivo participar, y a ERCOT más barato que comprar de la planta convencional. Por supuesto, esta situación es variable con el tiempo, resultando en horas del día en las que algunas tecnologías de DG tendrán ventaja evacuando a la red y otras no.

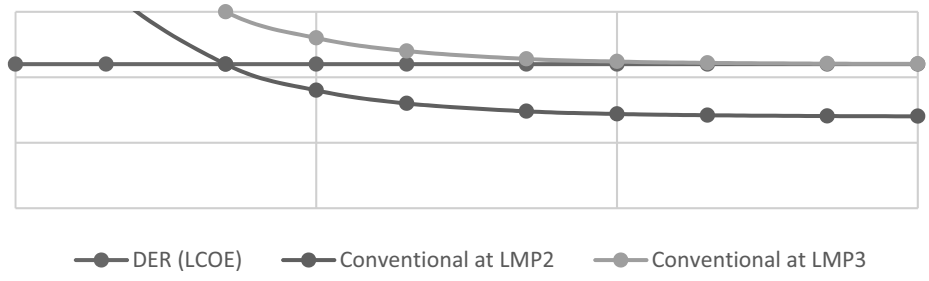


Figura 2. Coste por kWh entregado

Teóricamente, se alcanzaría un punto donde el coste marginal es tan alto que a ERCOT le resultaría mejor invertir en nueva infraestructura (otra planta de generación más cercana). Veremos en el siguiente apartado si este es realmente el punto de decisión para nuevas inversiones, o si estas pueden retrasarse aún más.

DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN

¿Tiene sentido invertir en pagos a la DG más allá del punto donde los costes marginales podrían reducirse con nuevas infraestructuras?

- Como hemos visto, estos pagos **incrementan el compromiso** de los propietarios de DG con la red al recibir las señales de precio adecuadas.
- Además, **favorece el bienestar común**, al intercambiar capital invertido por los costes variables de comprar energía.
- **Se minimiza el riesgo en inversiones** gigantescas realizadas de una sola vez, se transfiere parte a los propietarios de la DG y se comparte entre pequeñas ampliaciones paulatinas de la capacidad de la red.

El diseño de precios basado en el LMP está en línea con las recomendaciones del e-Lab sobre la granularidad en tiempo y localización. La separación entre los diferentes productos disponibles para los agregadores y propietarios de DG también supone una limitada separación de servicios. Sin embargo, en

DER Light la granularidad reside solamente en el lado de la compra de la energía, al valorar el precio que la Compañía paga, pero su beneficio para los clientes finales se diluye. Esto significa que el Balance Neto se ha perfeccionado, pero no llega a ser un esquema completo de Valor Neto, al estar el precio de la energía importada solo ligeramente conectado todavía con su coste real.

Además, el mecanismo para hallar el precio, aunque es transparente, no implica un mercado abierto y el distribuidor tiene una posición dominante. Los precios no tienen conexión con cambios en el lado del suministro de Generación Distribuida, y solo de forma indirecta con la demanda. Aunque esto no es intrínsecamente negativo, tiene algunas desventajas para los usuarios y los agregadores de DG:

- En principio, los precios solo los controla una parte del suministro, los generadores convencionales. Los clientes no se benefician de la reducción de precio que provoca el aumento de oferta.
- La demanda puede subir los precios por la congestión de líneas y generadores, pero esto no afectaría la capacidad de la DG local para suministrar energía, de forma que ese incremento de precio es artificial. Esto ocurre porque los precios en DER Light no se fijan en un proceso de oferta y demanda, sino que es la distribuidora quien los determina.

AGRADECIMIENTOS

Mi más profundo agradecimiento a Paulina Beato y Óscar García Suárez por su inestimable ayuda.

REFERENCIAS

- Beato, P. (2000). Cross Subsidies in Public Services: Some Issues. Inter-American Development Bank. IFM Publications.
- Bronski, P., Creyts, J., Crowdis, M., Doig, S., Glassmire, J., Guccione, L., . . . Touati, H. (2015). THE ECONOMICS OF LOAD DEFECTION. Rocky Mountain Institute, Homer Energy.
- Glick, D., Lehrman, M., & Smith, O. (s.f.). RATE DESIGN FOR THE DISTRIBUTION EDGE. Electricity Innovation Lab. Rocky Mountain Institute.
- GTM Research, SEIA. (2015). US Solar Market Insight Report, Q1 2015.
- John, J. S. (12 de June de 2015). California's Plan to Turn Distributed Energy Resources Into Grid Market Players. Recuperado el August de 2015, de http://www.greentechmedia.com/articles/read/californias-plan-to-turn-distributed-energy-resources-into-grid-market-play
- John, J. S. (5 de June de 2015). Texas Mulls New Grid Markets for Aggregated Distributed Energy Resources. Recuperado el August de 2015, de http://www.greentechmedia.com/articles/read/texas-looks-to-distributed-energy-resources-as-market-players
- Lazard. (2014). Levelized Cost of Energy Analysis, version 8.0.
- Smith, R. (2013, February 26). California Girds for Electricity Woes. Retrieved August 2015, from http://www.wsj.com/articles/SB10001424127887323699704578328581251122150
- Trabish, H. K. (2014, January 13). Solar's Faceoff: Feed In Tariff Versus Net Energy Metering. Retrieved August 2015, from http://www.theenergycollective.com/hermantrabish/326831/solar-s-faceoff-feed-tariff-versus-net-energy-metering
- Tweed, K. (17 de July de 2014). Con Ed Looks to Batteries, Microgrids and Efficiency to Delay $1B Substation Build. Recuperado el August de 2015, de http://www.greentechmedia.com/articles/read/con-ed-looks-to-batteries-microgrids-and-efficiency-to-delay-1b-substation

PATROCINIO PLATA:

