FutuRed

I EDICIÓN CONGRESO DE
REDES INTELIGENTES
DICIEMBRE 2022 - FUTURED

LIBRO DE COMUNICACIONES

Organizadores

ITE INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LA ENERGÍA

circe

Apoyo institucional

GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN

Ciemat Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

Patrocinador

Schneider Electric

CIEMAT Av. Complutense, 40, Madrid

Media Partners

energética

IEBS Digital School

Entidad colaboradora

enerTIC

INTRODUCCIÓN

Vivimos tiempos convulsos e inciertos, consecuencia acumulada de las secuelas económicas y sociales que ha dejado la pandemia y de los efectos geopolíticos de la invasión de Ucrania, que han desencadenado alzas de precios de materias primas, fuertes tensiones de suministro de componentes, y una inflación desbocada en Europa con especial reflejo en el alza sin precedentes en los precios de la energía.

Europa está reaccionando en diversos frentes y, en especial en lo referente a la energía, con un objetivo claro: alcanzar cuanto antes la mayor independencia energética posible, mientras se desarrolla el mayor proceso de cambio motivado por la Transición Energética.

Esta reacción se ha concretado en el **Plan RePowerEU**, que asigna a las redes eléctricas un papel crucial incrementando significativamente el nivel de ambición y las inversiones que requieren, como factor imprescindible para alcanzar lo más rápidamente posible una mayor integración de generación renovable y una mayor electrificación de la demanda.

Desde España, la Transición Energética se concreta en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el cual establece unos objetivos claros y ambiciosos en materia energética y de sostenibilidad, y que debe servir como acelerador del cambio que sitúe a España como claro ejemplo de transición.

Esta transición se ve claramente en España, donde las energías renovables a cierre de 2021 representan el 56% de la capacidad de producción nacional, alcanzando una cuota de generación cercana al 47%, un 10% más que el año anterior, y registrando su mayor participación en el *mix* de generación desde que existen registros, según el Informe del Sistema Eléctrico Español de 2021 de Red Eléctrica de España.

Este incremento nos acerca cada día más a uno de los hitos intermedios del PNIEC: el de alcanzar para el 2030 el 74% de la generación eléctrica de origen renovable. Este importante reto encuentra un aliado clave para conseguir los objetivos propuestos, que es la **puesta en valor de la flexibilidad a lo largo de toda la cadena energética**.

La coyuntura actual viene a evidenciar más que nunca que **invertir en la innovación en redes eléctricas, por encima de cualquier otra consideración, es invertir en el futuro de nuestro país**.

En este contexto, quiero remarcar el **importante el papel de FutuRed,** Plataforma Tecnológica de Redes Eléctricas de España**, como punto de encuentro y de referencia de la administración, empresas eléctricas, proveedores, centros tecnológicos, academia y demás integrantes del sector,** para permitirnos seguir promoviendo el desarrollo tecnológico de las redes eléctricas en conexión con todos los usuarios de las mismas, así como el desarrollo de conocimientos y de la capacidad industrial españoles, tanto a nivel nacional como internacional.

El **Congreso de Redes Inteligentes es una cita de gran importancia** donde se combinan la difusión de resultados de los proyectos innovadores más punteros y representativos, con la exposición de aspectos relevantes del contexto social y político y la necesaria interconexión entre los distintos agentes. Entre los aspectos de contexto, en esta ocasión, se destacan nuestra situación respecto a la flexibilidad, a las relaciones internacionales y ante la innovación más disruptiva que realizan las *startups*.

Finalmente me queda agradecer a los que han hecho posible este evento, CIEMAT como anfitrión, SCHNEIDER como patrocinador, el Comité Técnico que realiza la validación y valoración de las comunicaciones, los autores de las comunicaciones, así como los ponentes y los organizadores del Congreso.

Un cordial saludo

Madrid, diciembre 2022

Raúl Suárez

Presidente de FutuRed

MIEMBROS DEL COMITÉ TÉCNICO

- **Guillermo Amann Aldecoa,** AFBEL / T&D Europe
- **Francisco Barceló Barceló,** Schneider Electric
- **Irene Bartol Mir,** ASEME
- **Alicia Carrasco Carrasco,** ENTRA / Olivo Energy
- **Rafael del Río,** AEDIVE
- **Mª Eugenia Díaz García,** SERCOBE
- **Baldomero García Galán,** Red Eléctrica
- **Enrique García García,** i-DE Redes Eléctricas Inteligentes
- **Fernando García Martínez,** FutuRed
- **Juan María García Espinosa,** Ingeteam
- **Mariano Gaudó Navarro,** UFD
- **Juan Pablo González Gutiérrez,** ITE - Secretaría Técnica de FutuRed
- **David González Jouanneau,** Red Eléctrica
- **Jorge Haya Peña,** Ingeteam
- **Óscar Izquierdo Monge,** CEDER-CIEMAT
- **José Javier Larrañeta Ibáñez,** Plataforma Tecnológica Española de Seguridad Industrial
- **Miguel Lorenzo Sotelo,** ELEWIT
- **Begoña Molinete Cuezva,** Cluster de Energía del País Vasco
- **Enrique Morgades Prat,** CIRCE - Secretaría Técnica de FutuRed
- **Javier Pérez Pastor,** COIIM
- **Milan Prodanovic,** IMDEA Energía
- **Rosalía Rivas Saiz,** Red Eléctrica
- **Javier Rodríguez Roncero,** AFCE
- **José Emilio Rodríguez Seco,** Tecnalia
- **Miguel Ángel Sánchez Fornié,** IIT ICAI Universidad Comillas
- **Paloma Sevilla García,** AELĒC
- **Ángel Silos Sánchez,** Schneider Electric
- **Anabel Soria Esteve,** ITE – Secretaria Técnica de FutuRed
- **Javier Tobajas Blanco,** Centro Nacional del Hidrógeno
- **Ana Camille Villafaña Minaya,** CIRCE - Secretaría Técnica de FutuRed
- **Mikel Zaldumbide Solaun,** Ormazábal
- **Iratxe Zuluaga Líbano,** Merytronic / Ariadnagrid

ÍNDICE

1.- EL CONTEXTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS: PNIEC, CAMBIO CLIMÁTICO, ECONOMÍA CIRCULAR (REDUCCIÓN HUELLA ECOLÓGICA), OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE, TRANSICIÓN JUSTA, RETOS SOCIALES Y RESILIENCIA DE LA RED AL CAMBIO CLIMÁTICO, MARCO REGULATORIO (*SANDBOXES*), PLAN DE RECUPERACIÓN ECONÓMICA, REGIONALIZACIÓN.

TENDENCIAS EN DISEÑO DE LA RESILIENCIA DE REDES INTELIGENTES
Raúl Pastor García, J. Javier Larrañeta y José María Álvarez Rodríguez
UC3M y PESI

PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICO EN UN ENTORNO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y CAMBIO TECNOLÓGICO
Belén Díaz-Guerra Calderón, Puerto Berdión, Ana Clavero y María Mañueco
Red Eléctrica de España

ESTRATEGIAS PARA SEGMENTAR E INVOLUCRAR A CONSUMIDORES EUROPEOS EN FLEXIBILIDAD ENERGÉTICA
Juan Martino, Carmen Valor y Leonor Ruiz.
Soulsight Design Strategy y Universidad Pontificia de Comillas

INFORME DE RESULTADOS: OBSERVATORIO PARA LA DESCARBONIZACIÓN RURAL
Leonardo Hervás
CIDE ASOCIACIÓN

INVESTIGACIÓN SOBRE ESTRUCTURAS DE CELOSÍA INNOVADORAS PARA APOYOS DE ALTA TENSIÓN FABRICADAS CON TUBOS Y UN NUEVO SISTEMA DE UNIÓN BASADO EN NODOS
J*osé Ramón López-Blanco, Pablo Rodríguez-Herrerías y Carlos García Barrios*
Anisopter Insightful Research. S.L. y Red Eléctrica

2.- NUEVA DINAMIZACIÓN EN LA RED Y NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO: FLEXIBILIDAD (MERCADOS LOCALES, TARIFAS FLEXIBLES, …), AGREGACIÓN DE LA DEMANDA, INTEGRACIÓN DEL VE (INFRAESTRUCTURA DE RECARGA DE VE, V2G), INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, GENERACIÓN DISTRIBUIDA, ALMACENAMIENTO, SISTEMAS ENERGÉTICOS INTEGRADOS (MICRO-REDES E INTERCONEXIÓN DE REDES), COMUNIDADES LOCALES Y DISTRITOS DE ENERGÍA POSITIVA.

MEJORA DE LA RESILIENCIA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN A TRAVÉS DE LA INCORPORACIÓN DE REDES HÍBRIDAS AC/DC – PROYECTO TIGON
Jesús Muñoz-Cruzado Alba, David Cervero García, Óscar Izquierdo Monge, Paula Peña Carro, Eduardo García Martínez y José Francisco Sanz Osorio
Fundación CIRCE, CEDER-CIEMAT y Universidad de Zaragoza

PROYECTO VOLTAIREE: NUEVO SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN
Nicolás Santos, Juan Julián Peiró, José Luis Presa, Agustín Díaz-García, Sergio Corredor, Francisco Rodriguez-Bobada, Pablo Martínez-Fresneda, Guillermo Juberías, Andrés Sainz, Marta Caballero, Paula Junco y David Alvira
Red Eléctrica

PROYECTO QUIJOTE: MITIGACIÓN AUTOMÁTICA DE CONGESTIONES PARA LA MAXIMIZACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES
Inés Encabo, José Luis Castillo, Lledó García, Sergio Corredor, Marta Caballero, Jorge Hidalgo y David Alvira
Red Eléctrica

RED DE EXCELENCIA CERVERA ALMAGRID: HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE BATERÍAS HÍBRIDAS.
Ander Zubiria, Pilar Meneses, María Yañez y Haritz Macicior
CIDETEC

AGGREFLEX: PLATAFORMA DE AGREGACIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN MERCADOS DE FLEXIBILIDAD
Nerea Ruiz, Joseba Jimeno y Carlos Madina
Tecnalia

PROYECTO EUROPEO ONENET: DEMO ESPAÑOLA
Beatriz Alonso, David Martín, Santiago Falcón, Mariano Gaudó, Celia Vidal, Sergio Muñoz y José Pablo Chaves,
i-DE, UFD, OMIE, Comillas

COMUNIDADES ENERGÉTICAS: NUEVO HORIZONTE PARA LAS REDES INTELIGENTES
Jaime Menéndez Sánchez y Jorge Fernández Gómez
Orkestra-Fundación Deusto; Deusto Business School (DBS)

GEMELO DIGITAL DE LA RED DE BAJA TENSIÓN PARA SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD: FUNDAMENTOS ELÉCTRICOS DE LA SOLUCIÓN Y PRUEBAS EN RED REAL.
Rubén Carmona Pardo, Rafael Morán Corbacho y Pablo Blázquez Martín
Ingelectus Innovative Electrical Solutions y Cuerva Energía

SERVICIOS AUXILIARES PARA MEJORAR LA INTEGRACIÓN MASIVA DE FUENTES RENOVABLES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
Njegos Jankovic, Javier Roldán Pérez y Milan Prodanovic
Instituto IMDEA Energía

POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA HÍBRIDO PARA PROPORCIONAR CAPACIDADES *GRID FORMING* AL SISTEMA: PROYECTO INERTIA+
Elyas Rakhshani, José Manuel Ruiz, Eugenio Domínquez, Sergio Martínez Villanueva, Javier Renedo, Miguel Lorenzo, Luis Reguera Castillo, Juan Carlos Perez Campion y Jesús Bernal López
HESStec, Red Eléctrica, Elewit e Iberdrola España

PROYECTO RES+: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO COMO SOPORTE A PARQUES RENOVABLES QUE PERMITEN UNA AMPLIA GAMA DE SERVICIOS DE RED AVANZADOS EN SISTEMAS *GRID FOLLOWING*. EXPERIENCIA A ESCALA REAL EN ESPAÑA
Elyas Rakhshani, José Manuel Ruiz, Eugenio Domínquez, Mikel Sojo, Javier Lasa, Andrea Molina, Gustavo Quiñonez, Sergio Martínez Villanueva y Miguel Lorenzo Sotelo
HESStec, ACCIONA Energía, Red Eléctrica y Elewit

ANÁLISIS, DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS BAJO DIFERENTES MODELOS DE GESTIÓN
Claudia Machado Cervera, Noemi González Cobos y Julio César Díaz Cabrera
Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

3.- AUTOMATIZACIÓN DE LA BAJA TENSIÓN: AUTOMATIZACIÓN DE RED, USUARIO ACTIVO, VEHÍCULO ELÉCTRICO, AUTOCONSUMO, CIUDADES, CONSUMOS GESTIONABLES.

UN NUEVO MODELO DE RED BT RESILIENTE PARA LA CARGA MASIVA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA
Imanol López Goiti, Haritz Zubia Urrutia y Esther Plasencia Alonso
Merytronic 2012, S.L., Ariadna Grid y Pronutec

ALGORITMO OPF PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE RED Y LA RESOLUCIÓN ANTICIPADA DE CONGESTIONES MEDIANTE EL DESPACHO DE RECURSOS ENERGÉTICOS EN BAJA TENSIÓN
Amaia González-Garrido, Andrés Felipe Cortés Borray y José Emilio Rodríguez Seco
Tecnalia

4.- TECNOLOGÍAS DE DIGITALIZACIÓN: *EDGE COMPUTING*, ANALÍTICA DE DATOS, GESTIÓN DE ACTIVOS, IOT, INTELIGENCIA ARTIFICIAL, ROBÓTICA, CIBERSEGURIDAD, *BLOCKCHAIN*, *DIGITAL TWINS*, REALIDAD MIXTA Y AUMENTADA, DRONES, ELECTRÓNICA DE POTENCIA, INGENIERÍA DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS, CERTIFICACIÓN.

REALIZACIÓN DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA SISTEMAS INDUSTRIALES CRÍTICOS
Esteban Gutiérrez Mlot, Jose Saldana y Ricardo J. Rodríguez
CIRCE y Universidad de Zaragoza

PROYECTO DE VIRTUALIZACIÓN DE UN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
Pablo López Pérez, Alberto Sánchez Pérez, Peter Rawlins y Juan Pérez-Bedmar
Cuerva y Barbara

TRANSFORMACIÓN DIGITAL EN LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS ACTIVOS DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICA
Jordi Cuadrado Borbonés, Gonzalo Zambranos Hernández, Alexandra Burgos Melguizo y Jesús Calvo Laso.
Red Eléctrica, Redeia

PROTECCIÓN CONTRA VULNERABILIDADES EN REDES INTELIGENTES
Andrea García, Alex Benito y Javier Rodríguez
Rhebo, Landis+Gyr España y Portugal, Landis+Gyr EMEA

PROYECTO GALA. GESTIÓN AVANZADA DE LÍNEAS AÉREAS
José Luis Alcaide, José Luis Vallejo, Marta Casas y Mariano Gaudó
UFD

PROYECTO DALIA ("*DETECTING ANOMALIES IN LINES INSPECTION AUTONOMOUSLY*")
Luis Felipe Alvarado Sánchez-Cortés, Melania Grimaldos Carretero, José María Luque Sillero, Norberto González Díaz, Miguel Lorenzo Sotelo y Iago Veiras Lens
Red Eléctrica, AEROLASER Systems, Unusuals y Elewit

APLICACIÓN DE ALGORITMOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN EL CENTRO DE CONTROL ELÉCTRICO ESPAÑOL PARA LA PREDICCIÓN DEL AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES INTER-ÁREA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO EUROPEO
Eduardo Lorenzo Cabrera, Javier Corredoira Romero, Javier Pérez Castro, Sebastián Pina-Otey y Vicens Gaitan
Red Eléctrica y Grupo AIA

ALGORITMO DE CONTROL DE *EDGE* EN TIEMPO REAL PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON APORTACIÓN DE FLEXIBILIDAD DE USUARIOS FINALES
Ángel Silos Sánchez y Aleix Señis López
Schneider Electric

GESTIÓN DIGITAL OPTIMIZADA DE RECURSOS FLEXIBLES EN COMUNIDADES ENERGÉTICAS
Ignacio Pérez de Ramón, Alejandro Belinchón Calderón y Noemi González Cobos
Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

DIGITALIZACIÓN DE CELDAS DE LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN PARA LA GESTIÓN DE ACTIVOS Y EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO
Joaquín Timoneda Monfort, Vicent Muñoz Espí, Marcos Domínguez Lagunilla, Daniel Valero Beltrá y Pedro Llovera Segovia
Iberapa, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE) y Universitat Politècnica de València

5.- EQUIPOS AVANZADOS DE CONTROL, MEDIDA (2ª GENERACIÓN DE CONTADORES INTELIGENTES), OPERACIÓN, PROTECCIÓN, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN INTELIGENTE, CALIDAD DEL SUMINISTRO Y GESTIÓN DE ACTIVOS EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN.

PRESENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DISRUPTIVAS PARA LA DIGITALIZACIÓN, MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE LAS REDES ELÉCTRICAS
Javier Bengoechea, Asier Gonzalez y Manuel Muñoz
Lumiker Aplicaciones Tecnológicas, S.L.

IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DE PROCESAMIENTO ANALÓGICO BASADO EN IEC61850 SAMPLED VALUES EN PLATAFORMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL CENTRALIZADA.
María Teresa Villén Martínez, Miguel Ángel Olivan Monge, Aníbal Antonio Prada Hurtado, David López Cortón y Carlos Rodríguez del Castillo
CIRCE Centro Tecnológico, Red Eléctrica y ELEWIT

AUTOMATIZACIÓN DE PRUEBAS REMOTAS EN UNA SUBESTACIÓN DIGITAL
Laura Guerrero, Alicia Alonso e Íñigo Ferrero
System-on-Chip engineering S.L e i-DE

AVANCES EN PROTECCION Y CONTROL PARA LA TRANSICION ENERGETICA
David Macdonald
GE Grid Automation

HERRAMIENTA DE PRUEBAS Y VERIFICACIÓN IEC61850
Adrián Arroyo Serrano, Carlos Albero Castillón, David Hernando Polo, Eduardo Martínez Carrasco y Yasmina Galve Pastor
CIRCE

EXPERIENCIA PILOTO DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN RED DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE LA TÉCNICA DE LA REFLECTOMETRÍA EN EL DOMINIO DEL TIEMPO (TDR) EN EL PROYECTO H2020 - FLEXIGRID
Javier Granado Fornás, David Cervero García, Mario Mañana Canteli, Roberto Cimadevilla González, Carlos Gil Martín, José Iván Rodríguez Alonso y Antonio González Diego
CIRCE, Universidad de Cantabria, ZIV Automation y EDP Redes España

MONITORIZACIÓN Y DIAGNÓSTICO DE BATERÍAS, Y OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE MANTENIMIENTO
Soraya Romo Díez y Javier Olarte San Juan
Batterycare S.L. e Iberdrola Redes Eléctricas Inteligentes (i-DE)

SOLUCIONES Y METODOLOGÍA EN IMPLANTACIÓN DE LA NORMA IEC61850 EN SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIÓN
Víctor García Nuez y Francisco Rodríguez-Camuñas Ruiz
CIRCE

ANALISIS DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN, A PARTIR DE MEDIDAS DE CONTADORES INTELIGENTES
Izar Lopez-Ramirez, Íñigo Cobelo, J. Emilio Rodríguez-Seco e Inmaculada Zamora
Tecnalia, Hubbell, Inc. y Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

Arquitectura y soluciones de referencia eléctrica y digital de Schneider Electric™

Soluciones para la automatización de baja tensión en las redes de distribución eléctrica

Contribuyendo en los nuevos mercados eléctricos

Life Is On | Schneider Electric

1.- EL CONTEXTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS: PNIEC, CAMBIO CLIMÁTICO, ECONOMÍA CIRCULAR (REDUCCIÓN HUELLA ECOLÓGICA), OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE, TRANSICIÓN JUSTA, RETOS SOCIALES Y RESILIENCIA DE LA RED AL CAMBIO CLIMÁTICO, MARCO REGULATORIO (SANDBOXES), PLAN DE RECUPERACIÓN ECONÓMICA, REGIONALIZACIÓN.

TENDENCIAS EN DISEÑO DE LA RESILIENCIA DE REDES INTELIGENTES

Raúl Pastor, Doctorando de ingeniería y organización industrial – UC3M
J. Javier Larrañeta, Secretario general de la Plataforma Tecnológica de Seguridad Industrial – PESI
J. María Álvarez-Rodríguez, Profesor asociado. Departamento de Ciencias de la Computación – UC3M

La resiliencia de un sistema es su capacidad para recuperarse y minimizar las consecuencias tras un evento de riesgo acontecido. Cuando el sistema de interés (SOI) es una zona urbana o industrial, los sistemas energéticos renovables (SRs) pueden contribuir a su resiliencia a través de una operación coordinada tras el evento de riesgo, entre otras acciones preventivas articulables desde fase de rediseño de esas zonas.

Los SRs, y en concreto las redes, tanto las térmicas de frío y calor, como las eléctricas, y en el futuro puede que las de gases renovables, deben cooperar para satisfacer la demanda instantánea del SOI optimizando el uso de los recursos disponibles y esto es posible mediante una correcta gestión de los requisitos en parte derivados del uso de modelos de simulación desde fase de diseño de los SRs.

Por analogía al modo de operación normal, los requisitos exigidos a los SRs en circunstancias post siniestro vendrán determinados por un modelo de gobernanza de los riesgos, las necesidades del SOI para su recuperación, la fiabilidad y seguridad de los propios SRs (particularización del modelo de referencia de la plataforma PESI).

Con el enfoque puesto en el análisis de fiabilidad y seguridad de las redes inteligentes, se propone presentar en el Congreso de Redes Inteligentes el grado de uso de modelos a través del análisis de publicaciones recientes definiendo así una primera ontología facilitadora de la interoperabilidad de los SRs y de sus Gemelos Digitales en el contexto de la Ciudad Inteligente y la Industria 4.0.

Palabras clave: Resiliencia, Redes Inteligentes, Smart Grids, Gemelo Digital, Ciudades Inteligentes, Seguridad

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La resiliencia de un sistema es su capacidad para recuperarse y minimizar las consecuencias tras un evento de riesgo acontecido. Cuando el sistema de interés (SOI en inglés) es una zona urbana o industrial, los sistemas energéticos renovables (SRs) pueden contribuir a su resiliencia a través de una operación coordinada tras el evento de riesgo, entre otras acciones preventivas articulables desde fase de rediseño de esas zonas.

Actualmente más del 30% de las inversiones para la adaptación de las redes eléctricas de transporte y distribución en EEUU se están acometiendo por razones de la resiliencia y la necesidad de adaptación a los riesgos del cambio climático como pueden ser los incendios y los eventos meteorológicos extremos, para lo que afrontarán un importante proceso de digitalización y de uso de nuevas tecnologías (McKinsey & Company, 2022).

La resiliencia es una propiedad emergente de los sistemas, esto es, solo queda descrita cuando acontecen los sucesos de riesgo y la siguiente fase de recuperación de todo o parte del sistema afectado por ese suceso, pero su carácter emergente no implica que no se deba gestionar, al contrario, sin embargo esta gestión debe estar integrada con otras disciplinas como la seguridad (prevención, security), la gestión de activos, incluso la innovación, y quedar fundamentada en la gestión de los riesgos y de las oportunidades. En ese contexto de gestión es que se pueden fijar objetivos, planificar y ejecutar las acciones derivadas, evaluar y corregir, siguiendo un modelo clásico PDCA (plan-do-check-act).

Los SRs, y en concreto las redes, tanto las térmicas de frío y calor, como las eléctricas, y en el futuro puede que las de gases renovables, deben cooperar para satisfacer la demanda instantánea del SOI optimizando el uso de los recursos disponibles y esto es posible mediante una correcta gestión de los requisitos en parte derivados del uso de modelos de simulación desde fase de diseño de los SRs, y por analogía, los requisitos exigidos a los SRs en circunstancias post siniestro vendrán determinados por un modelo de gobernanza de los riesgos como el anteriormente descrito necesariamente digitalizado dotado de sus propias simulaciones.

De entre los diferentes SRs el más normalizado y avanzado en cuanto a la digitalización de sus sistemas son las redes eléctricas inteligentes pues en ellas se concentran multitud de actores, procesos y tecnologías que necesitan intercambiar información en escalas de tiempo del 10^{-6} segundos, como requieren los dispositivos de

corte de alta frecuencia, hasta los 10^5 segundos (o el día), en que se puede almacenar y despachar la electricidad acumulada en baterías. En el caso de las redes térmicas y las de gases renovables, éstas manejan tiempos de actuación instantánea del orden de 1 segundo y de acumulación de 10^7 segundos (o meses). Son sistemas que requieren una mayor intervención humana ante un fallo. Aun teniendo los sistemas diferentes niveles de madurez en cuanto a su digitalización y normalización, los SRs deben cooperar entre sí para satisfacer la demanda instantánea del SOI optimizando el uso de los recursos disponibles en cualquier circunstancia previsible.

Dentro de la arquitectura de referencia para la redes inteligentes (CEN-CENELEC-ETSI, 2012) representada en la Figura 1, entendida ésta como un sistema de sistemas (SoS, en inglés), la capa de negocio es aquella que permite plantear precisamente una gestión de la resiliencia con objetivos concretos que serán después trasladados a funciones a través de la definición de casos de uso, y al diseño detallado hasta cubrir la especificación de los elementos de dichos sistemas.

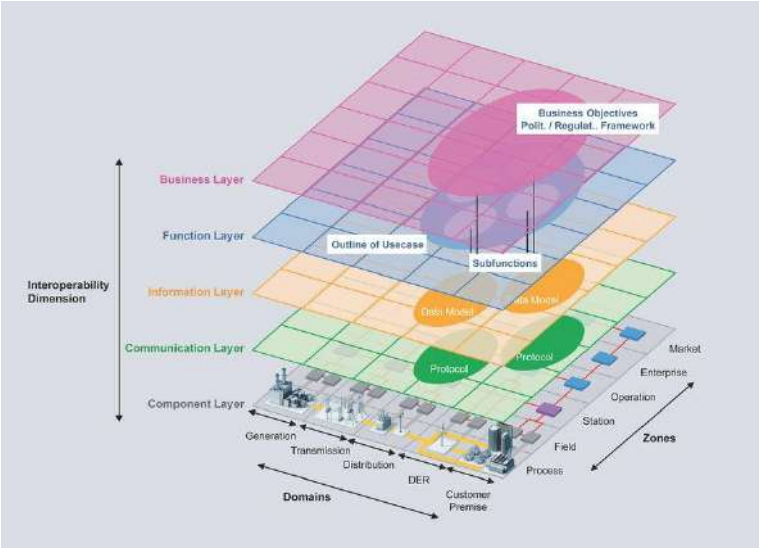


Figura 1. Arquitectura de la Red Inteligente (CEN-CENELEC-ETSI, 2012)

La Plataforma Tecnológica de la Seguridad Industrial, PESI, nos propone un modelo conceptual que denominaremos *Modelo PESI de la seguridad integral*, difundido y aceptado entre organizaciones de innovación abierta de la seguridad industrial en Europa (Larrañeta, 2022). Este modelo nos aporta un contexto para la gestión de la resiliencia de las actividades industriales y las ciudades, a través de paradigmas que motivan la investigación, el desarrollo y el uso de soluciones innovadoras de la seguridad (safety, security), que en esencia son sistemas que se deben integrar en los SRs.

La agenda estratégica de esta plataforma tecnológica nos recuerda la política europea y nacional (SEDIA, 2022) de fomento del uso de las tecnologías habilitadoras clave (KET en inglés) a lo largo del ciclo de vida de la ingeniería de todos los sistemas, los de la seguridad y del propio SOI. Son ejemplos de KETs el procesado en lenguaje natural (NLP en inglés), y la inteligencia artificial (A.I. en inglés) y el internet de las cosas (IoT en inglés).

Volviendo a la arquitectura de referencia para las redes inteligentes, y particularmente en la fase de desarrollo de la red inteligente como sistema e sistemas, a lo largo del proceso de diseño es posible aplicar estándares de modelado como UML para definir los casos de uso, y más genéricamente, RSHP (Llorens, Morato, & Génova, 2004) que permite complementar cualquier especificación y ampliarla al uso de modelos que pueden ser tanto textuales, propios del procesado en lenguaje natural (NLP), como de modelado y simulación, con tal de gestionar el conocimiento en ingeniería de los sistemas y facilitar su reusabilidad.

Los paradigmas de la Industria 4.0 y otros como el Gemelo Digital aplicado a la Ciudad Inteligente, requieren a su vez del uso de otra gama de tecnologías habilitadoras como los entornos de gestión del diseño en el ciclo de vida del producto (PLM en inglés), los específicos de modelado y simulación de la fiabilidad-disponibilidad-mantenibilidad y la seguridad-safety (RAMS en inglés), los sistemas de gestión del mantenimiento

computarizado (CMMS en inglés) y de la gestión de la información en construcción (BIM en inglés). Efectivamente esos modelos pueden ser tratados como elementos de información a través de aplicaciones que facilitan la interoperabilidad en ingeniería de sistemas y la gestión del conocimiento relacionada.

Es en el anterior contexto de gobernanza, uso de tecnologías habilitadoras y paradigmas en que las ontologías, los modelos y los requisitos, entendidas las primeras como como representaciones del conocimiento formalizables y los segundos como activos del conocimiento, pueden ser usados en las redes inteligentes como demuestra la caja de herramientas del "Smart Grid Architecture Model" SGAM (SGAM-TOOLBOX 2.0, 2022), que proporciona tanto requisitos de seguridad (security) como un modelo de la red inteligente como sistema de sistemas para la herramienta *Enterprise Architecture* ®.

Con todo lo anterior se puede decir que actualmente, y transcurrida una década desde los primeros modelos de referencia de la arquitectura redes inteligentes, estamos en una buena posición para gestionar la resiliencia desde el rediseño de los sistemas de interés urbanos e industriales, y por lo tanto de trasladar necesidades, y requisitos a la capa del negocio de las redes inteligentes usando modelos, siendo todo ello habilitador incluso de la contratación pública como pudiera ser en procesos de compra pública de innovación (Álvarez, 2012). Surge pues la pregunta de conocer hasta qué grado de está acometiendo esta ingeniería de la resiliencia en las redes inteligentes en la actualidad.

METODOLOGÍA Y MEDIOS

La metodología empleada comienza con la particularización del *Modelo PESI de la seguridad integral* que será usado para detectar las posibles contribuciones a la resiliencia que las redes inteligentes pueden aportar a los sistemas de interés urbanos e industriales. Esta particularización no es objeto de esta comunicación sino que se emplea como el marco de trabajo explícito y común al de otros SRs presentes en un mismo SOI.

La ingeniería de la resiliencia es a su vez una disciplina empleada en la ingeniería de sistemas tal cual la entienden organismos internacionales como INCOSE. De las definiciones de esa base de conocimiento y trabajos previos de los autores, se propone el uso de un modelo conceptual y simplificado de los principios de diseño de la resiliencia para las redes inteligentes.

Ambos modelos emplean una terminología específica que debe ser traducida al inglés para ser empleada en la búsqueda de bibliografía en revistas científicas y técnica empleando metadatos. La muestra puede ser clasificada según los términos que definen, en el dominio de conocimiento de las redes inteligentes, los principios de diseño de la resiliencia.

Para la obtención de textos que permitan el análisis técnico posterior o más refinado, se emplea la capacidad *Risk and Alerts* integrada en la herramienta *SES ENGINEERING Studio*® que emplea el modelo RSHP y artefactos textuales que se configuran con la herramienta *KM-KNOWLEDGE Manager*® en forma de ontología para su reutilización.

En la fase de análisis, el grado de uso de los modelos relacionados con la gestión e ingeniería de la resiliencia se concreta, entre otros, por la propia cita de terminología clave relacionada en los documentos. Se diseñan a los efectos preguntas por analogía a modelos de uso o madurez de la Industria 4.0 como el modelo HADA (MINETUR, 2022).

PARTICULARIZACIÓN DEL MODELO DE LA SEGURIDAD INTEGRAL

Se propone adaptar el *Modelo PESI de la seguridad* integral simplificando éste cuanto a la gestión de las seguridades por concreción de los activos de protección para la seguridad safety y las operaciones de seguridad (security) de los planes de emergencia respectivamente, sin atender inicialmente a los posibles riesgos del SOI sino a la necesidad de disponer de suministro a través de una red inteligente que emplea energías locales.

La red inteligente pasará a depender sin embargo de su *Capacidad* dada por sus activos físicos y software, las personas y los procesos relacionados con la operación y mantenimiento de la red, esto es, de la fiabilidad y seguridad (safety, security). Será asumido también que existen requisitos de la seguridad y fiabilidad de las redes

inteligentes y que su uso tiene o puede tener implícito el principio europeo de la sostenibilidad de no causar daño.

Según el anterior modelo, existen soluciones de la seguridad comunes para el SOI que deben ser identificadas e incluso implementadas tempranamente y esa es precisamente una de las oportunidades de las redes inteligentes para contribuir a la resiliencia pues toda acción planificada y acometida antes es más barata y protege antes. Todo ello queda representado en la Figura 2 para los SRs en general donde las fuentes de información se representan con elipses y los rectángulos representan procesos, y las flechas relaciones de inferencia o de intercambio de información.

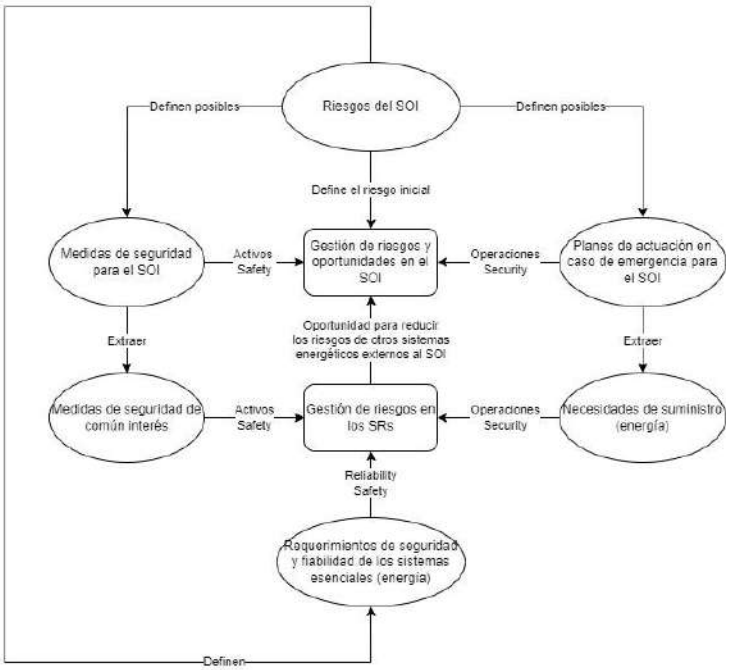


Figura 2. Adaptación del Modelo PESI de la seguridad integral para el estudio

MODELO CONCEPTUAL DE LOS PRINCIPIOS DE DISEÑO DE LA RESILIENCIA

La ingeniería de resiliencia está bien resumida en la guía de ingeniería de sistemas (INCOSE, 2015). En concreto se define esta ingeniería como un proceso cuyo resultado puede caracterizarse por un tiempo de recuperación, unas pérdidas asumibles y cierta selectividad de los riesgos por aplicación de los siguientes principios:

- *Capacidad* para soportar una amenaza, concretada en conceptos como la absorción de impactos y redundancia por parte de los sistemas.
- *Contención* para mantener fuera del sistema a la amenaza de un modo de operación o colapso inseguro, concretada por las capas de defensa.
- *Flexibilidad* para reestructurarse, concretada en una capacidad para auto reparación o reparación local de los sistemas.
- *Adaptabilidad* para prevenir un funcionamiento inseguro, concretada por conexiones flexibles, la intervención humana y la existencia de ciertos estados seguros.
- *Tolerancia* para sacar ventaja de una degradación, concretada por el funcionamiento autónomo de sistemas tras el fallo.
- *Cohesión* de los sistemas para trabajar como un todo, concretada por las conexiones de los sistemas.

En trabajos previos, los autores analizaron una veintena de publicaciones generalistas de energía relacionadas con energía y riesgos climáticos extremos derivados del Cambio Climático, el impacto económico asociado a esos riesgos y la estrategia europea para alcanzar un sistema energético más ecológico y seguro. La conclusión principal de ese estudio fue que los principios de ingeniería de la resiliencia en energía coexisten o derivan unas de las otras, siendo la *Capacidad*, concretada en diferentes activos o procesos, el principio más frecuentemente descrito y relacionado con el resto de los principios. La *Flexibilidad* y la *Adaptabilidad* se mostraron como propiedades normalmente empleadas y relacionadas entre sí. Estas conclusiones son de utilidad en la búsqueda

de bibliografía para este estudio y nos permiten justificar, aunque sea en primera aproximación, la elección de un modelo conceptual simplificado de los principios de la resiliencia para las redes inteligentes representado en la Figura 3.

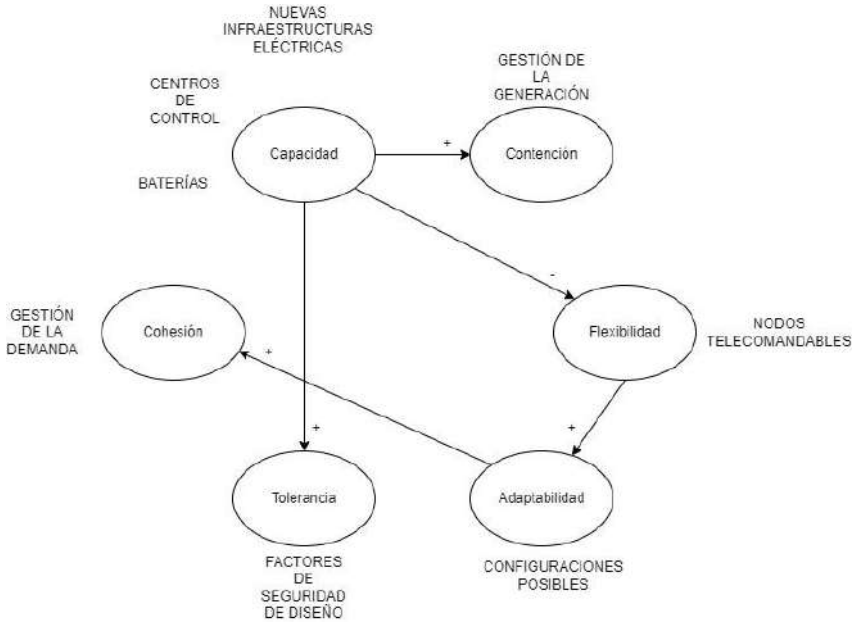


Figura 3. Modelo conceptual simplificado de los principios de diseño de la resiliencia para redes inteligentes

El modelo anterior indica que cuanta mayor *Capacidad*, el nivel *Tolerancia* exigido a los elementos de la red inteligente en su conjunto puede ser menor pues dicha capacidad implica normalmente duplicidades en los activos (de generación, distribución, almacenamiento…). La *Flexibilidad* sin embargo puede verse mermada por un exceso de concentración de *Capacidad*, siendo la topología de la red la que determine verdaderamente ese comportamiento, en tanto que la *Adaptabilidad* puede ser vista como una propiedad derivada de la *Flexibilidad* cuando la red sea capaz de operar en configuraciones más adaptadas a la demanda del SOI. Por último, la *Contención* puede ser una propiedad definida por la *Capacidad* de controlar la carga o cortar generación de los generadores que así lo permitan.

La utilidad de este modelo conceptual, que por descontado es limitado, no es otra que la de acotar el número de conceptos técnicos específicos de las redes inteligentes diseñadas con principios de la resiliencia. La elección de los términos puede ser ampliable por medio del uso de sinónimos o conceptos equivalentes, motivando, si cabe, una mejora del proceso de investigación.

SELECCIÓN DE LAS COMBINACIONES DE BÚSQUEDA DE BIBLIOGRAFÍA

La búsqueda de bibliografía en revistas científicas y técnicas emplea los siguientes términos y combinaciones como metadatos en los buscadores de las revistas científicas y técnicas entre los años 2012 y 2022 según se indica en la Tabla 1:

Temáticas (metadatos)	**Términos técnicos (metadatos)**	**Propiedad de la resiliencia representada**
Resilience, Smart grid(s),	Power management,…	Contención
	Power Switch,…	Flexibilidad
	Demand management,…	Cohesión
	Fault tolerance,…	Tolerancia
Resilience, Smart City(ies),	(Cualquiera de los anteriores)	Capacidad

Tabla 1. Metadatos y principios de la resiliencia (Fuente: elaboración propia)

Los metadatos son combinados con palabras clave según se indica en el siguiente apartado.

DEFINICIÓN DE ALERTAS DE BÚSQUEDA TEXTUAL EN LOS DOCUMENTOS

La definición terminología clave permite refinar la búsqueda de información en un buscador de bibliografía científico-técnica con metadatos. Como se ha comentado en la descripción de la metodología y medios, se emplea la capacidad *Risk and Alerts* integrada en la herramienta *SES ENGINEERING Studio®*. Dicha herramienta es capaz de proporcionar unidades de análisis (párrafos o tablas) que cumplen una o varias reglas o alertas. Tanto los términos clave como las reglas están recogidas en la Tabla 2:

Cuestión de interés	**Términos clave (para el buscador y alertas)**	**Términos de contexto (para alertas)**	**Reglas (alertas)**
Si se emplea un modelo de gestión de riesgos y las seguridades integral (Q1).	Risk management,…	Opportunity, impact, probability, safety, security, RM, GRC, FMEA, FMECA, Fault Tree, RCA	(Q1.1) Contexto el mismo párrafo o tabla que un término clave.
Si se emplean modelos de fiabilidad (Q2).	Reliability, availability, maintainability, safety,…	MTBF, MTTR, distribution, RAMS, maintenance, asset management	(Q2.1) Contexto el mismo párrafo o tabla que una término clave.
Si se consideran las operaciones de emergencia y recuperación (Q3).	Emergence, emergency, recovery,…	Recover, operation(s), activity(ies), plan(s)	(Q3.1) Contexto el mismo párrafo o tabla que un término clave. OR (Q3.2) Patrón en el mismo párrafo o tabla que un término clave: Time unt + … + Number Number + … + Time unit
Si se emplean paradigmas de la digitalización o metodologías de desarrollo (Q4).	Digital Twin, Smart City, Industry 4.0, …	DevOps, Agile, MBSE, EA, SysML, Digital Thread, Simulation, ontology, simulation model, IoT, BIM, PLM, CMMS, lifecycle/life-cycle, life cycle, system of systems / SoS, urban, village, industry(ies), industrial	(Q4.1) Contexto el mismo párrafo o tabla que un término clave. OR (Q4.2) Patrón en el mismo párrafo o tabla que un término clave: “research” OR “design” OR “development"+ **… +** un término del contexto un término del context + …+ “research” OR “design” OR “development"

Tabla 2. Refinamiento de la búsqueda y definición de alertas (Fuente: elaboración propia)

RESULTADOS

En base a los metadatos y el uso de palabras clave fue posible identificar en ScienceDirect 251 resultados que se corresponden con artículos mayoritariamente. De los anteriores, 77 resultados (el 31%) son referencias independientes, esto es, no cubren más de una combinación de búsqueda de metadatos y términos clave. De esos 77, los autores han seleccionado 20 lecturas (el 26%) indicados en la Tabla 2 donde la mitad superior de referencias provienen de la búsqueda de combinaciones de metadatos “Resilience, Smart grids,” y la segunda de “Resilience, Smart Cities,” para los diferentes términos técnicos de la Tabla 1:

		Resilience & Smart grid(s)								
Lectura seleccionada		Risk Management		Emergency, recovery			Resilience & Smart Cities			
ID	doi	Contención	Cohesión	Contención	Flexibilidad	Cohesión	Contención	Flexibilidad	Cohesión	Tolerancia
1	https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104825.	1	1	1		1	1		1	
3	https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2022.107830.	1	1	1		1				
4	https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.107.	1	1	1			1	1	1	
5	https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.014.	1	1	1		1	1		1	
6	https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107135.	1		1						
14	https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.09.013.	1		1	1					
18	https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106974.			1						
19	https://doi.org/10.1016/j.ress.2016.02.009.	1	1	1			1	1		1
22	https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116442.	1	1	1		1	1	1	1	
25	https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103467.	1	1	1			1		1	
30	https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102412.						1	1	1	
34	https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102327.						1		1	
41	https://doi.org/10.1016/j.ijdrr.2022.102970.	1	1	1			1	1	1	
43	https://doi.org/10.1016/j.jum.2022.09.003.						1			
50	https://doi.org/10.1016/j.jnca.2019.06.001.							1		1
61	https://doi.org/10.1016/j.comnet.2018.08.001.									
66	https://doi.org/10.1016/j.envsci.2022.01.010.						1		1	
72	https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102940.									1
73	https://doi.org/10.1016/j.physa.2018.09.130.									1
77	https://doi.org/10.1016/j.future.2019.09.004.									1

Tabla 3. Tabla 3. Resultados de la clasificación de lecturas seleccionadas (Fuente: elaboración propia)

Del análisis de las lecturas clasificadas pueden deducirse primeros resultados:

- Sobre las cuestiones primera, tercera y quinta, se aprecia que son temas recurrentes.
- Para la segunda cuestión, la relativa al uso de modelos de fiabilidad para la resiliencia, no se dispone de lecturas más o menos dedicadas con las que profundizar en el análisis, en apariencia.
- En cuanto a la cuarta cuestión, relativa al gemelo digital, la red inteligente y la industria 4.0, y la resiliencia, tampoco lecturas más o menos dedicadas con las que profundizar en el análisis.

Los principios de la resiliencia de flexibilidad y tolerancia no han sido identificados lo que podría deberse a que están infrarrepresentadas en el modelo conceptual que ha dirigido la búsqueda. Por esta razón y con objeto de profundizar en el análisis con todas las lecturas, y a la vista de que hay temas que podrían quedar sin analizar si no se profundiza en la lectura, se propone el uso de alertas textuales para todas las cuestiones de interés. Hecho esto, se dispone de los siguientes resultados recogidos en la Tabla 3:

Lectura seleccionada		Q1	Q2	Q3		Q4.1	
ID	doi	Q1.1	Q2.1	Q3.1	Q3.2	Q4.1	Q4.2
1	https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104825.						
3	https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2022.107830.	x	x				
4	https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.107.					x	x
5	https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.014.	x	x				
6	https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107135.						
14	https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.09.013.						
18	https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106974.						
19	https://doi.org/10.1016/j.ress.2016.02.009.	x					
22	https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116442.						
25	https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103467.						
30	https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102412.					x	
34	https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102327.	x	x			x	
41	https://doi.org/10.1016/j.ijdrr.2022.102970.					x	x
43	https://doi.org/10.1016/j.jum.2022.09.003.					x	x
50	https://doi.org/10.1016/j.jnca.2019.06.001.	x					x
61	https://doi.org/10.1016/j.comnet.2018.08.001.					x	x
66	https://doi.org/10.1016/j.envsci.2022.01.010.						
72	https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102940.					x	
73	https://doi.org/10.1016/j.physa.2018.09.130.						
77	https://doi.org/10.1016/j.future.2019.09.004.		x			x	x

Tabla 4. Resultados del uso de alertas textuales (Fuente: elaboración propia)

A la vista de los resultados puede deducirse que el uso de modelos de fiabilidad no es exclusivo del ámbito de las redes inteligentes, como cabía esperar, del mismo modo que el uso de paradigmas y metodologías no lo es de la ciudad inteligente. Nótese que la detección de información sobre modelos de fiabilidad no hubiera sido

posible si el uso de alertas el análisis posterior de las mismas, lo que puede ser interpretado como una ineficacia del metadatado de publicaciones en ScienceDirect.

CONCLUSIONES

La gestión de riesgos y de la seguridad, y el uso de modelos de fiabilidad forman parte de la práctica de la ingeniería de resiliencia para las redes inteligentes y ciudades inteligentes.

La relación entre la Industria 4.0, las redes inteligentes y las ciudades inteligentes parece aún poco explorada. Ciertamente los principios de la Industria 4.0 pueden relacionarse con el uso de varias tecnologías habilitadoras que también se usan en las redes inteligentes y en la ciudad inteligente, pero este hecho podría no ser suficiente como para compartir un marco de gestión de la seguridad, sin embargo, la recurrencia en el estudio de la resiliencia en la ciudad inteligente es una oportunidad para reforzar el conocimiento para las redes inteligentes, y existen datos que corroboran esta tendencia.

En cuanto a la metodología empleada para la captura de tendencias, ésta ha demostrado ser capaz de aportar valor a cuestiones relevantes de la investigación si bien requiere ser realimentada para incrementar su eficacia.

PRÓXIMOS PASOS

Los modelos conceptuales pueden ser realimentados de una forma sistemática a través de la técnica de las alertas dado que sus textos aportan nuevos términos bien contextualizados. La ontología que recoge los modelos conceptuales puede publicarse en un lenguaje de formalización SKOS-RDF para la comunidad científico-técnica (W3C, 2009).

Se está en disposición de aplicar el método de análisis antes expuesto aplicado a las redes térmicas urbanas y de gases industriales en su posible uso de los principios de la resiliencia y en su relación con las redes inteligentes, para lo que será necesario elaborar nuevos modelos conceptuales de la resiliencia para esos SRs.

En todo el proceso de investigación se tiene en cuenta que *SES ENGINEERING Studio* ® interopera a su vez con herramientas como *Enterprise Architecture*®, conocidos PLM y múltiples herramientas de modelado, simulación, gestión de requisitos, constituyendo así la base habilitadora del Gemelo Digital de los sistemas o sistemas de sistemas según se trate a la que la ontología puede contribuir.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la empresa *The Reuse Company* la licencia de uso de sus herramientas para los fines de esta comunicación.

REFERENCIAS

- Álvarez, J. M. “Métodos semánticos de reutilización de datos abiertos enlazados en las licitaciones públicas” PhD Dissertation. Oviedo: Universidad de Oviedo, 2012
- CEN-CENELEC-ETSI. “Smart Grid Reference Architecture”, 2012
- INCOSE. Systems Engineering Handbook. 2015
- Larrañeta, J. Javier. “Reflexiones sobre una nueva gobernanza y gestión de riesgos para la seguridad”, 2022, <https://www.seguritecnia.es>
- Llorens, J., J. Morato and G. Génova. “RSHP: an information representation model based on relationships” Studies in Fuzziness and Soft Computing (2004)
- McKinsey & Company. “Digitalization for sustainable infrastructure: the road ahead”, Ledzioni, 2022
- MINETUR. “HADA - Herramienta de autodiagnóstico digital avanzada” 8 de 10 de 2022, <https://hada.industriaconectada40.gob.es/hada/auth/login>
- SEDIA. TDH, 8 de octubre de 2022. <https://portalayudas.mineco.gob.es/THD/Paginas/Index.aspx>
- SGAM-TOOLBOX 2.0, 08 de octubre de 2022. <https://sgam-toolbox.org/>
- W3C. SKOS. 18 8 2009. 18 de marzo de 2022. <http://www.w3.org/TR/skos-reference>

PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICO EN UN ENTORNO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y CAMBIO TECNOLÓGICO

Belén Díaz-Guerra Calderón – Gestor del Área de Planificación de la red, Red Eléctrica de España
Puerto Berdión, Ana Clavero, Maria Mañueco – Técnicos senior del Dpto de Planificación eléctrica

Resumen: El objetivo del artículo es describir las nuevas herramientas y metodologías desarrolladas por el TSO español con objeto de abordar la identificación de las necesidades de desarrollo de la red de transporte que permiten el cumplimiento de los objetivos de descarbonización establecidos a nivel nacional en el PNIEC de la forma más eficiente y sostenible; gracias, en parte, a la consideración de las nuevas tecnologías disponibles en los ámbitos de la comunicación, la digitalización y la electrónica de potencia. A modo de ejemplo de aplicación, se incluyen los resultados del ejercicio de planificación de la red de transporte española en el horizonte 2026, aprobada recientemente por el gobierno español.

Palabras clave: Planificación, red, transporte, descarbonización, nuevas tecnologías, digitalización, monitorización, integración renovables

EL PNIEC COMO MARCO DE LA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

Una vez establecido el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC[1], que marca unos objetivos ambiciosos de descarbonización de la economía española, debe abordarse la traslación de dicho plan a los diferentes planes y hojas de ruta sectoriales que lo harán viable. Entre estos últimos, se enmarcan los planes de desarrollo de la red de transporte eléctrica. En este sentido, el gobierno lanzó un nuevo proceso de planificación de la red de transporte eléctrica mediante la Orden TEC/212/2019[2] que marcaba claramente los objetivos y principios que debían regir la elaboración del nuevo plan de desarrollo. Se establecía que el plan elaborado debía permitir e*l cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima que se iban a concretar a nivel nacional en el PNIEC 2021-2030,* mediante la maximización de la integración de generación renovable y el fomento de las zonas con elevado recurso renovable; todo ello garantizando la seguridad del suministro, la compatibilidad con las restricciones medioambientales y la sostenibilidad económica del sistema.

Con objeto de abordar el objetivo marcado por la orden de inicio, en los estudios para la determinación de la red de transporte futura que ayudaría en el cumplimiento del PNIEC, no sólo se integró un escenario futuro del sistema eléctrico acorde al PNIEC sino que, adicionalmente, se adaptaron las metodologías de análisis para primar aquella solución final más acorde con los principios rectores de búsqueda de zonas de alto recurso, eficiencia, respeto al medio ambiente y sostenibilidad económica. A modo de ejemplo se describe inicialmente la nueva metodología de selección y análisis de escenarios que ha permitido identificar las necesidades de desarrollo de la red de transporte que permiten optimizar la integración de renovables primando las zonas de mayor recurso renovable y menor impacto ambiental. Pen segundo lugar, se detalla la metodología seguida con objeto de seleccionar las soluciones tecnológicas a dichas necesidades con menor impacto ambiental y económico entre aquellas que resultan viables y afloran un análisis coste-beneficio positivo para el sistema en su conjunto.

METOLOGÍA DE ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE ESTUDIO: INCORPORACIÓN DE RENOVABLES

En el marco del actual cambio de modelo energético, las redes de transporte eléctrico deben atender las necesidades tanto de la nueva generación renovable como de las nuevas demandas derivadas de la descarbonización y electrificación de la economía. Tal y como se ha mencionado ya, actualmente el escenario de estudio de la planificación de la red de transporte viene dado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima que determina tanto el contexto macroeconómico como los objetivos de evolución de la demanda eléctrica y de la potencia instalada de generación.

Una vez establecido el mix de generación del escenario de estudio acorde al PNIEC, los análisis para establecer las necesidades de desarrollo de la red de transporte futura requieren establecer una hipótesis de la ubicación de las

futuras instalaciones de generación renovable. Históricamente, se había utilizado como señal de ubicación la distribución geográfica de las solicitudes de acceso a la red de transporte. Sin embargo, en el último proceso de planificación de la red de transporte eléctrica española para el horizonte 2021-2026, se detectó una importante discrepancia entre los valores de instalación de generación eólica y fotovoltaica del escenario objetivo del PNIEC para el horizonte de estudio 2026 y las expectativas de los promotores de nueva generación, que se reflejan tanto en el volumen de solicitudes de acceso como de las propuestas remitidas durante la planificación. De hecho, dichas expectativas superaban en más de tres veces la nueva potencia a instalar según el PNIEC en 2026 para el caso de la eólica y en más de trece veces en el caso de la fotovoltaica.

En este contexto, resultó imprescindible elaborar una metodología que permitiese estimar las ubicaciones más favorables para el despliegue de la generación solicitada hasta alcanzar los valores establecidos por el PNIEC en el año 2026; cosa que se abordó considerando mediante un análisis geográfico de la viabilidad medioambiental, de la eficiencia de producción renovable y de la disponibilidad del recurso. La metodología establecida consta de los cuatro pasos que se detallan a continuación:

Análisis y obtención de la distribución geográfica del recurso.

El objeto de la elaboración de esta primera distribución geográfica es clasificar el territorio peninsular en zonas geográficas según resulte más o menos eficiente implantar una instalación fotovoltaica o eólica por disponer de mayor recurso primario y porque se dan los condicionantes locales (temperatura, no contaminación, etc.) que permiten aprovecharlo de forma más eficiente. Para la generación fotovoltaica, se han utilizado las series históricas de producción real de los generadores fotovoltaicos actualmente en servicio que están a disposición del Operador del Sistema como una medida fiable y conjunta del recurso –insolación junto con la afección a la eficiencia de producción de otros condicionantes locales de temperatura real, contaminación, polvo en suspensión, etc. Para la generación eólica, el análisis se ha realizado partiendo de los datos de IDAE (Estudio del recurso eólico y elaboración del Atlas Eólico de España) de identificación de recurso eólico en el territorio nacional y metodología basada en las cuencas donde existe recurso eólico y su grado de explotación. En ambos casos se ha elegido, el número anual de horas equivalentes de producción, con el fin de utilizar un indicador independiente del tamaño de la instalación y normalizado. Una vez obtenido este indicador se ha procedido a su análisis geo-estadístico enfocado al estudio de la dispersión geográfica del recurso a lo largo del territorio peninsular.

Análisis y obtención de la distribución geográfica de la facilidad/dificultad de llevar a cabo la tramitación considerando la ausencia de restricciones y condicionantes medio ambientales para la implantación de plantas fotovoltaicas o eólicas.

El objetivo de este segundo análisis geográfico es caracterizar el territorio sobre la base de la facilidad de implantación de plantas eólicas y fotovoltaicas. Para ello, se ha utilizado el estudio “Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica.” elaborado por la Secretaría de Estado de Medioambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD). Con un enfoque de evaluación multicriterio, el análisis ha considerado de forma conjunta todos los previsibles impactos, condicionantes y restricciones medioambientales a los que pueden enfrentarse los promotores de nuevas instalaciones fotovoltaicas y eólicas, estableciendo una zonificación ambiental para la implantación de instalaciones renovables en el territorio peninsular. Teniendo en cuenta que existen condicionantes y previsibles impactos que afectan de forma diferente a instalaciones fotovoltaicas y eólicas se han elaborado dos mapas, uno para la generación eólica y otro para la fotovoltaica que clasifican la sensibilidad ambiental en baja, moderada, alta, muy alta y extrema.

Análisis y obtención de la distribución geográfica de la probabilidad de éxito de la construcción de plantas fotovoltaicas o eólicas a partir de las distribuciones de recurso, eficiencia de la producción y facilidad de tramitación.

Con objeto de identificar para los estudios de planificación las zonas en las que es más probable que se instalen las futuras plantas eólicas y fotovoltaicas se ha elaborado finalmente un indicador sintético fruto de combinar los indicadores anteriores de capacidad de producción (recurso y eficiencia) y de facilidad de tramitación ambiental (mapa de acogida) que resulta ser un indicador de la probabilidad de éxito de ubicación en una determinada zona. Este indicador es el resultado de combinar los indicadores de capacidad de producción (horas de producción equivalente normalizadas) y la caracterización de la zonificación medioambiental. Para su elaboración, previamente se han tratado

las series originales para que tengan el mismo formato y rango de variación. Adicionalmente, para el caso concreto de las sensibilidades medioambientales, se considera no recomendable la instalación en las zonas de sensibilidad medioambiental extrema, por lo que, en dichas zonas, cuentan con un indicador de éxito combinado de valor nulo, lo que supone no considerar en el ejercicio estas ubicaciones.

Consideración de otros factores a través del interés de los sujetos

El interés de los promotores en desarrollar una planta fotovoltaica o eólica en una determinada zona puede derivar de de otros factores adicionales más allá de los aspectos ambientales y de recurso y eficiencia previamente comentados. Por ello, la asignación final de nueva potencia a considerar por comunidad autónoma y subestación se ha efectuado en función del peso de las intenciones de los promotores en cada comunidad moduladas por la probabilidad de éxito sobre el total peninsular. Para ello, se utiliza el conjunto de la generación proveniente de todas las propuestas recibidas en el proceso de planificación y proveniente de accesos con solicitud de acceso completa (autorizados y no autorizados) a inicio de los estudios, 31 de agosto de 2019, tras realizar un filtrado para eliminar todas aquellas que pudieran estar repetidas (han resultado ser de tan solo un 10%).

Figura 1. Etapas de la metodología de ubicación de la generación renovable en el escenario de estudio de la planificación, según recurso, minimización del impacto ambiental e interés de los sujetos

Gracias a esta metodología, los desarrollos de red necesarios resultado de los estudios favorecerán la evacuación de generación renovable futura en las ubicaciones de generación renovable más acordes a los principios rectores de esta planificación: fomento de las renovables en zonas de alto recurso y minimización del impacto medioambiental, de la forma más eficiente y económicamente sostenible. El análisis del resultado obtenido muestra que gran parte de las instalaciones con mayor probabilidad de éxito y, por tanto, consideradas en el escenario de estudio se conectan en la red de partida, es decir la red ya existente o en construcción, por lo que se minimiza el impacto ambiental. Sin embargo, se da cabida asimismo a un conjunto de nuevas propuestas, principalmente en zonas de elevado recurso sin red de transporte existente o ya planificada, que permiten la puesta en valor de zonas con producción muy eficiente.

METOLOGÍA DE SELECCIÓN DE SOLUCIONES A LAS NECESIDADES FUTURAS DE RED

Tras la definición del escenario de estudio, en el proceso de planificación se abordan una serie de estudios de flujos de carga en las 8760 horas del año que permiten identificar los principales problemas de la red de transporte en estudio para integrar correctamente la generación y demanda del escenario coherente con el PNIEC. Se trata principalmente de sobrecargas en la red, vertidos y energía no suministrada. Estos problemas ponen de relieve unas necesidades de evolución de la red de transporte que deben atenderse mediante nuevos desarrollos. La evolución tecnológica experimentada en los últimos años ha permitido disponer de posibles soluciones alternativas a las necesidades anteriores. Por ello, para resolver las necesidades detectadas, además de los desarrollos tradicionales (nuevas líneas, subestaciones y repotenciaciones), en la elaboración del plan 2021-2026 los desarrollos de las tecnologías de comunicación y de tratamiento de datos han permitido, en primer lugar, la consideración de soluciones que modifican la operación en tiempo real como son los sistemas de adaptación de la generación post-contingencia con una participación importante de renovables, así como la implantación de sistemas de monitorización dinámica de la capacidad de las líneas de transporte. Asimismo, se han considerado soluciones basadas en otros avances tecnológicos como son el uso de conductores de alta temperatura, de baterías integradas en la red de transporte o de elementos de control de flujo mediante electrónica de potencia.

La disponibilidad del mencionado abanico de soluciones ha hecho necesario desarrollar igualmente en esta fase una nueva metodología de selección de soluciones a las necesidades de red en la que se han incorporado los principios rectores. Para ello, las soluciones se iban analizando de forma ordenada desde las de menor impacto ambiental y económico hasta las de mayor, tratando de encontrar la solución o combinación de soluciones viable, suficiente y con un análisis coste-beneficio positivo para el conjunto del sistema eléctrico. En este sentido, el orden definido para la evaluación de posibles soluciones, o combinación de soluciones, ha sido el que queda reflejado en la figura adjunta.

Figura 2. Flujograma de selección de alternativas para la resolución de los problemas de red

La aplicación de la metodología descrita al proceso de planificación con horizonte 2026 ha resultado en un Plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026[3] con las siguientes características:

- Cerca del **80% de los problemas** que, según los análisis del escenario de estudio, podría presentar la red en 2026 se solventarían mediante **la incorporación masiva de las renovables a los sistemas automáticos de reducción de generación post-contingencia**. Por tanto, resulta vital el despliegue generalizado de herramientas avanzadas de operación y comunicación; tarea a la que ya está dedicada el Operador del Sistema.
- Cerca del **72% de las actuaciones de líneas planificadas se encaminan a la maximización de la red de transporte existente**, con más de 7000 km de repotenciaciones planteadas, a las que se añaden soluciones con nuevas tecnologías; a saber, la instalación de más de 700 km de sistemas de monitorización de las líneas en tiempo real y el cambio a conductores de alta temperatura de unos 300 km de líneas existentes.
- **Finalmente, el plan de desarrollo incluye toda una serie de soluciones con nuevas tecnologías con objeto de atender las necesidades de la red en 2026: sistemas avanzados de operación, sistemas de monitorización de las líneas en tiempo real, nuevos conductores de alta temperatura, baterías y compensadores síncronos como elementos de red de transporte, STATCOMs y enlaces en corriente continua HVDC**.

Figura 3. Resultado de la aplicación de la metodología de selección de soluciones para la resolución de las necesidades de la red futura en el Plan de desarrollo de la red de transporte española 2021-2026

PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRASNPORTE 2021-2026: PIEDRA ANGULAR DEL PNIEC

En los apartados anteriores se ha ejemplificado cómo en cada una de las fases de determinación del *Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica. Período 2021-2026*[3], se han tenido en cuenta los principios rectores establecidos en la Orden[2] que daba inicio a la planificación y que instaba, en primer lugar, a que se diseñase una red de transporte que, cumpliendo con los principios de sostenibilidad económica y ambiental, permitiese *El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima del PNIEC 2021-2030*[1].

Como resultado, la red de transporte planificada consigue el equilibrio entre los objetivos de política energética, seguridad de suministro, sostenibilidad económica y compromiso medioambiental y se constituye en uno de los pilares que permitirán el cumplimiento del PNIEC. En efecto, de no desarrollarse la red de transporte más allá de los proyectos

que están ya actualmente en estado de avance importante, se tendría un vertido de producción renovable respecto a su potencial producción de cerca del 15% y la integración de renovables sería de un 62 % del valor total de generación eléctrica, 6 puntos porcentuales por debajo del 68 % que debe obtenerse en una senda de cumplimiento de PNIEC. Con una red sin limitaciones, sí se cumplirían los objetivos establecidos en el PNIEC y el vertido se reduciría al 2,4 %, sin embargo, esta red tendría un alto impacto social, ambiental y un elevado coste de inversión. La red planificada se sitúa entre la red de partida y la red sin limitaciones para permitir el equilibrio entre los objetivos de política energética, la seguridad de suministro, la sostenibilidad y el compromiso medioambiental. Permite capturar, con un coste limitado, el 80-90% de los beneficios que se obtendrían con una red sin limitaciones.

Por tanto, el Plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 resulta ser una de las piedras angulares en las que se debe cimentar el PNIEC: el desarrollo de red previsto permitirá la integración efectiva en el mix de producción eléctrica nacional de un 67 % de energías verdes, lo que llevará a una reducción de emisiones de CO_2 de un 66% respecto a la actualidad. Todo ello, respetando tanto la sostenibilidad medioambiental, garantizada con la aprobación del Estudio Ambiental Estratégico del Plan, así como la sostenibilidad económica del sistema. En efecto, la construcción de las actuaciones contenidas en el Plan no sólo dinamizará la actividad económica, sino que aportará más de 1600 M€ de ahorro anual a los costes del sistema eléctrico.

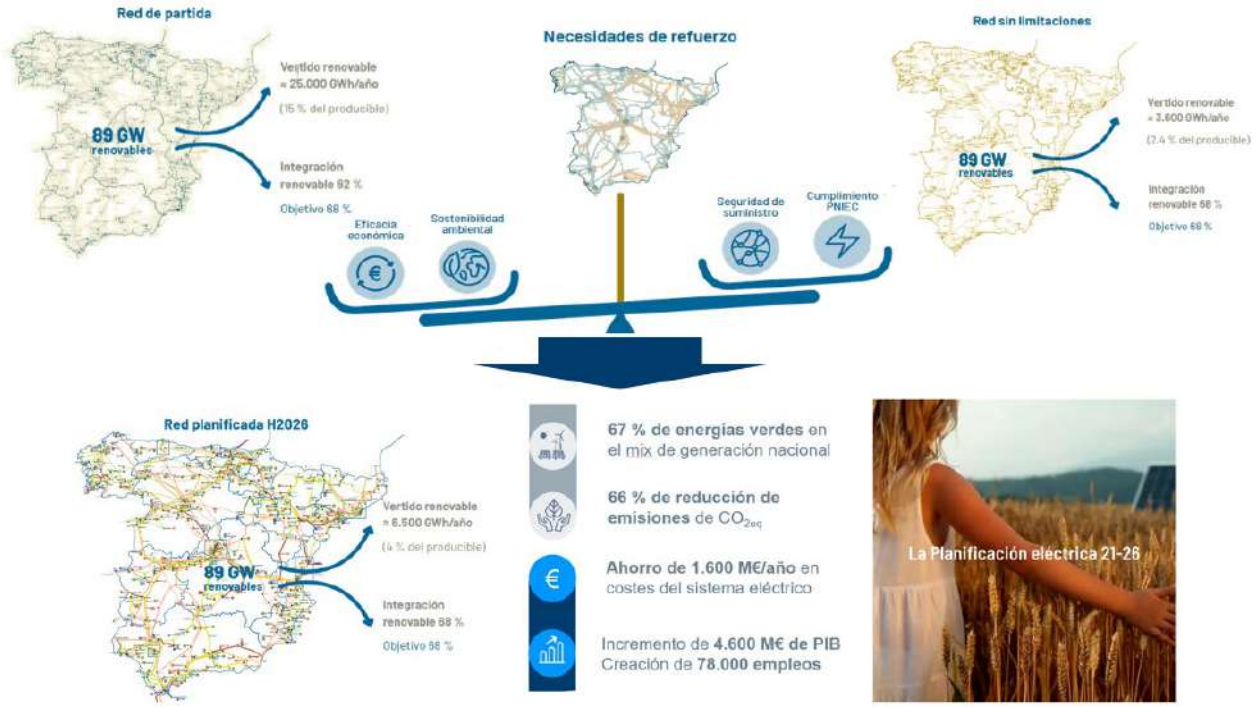


Figura 4. El Plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 como elemento clave en la consecución de los objetivos del PNIEC

REFERENCIAS

[1] PNIEC: Plan nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (https://www.www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx)

[2] Orden TEC/212/2019, *de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con Horizonte 2026*. BOE, viernes 1 de marzo de 2019

[3] Plan de desarrollo de la red de transporte eléctrica 2021-2026 (https://www.planificacionelectrica.es)

ESTRATEGIAS PARA SEGMENTAR E INVOLUCRAR A CONSUMIDORES EUROPEOS EN FLEXIBILIDAD ENERGÉTICA

Juan Martino, diseñador estratégico, Soulsight Design Strategy.
Carmen Valor, profesora e Investigadora IIT, Universidad Pontificia de Comillas
Leonor Ruiz, diseñadora estratégica, Soulsight Design Strategy.

Resumen: Este documento recoge dos resultados clave del trabajo social del proyecto H2020 ReDREAM de flexibilidad energética con pilotos en cuatro países europeos. El primer resultado es una segmentación de consumidores por arquetipos de comportamiento basados en su conciencia energética y su relación con la tecnología que permite un mejor entendimiento de las motivaciones de estos para ser flexibles en su consumo. El segundo es un paquete de estrategias que permite identificar y reclutar a los consumidores que tienen equipos flexibles, ya que la correcta identificación junto con la motivación de modificar sus hábitos de consumo es uno de los grandes retos de los experimentos de flexibilidad actualmente.

Palabras clave: flexibilidad, agregación de la demanda, consumidor activo; arquetipos de comportamiento; cambio climático; ahorro energético, tecnología IoT, equipamientos flexibles, integración de energías renovables; estrategias de reclutamiento;

1. CONTEXTO GLOBAL Y EL ROL DEL USUARIO ACTIVO EN FLEXIBILIDAD ENERGÉTICA

La descarbonización ha sido una de las palabras más mencionadas en los foros mundiales de los últimos años, sin embargo, implica una transición compleja ya que involucra cambios en muchos sectores, inversión y sobre todo la cooperación de todos los actores. Para que esta transición se pueda llevar a cabo, la digitalización de los servicios y los productos en el sector energético, como las redes inteligentes y la agregación de la demanda, es una clave fundamental y la Unión Europea invita a la "*twin transition*" (transición verde y digital). El creciente uso de las fuentes de energía renovables exige estrategias para flexibilizar la demanda de los consumidores (Sloot et al., 2021). Esta flexibilización implica un cambio importante en el papel de los consumidores y ya se han observado varios obstáculos para dicho cambio (Parrish et al., 2020; Schuitema et al., 2017). Se están aplicando enfoques experimentales en forma de *sandboxes* o proyectos piloto (Mlecnik et al., 2020) para probar y medir los enfoques de comportamiento que pueden contrarrestar estas barreras y, finalmente, permitir una demanda flexible. Estos experimentos son fundamentales, ya que la regulación, la elaboración de políticas y los modelos empresariales se basan en sus resultados. En este nuevo modelo, el consumidor adquiere un rol activo en el mercado energético y necesitamos que éstos participen con su autoconsumo o flexibilidad para poder llevar a cabo la transición energética eficaz. El reto radica en cómo convertir en actores activos a los consumidores, dispuestos a cambiar sus comportamientos, cuando hoy entienden la energía como una *commodity* abstracta y compleja.

2. PROYECTO REDREAM

ReDream es un proyecto de innovación en flexibilidad energética financiado por la Comisión Europea (No. 957837) dentro del programa EU HORIZON2020. Nace para crear un nuevo paradigma en el sistema energético donde el prosumidor, consumidor y productor a la vez, adquiere un rol más activo y central. Hay pilotos activos en cuatro países: España, Italia, Croacia y Reino Unido y cuenta con la participación de 15 empresas y organizaciones de siete países que están trabajando conjuntamente en el despliegue de un ecosistema digital propio. Este está formado por una app para consumidores y la instalación de unos dispositivos IoT de Stemy Energy, para flexibilizar recursos como cargadores de vehículos eléctricos, termos de agua caliente, aerotermias, paneles fotovoltaicos, bombas de frio o calor, grandes refrigeradores u otro tipo de maquinaria, en el caso de consumidores comerciales o agroindustriales.

2. MÉTODO

Soulsight y la Universidad de Comillas hicieron una investigación inicial en noviembre de 2020 del contexto de los cuatro pilotos, seguida de un estudio cualitativo más profundo y estructurado a través de conversaciones y mesas de debate con consumidores y las partes interesadas in situ. Se entrevistaron a 34 consumidores residenciales, 10 comerciales/agroindustriales y 12 expertos locales en total en los 4 países. A partir de los resultados de esta investigación, junto con una revisión de estudios científicos complementaria, se identificaron las motivaciones, barreras y palancas de los consumidores para la participación en el proyecto de flexibilidad. Esto nos ha permitido definir y validar a posteriori una segmentación por arquetipos de consumidores explicada en el punto 3. A través de un trabajo iterativo durante 2 años se ha trabajado con los responsables de la captación de usuarios de los pilotos en la elaboración, testeo y mejora de

las estrategias de reclutamiento a través de sesiones cocreación en las que han llegado a participar 23 expertos. Estas estrategias se recogen en el punto 4 del documento.

3. MOTIVACIONES DE LOS CONSUMIDORES PARA SER FLEXIBLES

Es fundamental que las soluciones tecnológicas de flexibilidad respondan a las necesidades y motivaciones de los consumidores, ya que sino éstos no van a estar dispuestos a cambiar sus comportamientos de consumo cuando la red lo necesite. Para ello hemos trabajado con las dos variables que nos permiten segmentar a estos consumidores para la flexibilidad de la demanda: su conciencia energética y participación en la transición y la relación con la tecnología.

3.1. Segmentación por conciencia energética y participación en la transición

Esta dimensión comprende dos características de los consumidores: la concienciación y la sensibilización energética y la disposición a participar en iniciativas dirigidas por la comunidad. La conciencia y la sensibilización energética son características relevantes para que los consumidores se relacionen con la energía para cambiar algunos comportamientos. Junto a la concienciación energética, la participación es fundamental: la transición energética será posible gracias a las iniciativas lideradas por la comunidad; por lo tanto, la voluntad de participar en iniciativas lideradas por la comunidad es otra característica relevante de los consumidores. Combinando las diferencias observadas en las dos variables que componen la primera dimensión (Figura 1), se identifican cuatro arquetipos.

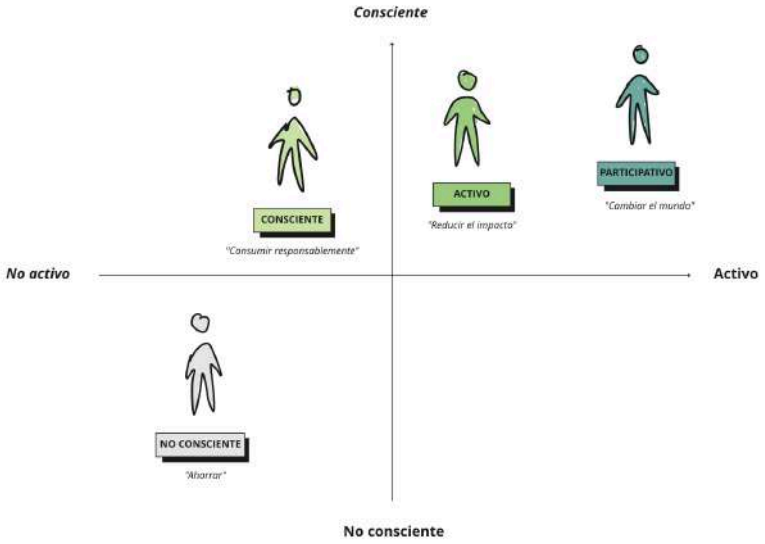


Figura 1. Arquetipos de comportamiento según su conciencia energética y participación en la transición

Participativo: Es un usuario pionero muy participativo e implicado, motivado principalmente por el deseo de cambiar, no sólo sus prácticas individuales, sino también la comunidad en su conjunto. Son conscientes de que el consumo de energía forma parte de un conjunto más amplio de dinámicas de transición. Se ven a sí mismos como agentes de cambio y comparten objetivos con un enfoque comunitario.

Activo: Este usuario es consciente y se compromete a reducir el consumo de energía o a obtenerla de fuentes renovables. Sin embargo, su implicación se limita a su hogar y/o a sus compañeros más cercanos. Su objetivo es reducir su impacto medioambiental, pero se implican menos en las iniciativas comunitarias. En resumen, tienen una alta concienciación, pero su activismo se lleva a cabo dentro de su hogar o entre sus allegados.

Consciente: tienen un conocimiento limitado del funcionamiento de los sistemas energéticos. Pretenden consumir de forma correcta y han rutinizado ciertos comportamientos de reducción de energía. Sin embargo, no creen que estos hábitos puedan tener un impacto en el sistema energético en su conjunto. Aunque sueñan con un mundo cambiado, también les resulta difícil modificar ciertas prácticas. Al igual que el activo, su relación se limita a los círculos internos (familia y amigos).

No consciente: es un usuario que sólo muestra interés por las innovaciones relacionadas con la energía siempre que supongan una reducción de la factura. Por lo tanto, su principal motivo para participar en el proyecto es ahorrar dinero. Por lo general, reconocen que la falta de tiempo es una razón para justificar que no se esfuercen en comprender las cuestiones relacionadas con la energía. Están ocupados gestionando sus vidas para añadir algo más de lo que preocuparse, por lo que la comodidad y las soluciones sin complicaciones son vitales para este arquetipo.

3.2. Segmentación por relación con la tecnología

Dado que la interacción con el ecosistema estará mediada por una tecnología (app móvil, app web y dispositivos IoT instalados en los edificios), incluimos un criterio de implicación tecnológica para segmentar a los consumidores. Durante la fase de investigación cualitativa identificamos diferentes comportamientos en torno a su relación con la tecnología y su actividad digital en las cuatro ubicaciones de demostración. En concreto, preguntamos por su relación con diversos servicios digitales (por ejemplo, servicios bancarios, de entretenimiento o domésticos), así como por el uso de dispositivos para la gestión de la energía (por ejemplo, termostatos, aplicaciones, paneles fotovoltaicos, inversores, etc.), y el uso de redes sociales, medios sociales y aplicaciones de comunicación. Con estos datos, exploramos su perfil de innovación, su disposición hacia la tecnología y su confianza en los dispositivos y el software.

Dos variables surgieron como componentes clave de esta dimensión: el uso de la tecnología y la confianza en la tecnología. A su vez, el uso y la confianza en la tecnología vienen definidas por una amalgama de variables como: el número de dispositivos utilizados y la conexión entre ellos, frecuencia de interacción entre ellos, el número de servicios digitales y apps que utilizan para gestionar su vida personal, los canales, el nivel de control, la cantidad, variedad y profundidad de la información, el origen y la fabricación de los dispositivos, fiabilidad percibida, confianza en la durabilidad y el rendimiento de un dispositivo y gestión de la privacidad de los datos. A partir de estas dos dimensiones, se identifican cuatro arquetipos de consumidores (Figura 2).

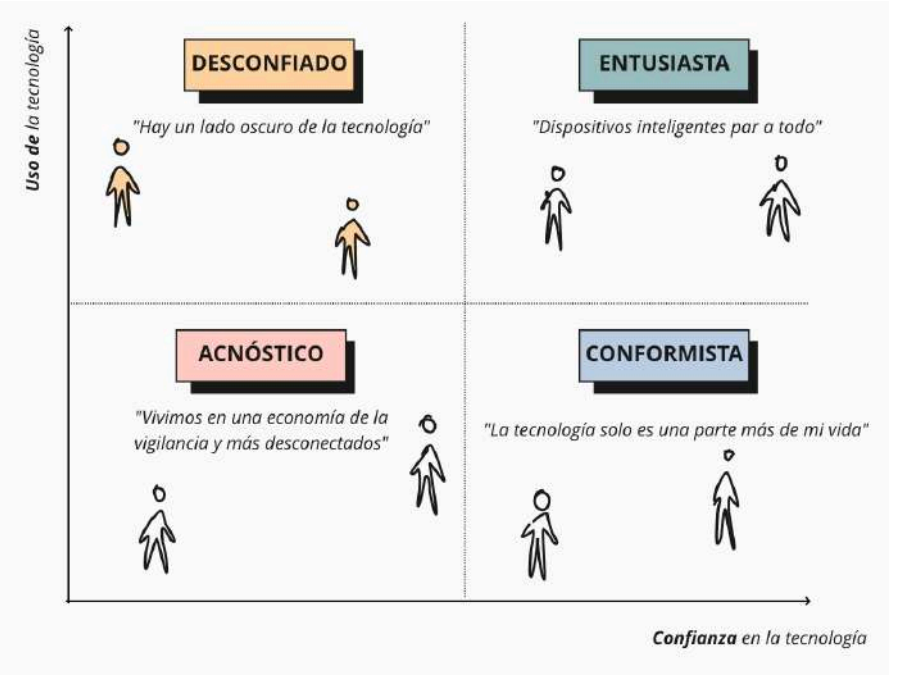


Figura 2. Arquetipos de comportamiento según relación con la tecnológica

Los **desconfiados** tecnológicos son consumidores de nivel medio o avanzado, pero escépticos y preocupados por las consecuencias negativas para las personas y la sociedad. Se preocupan por su privacidad, es decir, por saber quién y cómo utiliza sus datos, incluso en la procedencia y fabricación de los dispositivos. No rechazan la tecnología, pero son muy conscientes de sus decisiones de compra y uso. Por ejemplo, eligen Telegram en lugar de WhatsApp y gestionan activamente las preferencias de cookies mientras navegan por la web. No están seguros de instalar paneles fotovoltaicos, baterías o utilizar vehículos eléctricos debido a la dudosa ética del origen y extracción del silicio o litio.

Los **entusiastas** de la tecnología son consumidores entusiasmados con la tecnología, tanto por razones utilitarias (es decir, las funcionalidades de la tecnología) como por cuestiones relacionadas con la identidad (construyen su identidad en torno a ser un experto en tecnología). Utilizan sus teléfonos inteligentes para gestionar sus vidas, tanto en lo personal como en lo profesional; algunos también amplían la experiencia a través de otros gadgets inteligentes personales (relojes inteligentes, bandas, etc.). Del mismo modo, utilizan la tecnología para gestionar sus hogares y reconocen tener electrodomésticos inteligentes, dispositivos domésticos inteligentes (por ejemplo, termostatos o asistentes de IA como Alexa). También pueden tener tecnología relacionada con la energía, como contadores inteligentes, paneles fotovoltaicos e inversores conectados a apps o un VE.

Los **agnósticos** tecnológicos viven en un mundo que, lamentablemente, se considera tecnológicamente dependiente. Aunque no niegan el valor utilitario de la tecnología, no ven que este valor compense los efectos negativos de la tecnología en términos de aislamiento y desconexión social. De hecho, lamentan que la digitalización esté desconectando a las personas de la vida real y erosionando las relaciones físicas; además, les preocupan las grandes empresas tecnológicas y su vigilancia de las personas. Se resisten a utilizar las tecnologías y reducen su uso al mínimo. Además, les preocupa el impacto en la salud humana de las microondas o la infraestructura de redes móviles o WIFI.

Los **conformistas** tecnológicos son consumidores de nivel bajo o medio de la tecnología. La utilizan porque ven que es conveniente para comunicarse con los demás, les facilita el trabajo y les ayuda a gestionar sus hogares, pero no muestran una verdadera implicación, como hacen los entusiastas de la tecnología. No piensan mucho en ello y no se preocupan mucho por la fiabilidad, el rendimiento o la seguridad. Tienen un smartphone para conectarse con la gente a través de aplicaciones de mensajería o redes sociales, para hacer fotos, y pueden utilizar un conjunto seleccionado de aplicaciones funcionales como mapas o aplicaciones relacionadas con el entretenimiento (por ejemplo, vídeos o juegos).

Los criterios descritos anteriormente no son excluyentes, sino que los arquetipos son una mezcla de los criterios utilizados, de forma que surgirían 16 arquetipos, al combinar cualquiera de las cuatro opciones relacionadas con la concienciación en la energía con los otros cuatro arquetipos que surgen de la dimensión de la relación con la tecnología.

4. CÓMO ENCONTRAR A LOS CONSUMIDORES FLEXIBLES Y CONVENCERLES

Mientras que muchas investigaciones han examinado cómo se comportan los consumidores una vez que han participado en uno de estos experimentos, el problema de cómo reclutar a los consumidores para que participen en estos experimentos se suele pasar por alto, a pesar de la importancia del reclutamiento en el viaje de compromiso (Darby, 2020; Parrish et al., 2019). El reclutamiento es especialmente difícil en el caso de los experimentos centrados en la flexibilidad, ya que, aunque si existen muchos dispuestos a contribuir a la transición, solo los que tienen equipos flexibles tienen derecho a participar (Darby, 2020; Powells y Fell, 2019). De hecho, un análisis de las primeras rondas de reclutamiento en el proyecto ReDREAM, donde se empleó una estrategia de Motivación → Equipamiento (Tabla 1), se descubrió que las tasas de conversión eran muy bajas, porque la mayoría de los consumidores que expresaban su interés no tenían el equipo adecuado en su lugar y/o no estaban dispuestos a comprar antes de entrar en el proyecto. Por ellos las segundas rondas se basaron en una estrategia de Equipamiento → Motivación (Tabla 1), donde se priorizaba la identificación de consumidores que ya tuviesen equipos flexibles, y a los que posteriormente se motivaba a participar si no lo estaban ya.

ESTRATEGIAS	PROS	CONTRAS
MOTIVACIÓN → EQUIPAMIENTO	- Adecuado para utilizarlo con consumidores residenciales en zonas sin red de gas. - Campañas de marketing digital fáciles de planificar - Estrategia y plan de acción sencillos	- Baja tasa de conversión de participantes motivados a elegibles - Mayores costes de adquisición
EQUIPAMIENTO → MOTIVACIÓN	- Muy eficaz con las empresas, comercios e industria - Recomendable en zonas residenciales donde el gas la principal fuente de calor - Tiempos de detección y contratación más cortos - Altas tasas de conversión	- Gran esfuerzo inicial para detectar los equipos elegibles - Estrategia y plan de acción complejos en función de los equipos - Implica trabajo manual y visitas en persona - Dificultad para convencer a consumidores con los equipos per sin la motivación

Tabla I. Estrategias de reclutamiento

Dentro de la estrategia de identificación de consumidores con equipamientos válidos, se han elaborado y testado cinco sub-estrategias posibles, más allá de la basada en los datos de consumo dados por el contador inteligente (Martínez-Pabón et al., 2017) o la factura que en el contexto de este proyecto no eran accesibles.

La primera estrategia, ***Lo primero los negocios***, consiste en dar prioridad a la captación de consumidores con grandes posibilidades de ser elegibles. A menudo, el equipamiento adecuado está vinculado al desempeño de otras actividades. A modo de ejemplo, los consumidores del sector de la hostelería tienen más probabilidades de disponer de grandes congeladores o frigoríficos que puedan flexibilizarse. Del mismo modo, los gimnasios y centros deportivos tienen grandes piscinas que también pueden flexibilizarse. La calefacción y la refrigeración eléctricas son más fáciles de encontrar en las tiendas, los centros comerciales y los hospitales, que en los consumidores residenciales que tienen calefacción de gas. Por ello, se aconseja a los experimentadores o a los gestores de las demostraciones que empiecen a contratar a consumidores comerciales e industriales de sectores específicos. Estos pueden ser identificados a partir de los listados proporcionados por las Cámaras de Comercio, los ayuntamientos, las asociaciones industriales o comerciales locales o regionales, u otros proveedores de datos. Una vez identificados los consumidores es aconsejable tener un contacto cara a cara con los directivos o la persona encargada de los asuntos energéticos en la empresa.

La segunda estrategia, ***De metralleta a francotirador***, consiste en centrarse primero en los edificios con el equipamiento adecuado y luego dirigirse a los consumidores que viven en el edificio. A modo de ejemplo, las promociones de nueva construcción suelen llevar incorporados sistemas fotovoltaicos, bombas de calor o sistemas de refrigeración eléctrica. Por lo tanto, es probable que los residentes en una de estas construcciones sean elegibles. Del mismo modo, si un edificio dispone de calefacción eléctrica, es probable que otros edificios cercanos también tengan alternativas de calefacción similares, probablemente porque el suministro de gas no está disponible. Además, en el sur de Europa los grandes condominios suelen tener una piscina común de más de 15 metros cuadrados que puede utilizarse en experimentos de flexibilidad. El certificado energético de los edificios puede ser una buena aproximación para saber si el edificio tiene equipos incorporados para actuar en los experimentos de flexibilidad. Alternativamente, las bases de datos públicas de la red de gas pueden ayudar a identificar las zonas (calles, áreas o edificios) que carecen de suministro de gas, lo que apuntará al uso de la calefacción eléctrica.

La tercera estrategia, ***Encuentra el "cacharro"***, complementa la anterior. Cuando no es posible obtener una lista de construcciones con equipos elegibles, debido a las restricciones de datos o a la limitada información proporcionada por la oficina de registro de edificios, esta estrategia puede ayudar a identificar los equipos visibles desde el exterior (fotovoltaicos, calefacción y refrigeración eléctrica, postes de recarga o piscinas). Normalmente, los experimentos se realizan en lugares restringidos, por lo que un paseo por los alrededores puede ayudar a detectar los edificios con estas características. Como alternativa, se pueden realizar mapas aéreos o búsquedas filtradas en sitios web inmobiliarios o de alquiler de apartamentos para identificar los edificios con los equipos elegibles. Una vez identificados los edificios, se puede contactar con los consumidores por diferentes medios: se pueden entregar folletos en los buzones de los consumidores o en los principales comercios de los alrededores; se puede concertar una reunión con el administrador del edificio o con los vecinos; se puede colocar una furgoneta o un puesto informativo en los alrededores; o se pueden pegar carteles en los principales edificios comunitarios (por ejemplo, escuelas, iglesias, centros comunitarios o deportivos) si lo permiten.

La cuarta estrategia, ***De instalador a embajador***, consiste en asociarse con las empresas que proporcionan los equipos elegibles o que se dedican a la instalación o el mantenimiento de estos equipos. Como mínimo, estas empresas pueden actuar como canal de comunicación proporcionando a sus clientes folletos sobre el proyecto o exhibiendo carteles o pegatinas con la información del proyecto. Para incentivar la participación de estos profesionales, es aconsejable crear un "programa de embajadores" por el que puedan recibir una forma de compensación por cada usuario recomendado o por cada usuario que finalmente entre en la demostración; en otras palabras, debería establecerse un pago por pista o un pago por conversión para garantizar que los embajadores encuentren activamente nuevas contrataciones. Otra posibilidad es ofrecer un descuento en la instalación a los consumidores si se unen al proyecto.

Estas cuatro estrategias permiten identificar una base potencial de clientes a la que dirigirse. Ésta última estrategia, ***Member-get-meber***, consiste en utilizar esta base inicial como agentes de captación en un segundo estado. Trabajos anteriores han demostrado que, antes de adquirir una tecnología energética innovadora (por ejemplo, la fotovoltaica), los consumidores buscan el asesoramiento de los compañeros que ya han adoptado (Palm y Eriksson, 2018). Dado que los primeros adoptantes son individuos con una ocupación relacionada con el medio ambiente, la tecnología o la ingeniería (Karytsas y Theodoropoulou, 2014), su opinión se considera más creíble. Así, esta estrategia capitalizaría la confianza existente entre los compañeros, que puede facilitar la reticencia inicial a participar.

5. CONCLUSIONES

La energía es una *commodity* para el usuario que además es percibida como compleja. Es importante entender el grado de conciencia de la energía y la voluntad de participación de los usuarios en la transición energética antes de querer involucrarles en dinámicas de flexibilidad, que complejicen aún más su realidad.

La agregación de la demanda y la provisión de flexibilidad van muy de la mano de dispositivos tecnológicos e interfaces digitales, en los que el consumidor tiene/puede interactuar; comprender su nivel de relación con la tecnología es fundamental para una efectiva involucración a lo largo del tiempo, donde la tecnología tiene que ser una palanca y no una barrera.

Los consumidores tienen patrones de consumo y motivaciones para ser flexibles muy variados (económica, medioambiental, comunitaria, etc.) en los diferentes sectores (residencial, comercial, agroindustrial), países o momentos vitales (familias, jubilados, etc.). Bajo una segmentación de motivación y comportamiento como la elaborada en el proyecto (y no sociodemográfica como es habitual), se puede facilitar la toma de decisiones en proyectos de agregación de la demanda, flexibilidad y/o eficiencia energética.

Hay más usuarios comprometidos con la transición energética y dispuestos a ser flexibles, que con capacidad real para ofrecer esos servicios a la red hoy en día, debido a sus equipamientos. En este momento de la transición dónde la mayoría de los hogares están calentados con gas, es difícil encontrar consumidores residenciales con equipamiento flexible. Por ello es fundamental disponer de estrategias que permitan a los agregadores encontrar esos consumidores potencialmente flexibles (estrategias *Equipamiento→Motivación*) de una manera efectiva que permita seguir extrayendo aprendizajes para estar preparados para cuando la regulación y la renovación de los equipamientos favorezcan una flexibilidad real.

En los lugares dónde hay más posibilidad de encontrar consumidores con equipos flexibles (comerciales, industriales, zonas sin gas, edificios o condominios nuevos, etc.) las estrategias de *Motivación→Equipamiento* son muy eficaces porque apelan directamente a la necesidad y motivación de los usuarios, se entre por lo emocional y no lo técnico.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todos los *partners* de ReDREAM, en especial a ZEZ, Energética, Bio-Distretto y BWCE por su colaboración continua en los pilotos y el trabajo con los resultados y aprendizajes.

REFERENCIAS

Darby, S. J. (2020). Demand response and smart technology in theory and practice: Customer experiences and system actors. Energy Policy, 143, 111573.

Karytsas, S., & Theodoropoulou, H. (2014). Public awareness and willingness to adopt ground source heat pumps for domestic heating and cooling. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 34, 49-57.

Martinez-Pabon, M., Eveleigh, T., & Tanju, B. (2017). Smart meter data analytics for optimal customer selection in demand response programs. Energy Procedia, 107, 49-59.

Mlecnik, E., Parker, J., Ma, Z., Corchero, C., Knotzer, A., & Pernetti, R. (2020). Policy challenges for the development of energy flexibility services. Energy Policy, 137, 111147.

Palm, J., & Eriksson, E. (2018). Residential solar electricity adoption: how households in Sweden search for and use information. Energy, Sustainability and Society, 8(1), 1-9.

Parrish, B., Gross, R., & Heptonstall, P. (2019). On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems?. Energy Research & Social Science, 51, 107-118.

Powells, G., & Fell, M. J. (2019). Flexibility capital and flexibility justice in smart energy systems. Energy Research & Social Science, 54, 56-59.

Schuitema, G., Ryan, L., & Aravena, C. (2017). The consumer's role in flexible energy systems: An interdisciplinary approach to changing consumers' behavior. IEEE Power and Energy Magazine, 15(1), 53-60.

Sloot, D., Lehmann, N., & Ardone, A. (2022). Explaining and promoting participation in demand response programs: The role of rational and moral motivations among German energy consumers. Energy Research & Social Science, 84, 102431.

INFORME DE RESULTADOS: OBSERVATORIO PARA LA DESCARBONIZACIÓN RURAL

Leonardo Hervás, Director General. CIDE ASOCIACIÓN

Resumen: En 2021 CIDE ASOCIACIÓN puso en marcha un Observatorio con objeto de medir la evolución de la descarbonización en las zonas rurales aprovechando el conocimiento de la energía de las empresas distribuidoras de CIDE (empresas centenarias que llevan cerca de un siglo distribuyendo electricidad en los pueblos) y que todas desarrollan su actividad en entornos rurales, el 88% en pueblos de reto demográfico (menos de 5.000 habitantes). Con esta premisa se realiza un análisis de los principales ecosistemas que nos permitirán medir el grado de avance de la descarbonización: el desarrollo del vehículo eléctrico en las zonas rurales, el autoconsumo, el almacenamiento, el grado de electrificación de los hogares rurales o la concienciación ciudadana. Los principales resultados se contienen en el informe y muestran varias conclusiones interesantes con respecto a los objetivos marcados por el PNIEC. Este año CIDE presenta su segundo informe que nos permitirá comparar y analizar los resultados con respecto a los presentados el año anterior. Asimismo, pondremos de relevancia el papel del distribuidor en este contexto.

Palabras clave: Descarbonización, PNIEC, redes eléctricas, electrificación, datos, Observatorio, Fondos NextGen, autoconsumo y vehículo eléctrico.

Línea temática: El contexto de las Redes Eléctricas: PNIEC, Cambio Climático, Economía Circular (reducción huella ecológica), Objetivos de Desarrollo Sostenible, Transición Justa, Retos sociales y Resiliencia de la red al cambio climático, Marco regulatorio (Sandboxes), Plan de Recuperación económica, Regionalización.

¿QUÉ ES EL OBSERVATORIO PARA LA DESCARBONIZACIÓN RURAL?

La ruta establecida a nivel nacional para la descarbonización de la economía precisa del compromiso de todos los agentes. Para ello el sistema eléctrico será el vector tractor de la descarbonización de la economía, pretendiendo que esté totalmente descarbonizada en 2050, por lo que la extensión del uso de la electricidad a todos los ámbitos de actividad en los que sea posible, combinado con medidas de eficiencia energética, es crítico para lograr los objetivos de descarbonización.

El medio rural constituye un eje esencial sobre el que basar el proceso de descarbonización.

En este sentido, el medio rural es un foco de oportunidades, especialmente en el ámbito eléctrico, pues este medio constituye un eje esencial sobre el que basar el proceso de descarbonización y electrificación de la economía a través del desarrollo de su potencial de generación renovable a gran escala, así como mediante el despliegue de pequeñas instalaciones de renovables o de autoconsumo, el establecimiento de una red de puntos de recarga que vertebre España, actuaciones específicas sobre la demanda o la puesta en marcha de iniciativas piloto innovadoras que fomenten la integración de todos estos recursos renovables disponibles en las zonas rurales, entre otras actuaciones.

Considerando además que el medio rural abarca la gran mayoría del territorio y de los municipios a nivel nacional, una parte significativa de la población española vive en áreas rurales (más del 16% de los españoles, algo más de 7,5 millones de habitantes), y los retos y dificultades a los que se enfrenta el medio rural español, entre ellos, la despoblación, el envejecimiento de la población, el déficit de infraestructuras y servicios públicos y la falta de empleo, se justifica más aún que el medio rural no pueda ser olvidado en esta transición ecológica, foco de oportunidades, creación de riqueza y empleo en torno a una economía verde y resiliente.

Con este propósito CIDE crea el Observatorio de Descarbonización Rural.

CIDE es la principal Asociación española de pequeñas empresas distribuidoras de Energía Eléctrica, formada por cerca de 200 compañías, que dan servicio a más de dos millones de personas en, aproximadamente, medio millón de hogares de la España rural. CIDE desarrolla su actividad, en gran parte, en municipios rurales de menos de 5.000 habitantes, en prácticamente todo el territorio nacional, lo que le permite tener un papel activo en la España rural, contribuyendo de forma decisiva en el desarrollo social e industrial de este medio, creando empleo y favoreciendo la cohesión territorial.

Bajo el lema *Observar para Comunicar*, el objetivo principal del Observatorio es realizar una evaluación y seguimiento del proceso de descarbonización en el ámbito rural, desarrollando un papel activo que contribuya a que la conocida como *España Vaciada* no se quede atrás en dicho proceso:

- Potenciar el medio rural como foco de oportunidades en el ámbito eléctrico, como eje esencial sobre el que basar la descarbonización y la electrificación de la economía
- Promover y medir el nivel de cumplimiento de los objetivos definidos por el Gobierno en materia de descarbonización energética y reto demográfico en el medio rural.
- Afrontar los retos y necesidades del medio rural español, en relación con la despoblación, envejecimiento de la población, el déficit de infraestructuras y servicios públicos, y la falta de empleo.
- Identificar las principales iniciativas promovidas en el ámbito rural para la descarbonización, tales como las inversiones en redes, el impulso a las fuentes renovables, la inclusión del vehículo eléctrico, etc.

INTRODUCCIÓN / ANTECEDENTES

El medio rural, al igual que el conjunto del país, está inmerso en un **proceso de transición ecológica** llamado a cambiar radicalmente el panorama energético, así como, si se realiza adecuadamente, generar un efecto tractor que genere importantes mejoras de carácter socio-económico.

En el camino hacia la descarbonización de la economía, el medio rural está llamado a desempeñar un papel indispensable, pues alberga gran parte del **potencial de generación renovable** nacional, además de presentar las condiciones idóneas para su desarrollo. Sin embargo, el aprovechamiento de este potencial por parte del conjunto de la sociedad **no está generando los beneficios esperables** en las zonas rurales.

Como actor indispensable de la transición energética, el medio rural debe ser **puesto en valor**, a la vez que se **aprovecha el impulso de esta transformación** para fomentar el **desarrollo socio-económico** del entorno rural.

Para ello, será necesario **analizar la situación y las tendencias** propias de este entorno, con el fin de identificar las necesidades particulares que presenta el medio rural y poder **diseñar políticas específicas**.

METODOLOGÍA Y FUENTES DE DATOS

La información en la que se basa este documento procede esencialmente del análisis de datos obtenidos a partir de tres tipos de fuentes:

1. **Encuestas.** Se han realizado dos tipologías de encuestas, una a los usuarios domésticos rurales y otra a las empresas de los municipios rurales.
2. **Fuentes de información públicas.** Se han consultado fuentes de información oficiales, pertenecientes al Ministerio del Interior, a través de la Dirección General de Tráfico y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, así como al Instituto Nacional de Estadística.
   Adicionalmente, se han utilizado otros informes y datos de dominio público, como información del sistema eléctrico español procedente de Operador del Sistema (Red Eléctrica de España) o de otras plataformas públicas.
3. **Información estadística aportada por CIDE.** Se ha utilizado información estadística de pequeñas empresas distribuidoras asociadas de CIDE, sobre consumos energéticos y suministros en el ámbito rural de distintas regiones de España.

Figura 1. Fuentes de datos para el Observatorio

Cabe remarcar que se ha considerado como medio rural a todos aquellos municipios que cumplen con los condicionantes establecidos en la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural.

En este sentido, se han llevado a cabo dos estudios de campo consistentes en la realización de encuestas a una población representativa de los usuarios domésticos y empresariales del ámbito rural. Esta metodología ha sido necesaria para dar respuesta a la carencia de información específica del entorno rural.

Tras la primera etapa de obtención de respuestas, se ha integrado la información recopilada con la procedente de otras fuentes de información. Complementariamente, se ha realizado un tratamiento de los datos obtenidos con técnicas estadísticas con el objeto de extraer las observaciones más relevantes.

Cabe destacar que todos los datos fueron recopilados y tratados de acuerdo con las políticas y la normativa de confidencialidad y de protección de datos.

RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

Desde el Observatorio de Descarbonización Rural se ha abordado el análisis de varios ecosistemas que están marcando la hoja de ruta hacia la descarbonización en España, donde además el medio rural puede contribuir de forma relevante.

En este documento se presentan los datos más relevantes obtenidos en el primer informe de síntesis anual publicado en 2021. Actualmente está en proceso de finalización el segundo informe, que será presentado el próximo 2 de noviembre con los nuevos resultados. Por tanto, en este documento se referencia el primer informe de resultados.

El vehículo eléctrico en el medio rural

Las necesidades de movilidad en las zonas rurales son distintas a las de las zonas urbanas o interurbanas, y las soluciones globales no han sido siempre trasladables a las zonas rurales, por dispersión de su población y por la existencia de necesidades diferentes, lo que se ha traducido históricamente en un déficit de recursos, infraestructuras y servicios públicos de transporte en las zonas rurales, en relación con otras zonas más desarrolladas. Este hecho dificulta la movilidad, lo que a su vez incrementa aún más el riesgo de aislamiento de *la España Vaciada*.

Existe un riesgo de aislamiento de la población rural ante una falta de soluciones de transporte sostenible, incrementando las desigualdades entre las zonas rurales y el resto de España.

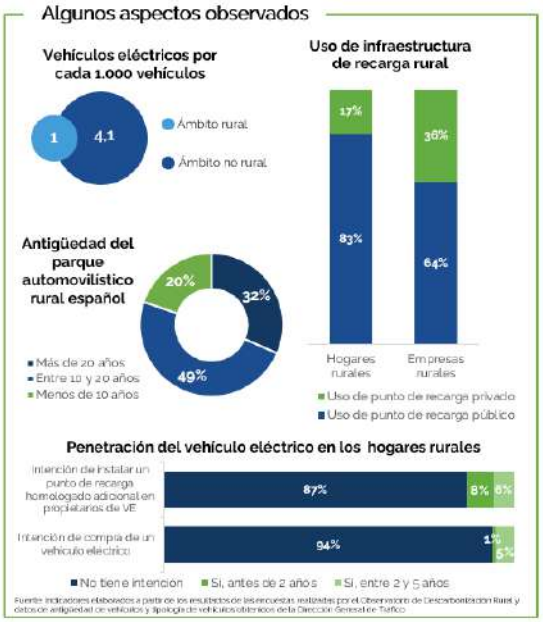


Figura 2. Aspectos observados vehículo eléctrico

Los datos obtenidos por el Observatorio evidencian esta tendencia, y es que la penetración del vehículo eléctrico en España está siendo desigual entre zonas rurales y urbanas. Además, una menor renta disponible en las familias rurales intensifica esta desigualdad.

Estas son algunas de las conclusiones obtenidas:

- 1 de cada 1.000 vehículos es eléctrico en las zonas rurales, frente a 4,1 en las zonas urbanas.
- El 94% de los usuarios domésticos no tiene intención de sustituir su coche por uno eléctrico en los próximos 5 años.
- Más del 77% vehículo zonas rurales tiene más de 10 años. Ciclo de sustitución. Oportunidad para la electrificación
- Falta de infraestructura de recarga pública frena el desarrollo del V.E: más del 80% usuarios domésticos no tiene punto de recarga propio.
- Existe riesgo de aislamiento de la población rural, ante una falta de soluciones de transporte sostenible incrementando las desigualdades entre las zonas rurales y el resto de España

El autoconsumo en el medio rural

La España rural presenta condiciones óptimas para el desarrollo del autoconsumo. Sin embargo, actualmente estas condiciones favorables no se están traduciendo en todos los casos en una mayor penetración del autoconsumo en los hogares rurales.

La penetración de autoconsumo en los hogares rurales está teniendo un desarrollo desigual.

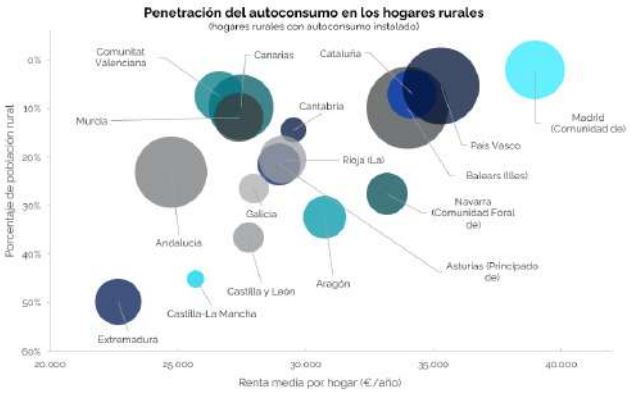


Figura 3. Penetración del autoconsumo en los hogares rurales por CCAA

La puesta en valor de las ventajas de las zonas rurales para el despliegue masivo del autoconsumo será esencial para reducir la actual brecha con respecto a las zonas urbanas. En la actualidad, se observa en las encuestas realizadas que regiones con menor nivel de riqueza y con gran recurso renovable, como es el caso de Extremadura, podrían quedarse atrás si no se toman medidas específicas.

Además, es en este tipo de regiones, donde el despliegue del autoconsumo puede traer un mayor beneficio, al permitir capturar mayores ahorros en costes energéticos a consumidores típicamente con menor renta disponible y en mayor riesgo de pobreza energética.

El apoyo institucional para el despliegue del autoconsumo, en aquellas modalidades más favorables para los consumidores, es crítico, ya que las tendencias actuales muestran desigualdades que pueden intensificarse durante los próximos años, desaprovechando el potencial disponible en zonas rurales con menores recursos y menor conocimiento de este tipo de soluciones.

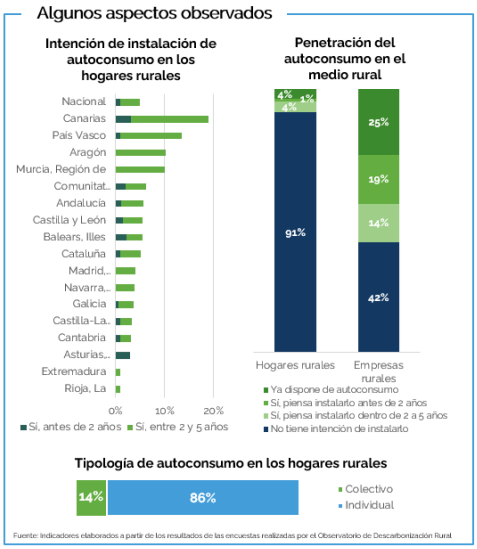


Figura 4. Principales aspectos del autoconsumo en zonas rurales

Según las encuestas realizadas:

- El 42% encuestados de actividades económicas rurales indica que tiene intención de instalarlo. El 25% ya lo tiene.
- El 91% de los hogares rurales no tiene intención de instalar autoconsumo

Grado de electrificación en el medio rural

Aproximadamente, el 32% de la energía consumida en España es de origen renovable y rural. En el año 2020, en torno al 88% de la potencia instalada de energía renovable en España se encontraba ubicada en el medio rural.

Además de generar la energía eléctrica, el medio rural español también es fundamental en el proceso de transporte y distribución de la energía, dado que las redes eléctricas, especialmente aquellas de mayor capacidad, se ubican en su mayoría en el ámbito rural.

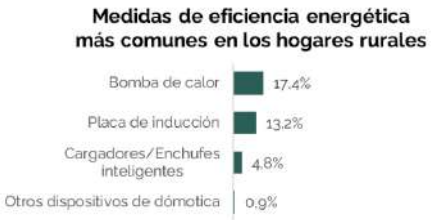


Figura 5. Principales medidas de eficiencia energética en hogares rurales

Las zonas rurales presentan índices de penetración significativamente menores en elementos clave de la transición como son el autoconsumo o el vehículo eléctrico, así como índices de electrificación inferiores a los que se observan en áreas urbanas:

- El consumo electrico en los hogares rurales es inferior en más de un 20% a la media española.
- Los hogares rurales muestran un conocimiento más limitado en aspectos de consumo eléctrico como potencia contratada en sus hogares.
- Es fundamental poner el foco en el medio rural con información útil y accesible para que el proceso de transición ecológica penetre de forma eficaz

PRINCIPALES LÍNEAS DE ACTUACIÓN

Teniendo en cuenta los datos obtenidos tras el análisis realizado por el Observatorio se pueden establecer posibles líneas de actuación. A continuación, se indican algunas de ellas:

Con relación al vehículo eléctrico:

- Mayor despliegue de infraestructura pública aprovechando el potencial de los corredores eléctricos nacionales.
- Incentivar por parte de la administración pública, soluciones de movilidad sostenible pública, mediante iniciativas que consideren las características singulares de este medio
- Intensificar las campañas públicas en aquellas zonas rurales con un parque automovilístico más envejecido y sujeto a una renovación durante los próximos años.

Con relación al autoconsumo:

- Poner a disposición de la población información pública e integral del nivel de penetración del autoconsumo en sus diferentes modalidades a lo largo de la geografía española, El papel ejemplarizante será clave.
- Implementar medidas de impulso en aquellas regiones rurales con menos recursos y un mayor potencial de desarrollo.
- Desarrollar acciones divulgativas sobre los beneficios y ahorros asociados a las instalaciones de autoconsumo.
- Activar líneas de actuación orientadas a la lucha contra la pobreza energética a través del aprovechamiento del potencial del autoconsumo en el medio rural durante los próximos años.

Con relación a la electrificación y eficiencia de otros usos energéticos:

- Implementación de campañas específicas de apoyo económico para la electrificación de las zonas rurales y reducir las desigualdades con el resto de España.
- Implementar indicadores de grado de electrificación en los diferentes municipios y localidades de España, con objeto de poder identificar brechas en el proceso de descarbonización y electrificación nacional, así como asegurar un proceso inclusivo.
- Intensificar el desarrollo de campañas formativas y de apoyo para identificar los consumos energéticos rurales y promover su electrificación, así como incentivar medidas de eficiencia energética, como por ejemplo la renovación de los sistemas de calefacción y refrigeración, instalación de electrodomésticos más eficientes o sistemas de domótica.
- Proveer más facilidades de asesoramiento a los usuarios con objeto de que puedan optimizar sus tarifas y consumos eléctricos.

MÁS INFORMACIÓN

Este documento contiene algunos de los principales resultados extraídos del primer informe de resultados del Observatorio para la Descarbonización rural presentado en 2021 por CIDE.

Para conocer el informe completo y los resultados que por su extensión no han sido incluidos en este documento:

- Página web del Observatorio https://observatoriodescarbonizacionrural.com/
- Informe completo: Link de descarga del informe

A la fecha de celebración del Congreso se podrán incorporar los resultados obtenidos en el segundo informe de resultados pudiendo obtener resultados evolutivos de un año.

Figura 6. Logo Observatorio para la descarbonización rural de CIDE

INVESTIGACIÓN SOBRE ESTRUCTURAS DE CELOSÍA INNOVADORAS PARA APOYOS DE ALTA TENSIÓN FABRICADAS CON TUBOS Y UN NUEVO SISTEMA DE UNIÓN BASADO EN NODOS

José Ramón López-Blanco, CEO, Anisopter Insightful Research, S.L.
Pablo Rodríguez-Herrerías, dpto. Tecnificación del Transporte de Red Eléctrica (Grupo Redeia)
Carlos García-Barrios, dpto. Ingeniería de Líneas de Red Eléctrica (Grupo Redeia)

Resumen: Los operadores de las redes de transporte y distribución deben minimizar el impacto ambiental y social que tienen los nuevos trazados de las líneas aéreas de alta tensión para reducir la oposición pública y asegurar el suministro, la integración de las renovables y las interconexiones con otros países. Una manera directa de afrontar estos retos consiste en compactar las líneas, i.e. reducir tanto la anchura de servidumbre como el tamaño y peso de los apoyos y sus cimentaciones utilizando estructuras más eficientes. Cada tonelada de acero y hormigón ahorrada, supone 3000 y 180 kg menos emisiones de CO_2, respectivamente. En este estudio, en lugar de utilizar el diseño tradicional basado en montantes arriostrados y angulares, se han explorado exhaustivamente distintas topologías trianguladas pero hechas con tubos. Un modelo de costes simplificado, que estima el precio de tubos, uniones y cimentaciones, dirige la optimización utilizando los casos de carga típicos de apoyos de doble circuito y 400 kV. Como los nuevos diseños deben fabricarse con tubos para aprovechar al máximo el material, se hace necesario realizar uniones más rígidas que no pueden efectuarse económicamente con pernos, placas y/o soldaduras. Por ello, se ha diseñado y simulado un nuevo sistema de unión basado en nodos que podría hacer la fabricación e instalación de estas estructuras más asequible, versátil y socialmente aceptable.

Palabras clave: Apoyos o torres de alta tensión, celosía, nodos, uniones, optimización topológica.

ANTECEDENTES

Una de las formas preferidas para luchar contra el cambio climático y favorecer la sostenibilidad y transición energética es la compactación de las líneas [1]. La compactación reduce el impacto visual, ecológico y económico a lo largo del trazado y facilita la aceptación social, lo que es clave para desarrollar a tiempo muchos proyectos.

Las estructuras de celosía suelen ser la opción más económica y eficiente para casi cualquier tipo de material. Esto es así porque todos sus miembros trabajan a tracción/compresión, que es la mejor manera de aprovechar sus propiedades mecánicas. Por ejemplo, el acero es tres veces más resistente en tracción/compresión que en cortadura.

Sin embargo, las celosías tradicionales de angulares todavía se fabrican con cartelas y tornillos, y con uniones embridadas las de tubos. Estas últimas son especialmente costosas ya que generalmente requieren placas de refuerzo, soldaduras, utillajes especiales, grúas pesadas y/o grandes infraestructuras para su ensamblaje. Estas dificultades se acentúan para uniones de tubos con geometrías especiales, por ejemplo, cuando todos los ángulos son diferentes entre sí.

Como solución alternativa para la unión de tubos con la geometría adecuada existen sistemas basados en nodos. No obstante, tan sólo unos pocos se utilizan en aplicaciones prácticas, la mayoría relacionadas con obras arquitectónicas singulares. Esto es así porque todos ellos requieren tornillos, soldaduras y/o modificaciones en los extremos de las barras que reducen su eficiencia e incrementan la complejidad y los costes de fabricación y montaje.

Para solucionar estos problemas creemos que se debe llegar a un compromiso adecuado entre compactación y rentabilidad, el cual puede alcanzarse cambiando de los conceptos tradicionales de celosía de angulares a otros más eficientes diseñados con tubos y un nuevo sistema de unión económico, versátil y eficiente. Por tanto, el primer objetivo del estudio es optimizar exhaustivamente distintas topologías trianguladas de estructuras de celosía y analizar su rendimiento estructural y económico en el contexto del diseño de una nueva familia de apoyos de alta tensión de 400 kV que sean más agradables estéticamente y puedan ser implantados en la España rural peninsular. El segundo objetivo consiste en diseñar y simular un nodo de unión capaz de fabricar eficientemente estructuras de celosía con perfiles tubulares. Debe ser rígido para reducir efectivamente la carga crítica de pandeo de las barras y el número de uniones necesario. El sistema debe ser fácil de montar *in-situ* por el personal técnico habitual con grúas y medios de transporte ligeros, y utilizando únicamente tornillos, i.e. sin soldaduras.

METODOLOGÍA

Diseño y optimización topológica del fuste

Aunque la metodología de optimización se detalla en (López-Blanco et al, 2022) [2], se resume a continuación:

Topologías de fuste

En la Figura 1 se ilustran algunos ejemplos de las siete topologías de celosía elegidas para el estudio. Estas topologías se escogieron para evitar diafragmas o barras que reduzcan la transparencia visual y den lugar a una apariencia menos estética. Las barras se encuentran en los puntos nodales sin ninguna excentricidad para no inducir momentos adicionales y propiciar un rendimiento estructural óptimo.

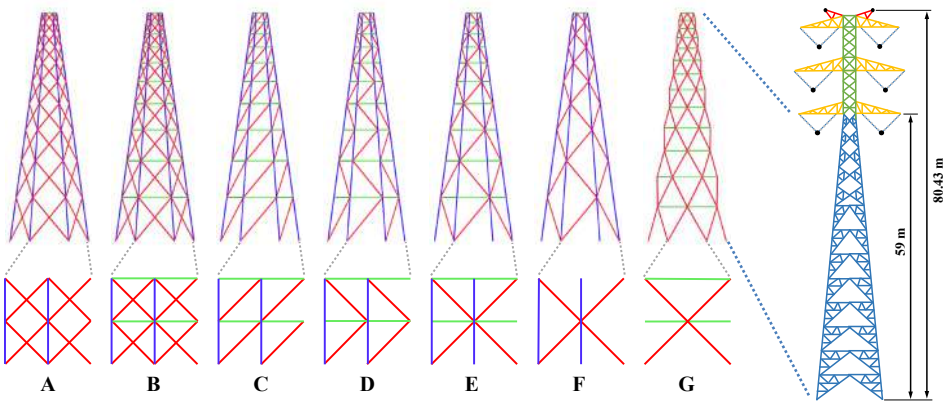


Figura 4. Topologías de fuste seleccionadas. A la izquierda, se muestran ejemplos de 6 lados de las 7 topologías tronco cónicas, que se generan extendiendo el patrón indicado. Las barras pueden ser horizontales (verde), diagonales (rojo) o verticales (azul). A la derecha, se muestra el apoyo de referencia D4S1V incluyendo fuste (azul), armado (verde), crucetas (amarillo) y cuernos (rojo).

A diferencia de las estructuras de celosía tradicionales, en las cuales la geometría de las uniones de cada nivel es diferente, con estas topologías todas las uniones pueden tener la misma geometría. Esto es así gracias a que el ángulo entre las diagonales y el eje vertical es el mismo. Aunque de este modo la separación entre niveles ya no es constante, se simplifica el diseño de las uniones, se facilita su fabricación y se mejora el rendimiento estructural.

Como ejemplo representativo, se ha considerado el fuste más alto (59 m) de un apoyo de suspensión de celosía tradicional de 400 kV (azul), de 21136 kg, 13.5 x 10.6 m (Ø 17.2 m) de base y cimentación de 20.6 m^3 de hormigón.

Casos de carga

Se han utilizado los 8 casos de carga que dicta la norma española ITC-LAT para apoyos de 400 kV, i.e. viento lateral de 140 km/h, hielo, hielo más viento lateral de 60 km/h, desequilibrio de tracciones, y rotura de cable de tierra y cada conductor [3]. La acción del viento en la estructura y el peso propio también han sido tenidos en cuenta.

Según la norma, la presión del viento es de $70\cdot(s_w/120)^2$ daN/m^2 sobre los tubos (donde s_w es la velocidad del viento en km/h). Las cargas que obran sobre la parte superior de la torre (armado, crucetas y cuernos) se convierten en fuerzas y momentos equivalentes aplicados en lo alto del fuste. El peso de esta parte es de 76 kN. También se considera que actúa una presión de viento de $170\cdot(s_w/120)^2$ daN/m^2 sobre el área proyectada del armado, crucetas y cuernos (20.3 m^2), pero dividida en 4 áreas (5.1 m^2 cada una) y distribuidas en los centros de masa correspondientes. Los aisladores, accesorios, nodos y pernos se tienen en cuenta con un peso muerto de 65 kN. Aunque el peso de los nodos depende de la estructura, suele ser menor de 20 kN.

Simulación

Las simulaciones estructurales se realizaron utilizando el software de diseño paramétrico *Rhinoceros* v7.15 [4] con el *plug-in* de análisis de elementos finitos *Karmba3D* v2.2.0.8 [5]. Los elementos de las barras consideran deformaciones axiales, cortantes, de flexión y de torsión. Las uniones son perfectamente rígidas. La utilización de las barras se calcula teniendo en cuenta tanto el pandeo lateral, pandeo lateral-torsional, la resistencia del material, según EN 1993-1-1 [6]. Los análisis se llevaron a cabo con acero estructural S355 en forma de tubos laminados en caliente (EN 10210-1).

El diámetro de la base para 7 topologías y 3 números de lados diferentes (4, 6 y 10 lados) se muestreó exhaustivamente de 10 a 30 m en pasos de 1 m. El ángulo de las diagonales con respecto al eje de la torre se muestreó de 30° a 70° en pasos de 1°, excepto para la topología anisogrid (G) donde fue de 15° a 50°. Cada uno de los miles de configuraciones posibles se optimizó utilizando la teoría de segundo orden (Th.II) para tener en cuenta la rigidez geométrica inducida. Las cargas de viento se actualizaron iterativamente hasta alcanzar la convergencia al depender del grosor de los tubos.

Como las fuerzas en las barras en estructuras estáticamente indeterminadas dependen tanto de su sección transversal como de la rigidez del material, se ha utilizado el módulo *OptiCroSec* de *Karamba3D*. Este módulo selecciona iterativamente las secciones más ligeras que resisten las cargas. Como las secciones de clase 4 pueden pandear antes de alcanzar su límite elástico (f_y) solo se han utilizado las secciones huecas circulares de clases 1 a 3 (relación diámetro a espesor de pared menor o igual a $90 \cdot 235/f_y$), y así aprovechar el material al máximo. Las secciones se generaron barriendo diámetros de 5 a 60 cm en pasos de 0.5 cm y espesores de pared de 3 a 40 mm en pasos de 1 mm.

Modelo de costes

Para simplificar la comparación, el armado se considera constante por lo que no se incluye en el modelo de costes. La estimación de los costes de fabricación y montaje se deja para fases más avanzadas de desarrollo. Se elabora un modelo de costes sencillo basado en cuatro costes:

1. Tubos. Se calcula a partir de la masa optimizada del fuste. El precio de los tubos de acero S355 se fijó en 1.71 €/kg.
2. Cimentaciones. El coste de una cimentación pata de elefante se ha estimado a partir de los datos de mercado y fuerzas de arranque máximas (tabla VIII en [7]).
3. Nodos de unión. Su coste se estima a partir de la masa de acero necesaria para soportar las cargas máximas. Los nodos se clasifican según el número de barras que unen y se calcula para cada clase las cargas axiales máximas en cada brazo a partir de la respuesta estructural. El área de sección necesaria se calcula empleando el límite elástico del acero dividido por 1.5 como factor de seguridad adicional (las cargas nominales ya se incrementaron en 1.5 o 1.2 según normativa). Dichas áreas se multiplican a su vez por 1.5 veces el diámetro máximo de cada brazo para estimar el coste total de los nodos utilizando 7850 kg/m^3 de densidad y un precio de 5 €/kg.
4. Terreno. Se ha considerado sole el área delimitada por un cuadrado ajustado a la base a un precio de 1 €/m^2.

Diseño y simulación del nodo

Se ha diseñado y simulado uno de los nodos más cercanos a la base del apoyo en *IdeaStatica* v21. Este software utiliza el método CBFEM, que combina las ventajas del método general de elementos finitos con el método de estándar de componentes. Las tensiones y fuerzas internas calculadas en el modelo CBFEM se utilizan en las comprobaciones según el EN 1993-1-8 de todos los componentes individuales. Como el software no permite utilizar ni pernos y ni contactos entre placas curvas, en lugar de utilizar sección tubular redonda para el nuevo nodo se ha empleado perfiles poligonales equivalentes (tubular octogonal en los montantes y tubular cuadrado en las demás barras). También se ha diseñado y simulado una unión embridada tradicional de tubo redondo para comparar el coste de los nuevos nodos.

En la verificación de las placas de acero se utiliza un modelo de material elasto-plástico para hallar la tensión equivalente resultante. La deformación plástica equivalente también se comprueba empleando un valor límite del 5 %, como se sugiere EN 1993-1-5. Las soldaduras se comprueban según EN 1993-1-8. Los pernos se comprueban utilizando las distancias recomendadas en la tabla 3.3 de EN 1993-1-8 para verificar la distancia desde su centro hasta los bordes de la placa (e=1.2) y la separación entre ellos (p=2.2). La resistencia a tracción, cortante y punzonamiento (cabezas y tuercas) de los pernos, y de la capacidad portante de la placa se calculan con la tabla 3.4 de EN 1993-1-8.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Optimización topológica del fuste

En la gráfica de la izquierda de la Figura 2 se ha representado el consumo total de acero de la configuración más ligera en función del diámetro de la base. La topología F es el mejor compromiso entre ligereza y simplicidad ya que solo tiene barras verticales y diagonales. Su peso total es de unas 17 toneladas para diámetros entre 15 y 20 m. Esto supone unas 4 t menos que el fuste de referencia (21 t y Ø 17.2 m), i.e. un 20 % menos acero y 12 t menos emisiones de CO_2.

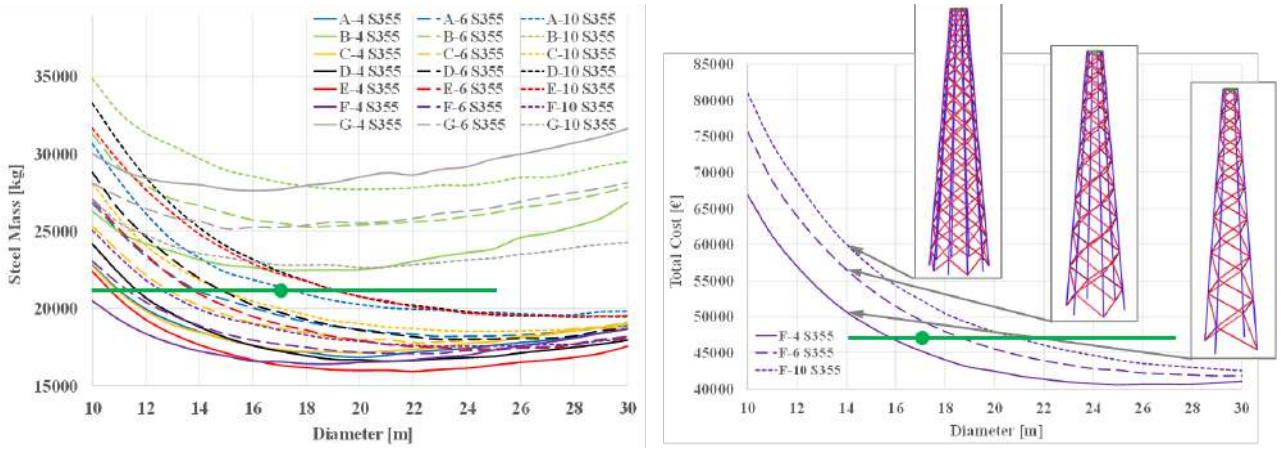


Figura 5. Optimización topológica del fuste. A la izquierda, el consumo total de acero para la configuración más ligera según el diámetro de la base. A la derecha, el coste de la topología F, considerando cimentaciones y el acero de tubos y nodos. La línea horizontal verde oscuro indica la masa de acero o el coste aproximado del fuste del apoyo de referencia y el punto su diámetro.

De acuerdo con nuestro modelo simplificado, el acero del fuste de celosía tradicional del ejemplo representativo cuesta unos 34 k€ y su cimentación 9 k€, i.e. unos 47 k€ en total. Por tanto, en la gráfica de la derecha se demuestra que utilizando tubos pueden encontrarse topologías optimizadas más compactas, económicas y sencillas visualmente.

Diseño del nuevo sistema de unión basado en nodos

Las celosías de perfiles tubulares se fabrican tradicionalmente aplastando los extremos de los tubos o soldando bridas o placas de refuerzo. Estas modificaciones reducen la capacidad de los miembros y/o añaden sobrecostes que suelen llevan a desechar las soluciones tubulares en favor de alternativas más económicas de angulares. Para resolver estos problemas, se propone la invención de un nodo dividido en dos partes capaz de transmitir momento y apto para celosías de cualquier perfil o material [8]. El nodo podría ser fabricado por calderería (Figura 3) o fundición (Figura 4).

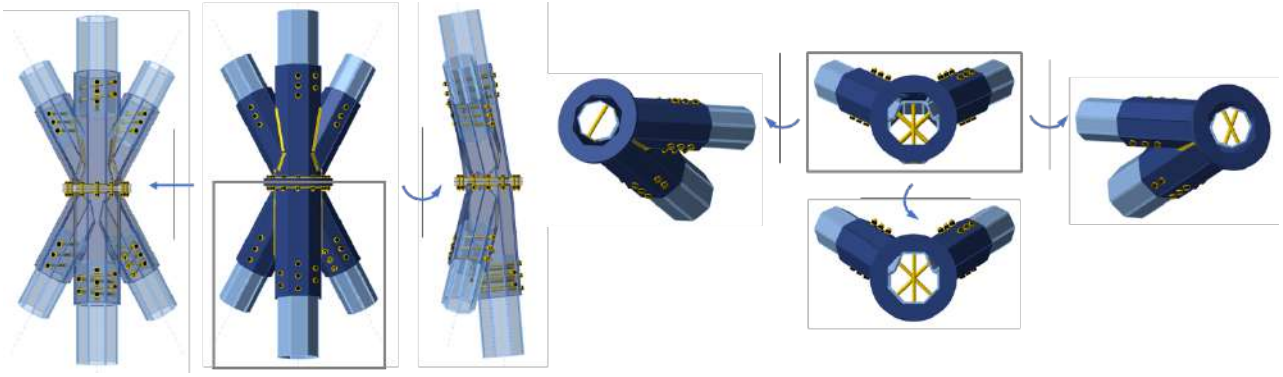


Figura 6. Diseño preliminar del nodo. Como se aprecia en las vistas inferiores, al estar dividido en dos, las barras se montan sin forzarlas haciéndolas pasar a traves de agujeros pasantes. Ambas mitades se unen con bridas.

Las secuencias de los paneles A y B de la Figura 4 describen esquemáticamente los pasos clave del montaje. Las barras se colocan a través de agujeros pasantes para evitar interferencias y quedan sujetas durante el ensamblaje sin necesidad de elementos adicionales, lo cual simplifica y acelera el proceso. Una vez colocadas, los tubos pueden fijarse con pernos. Las barras se colocan de manera rápida y sencilla, sin forzarlas y sin modificar sus extremos (aparte de los agujeros de los pernos) que puedan reducir su capacidad. En los paneles C y D, se ve que el sistema de montaje es el mismo para cualquier tipo de barra, e.g. pueden ser sólidas o huecas, circulares o rectangulares, e incluso angulares.

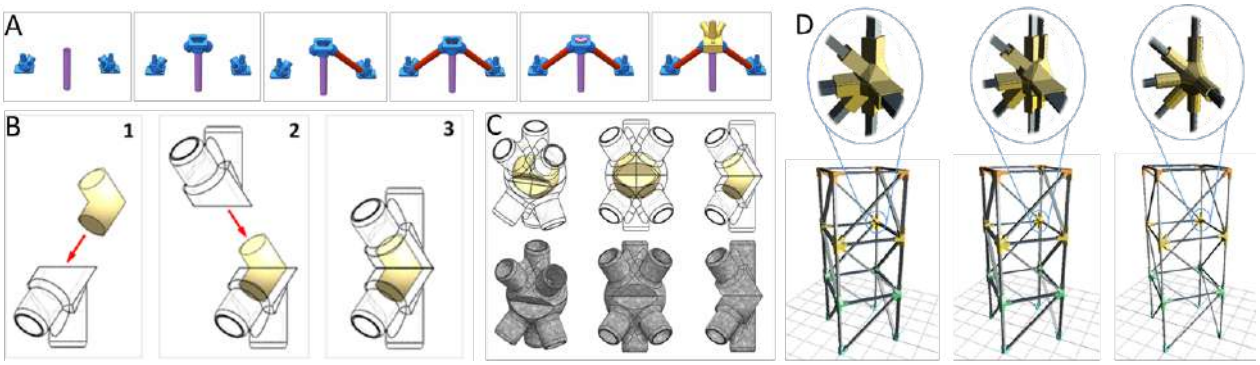


Figura 7. Nuevo sistema de montaje. A) Secuencia de montaje del nodo dividido en dos partes. B) Detalle del montaje del elemento opcional de retención. C) Prototipo de nodo una vez montado. D) Mismo sistema utilizado con perfil cuadrado, angular y redondo.

Además de utilizar el sistema de montaje para el nodo dividido en dos partes (nodo partido), también se ha concebido un sistema alternativo para el nodo de una sola pieza (nodo simple). Este nuevo sistema alternativo permite no solo prescindir de la unión embridada entre ambas mitades y abaratar los costes de fabricación (ver más adelante) sino que también permite desmontar cualquier barra o nodo arbitrariamente (patente en trámite).

Simulación comparativa entre uniones embridadas y el nuevo nodo de unión

Se han diseñado y simulado 3 versiones (bridas y nodo partido y simple) de una de las uniones más cercanas a la base del apoyo utilizando la geometría, cargas y dimensiones optimizadas del análisis estructural general. Se utilizaron únicamente los 3 casos de carga con mayores esfuerzos (Figura 5).

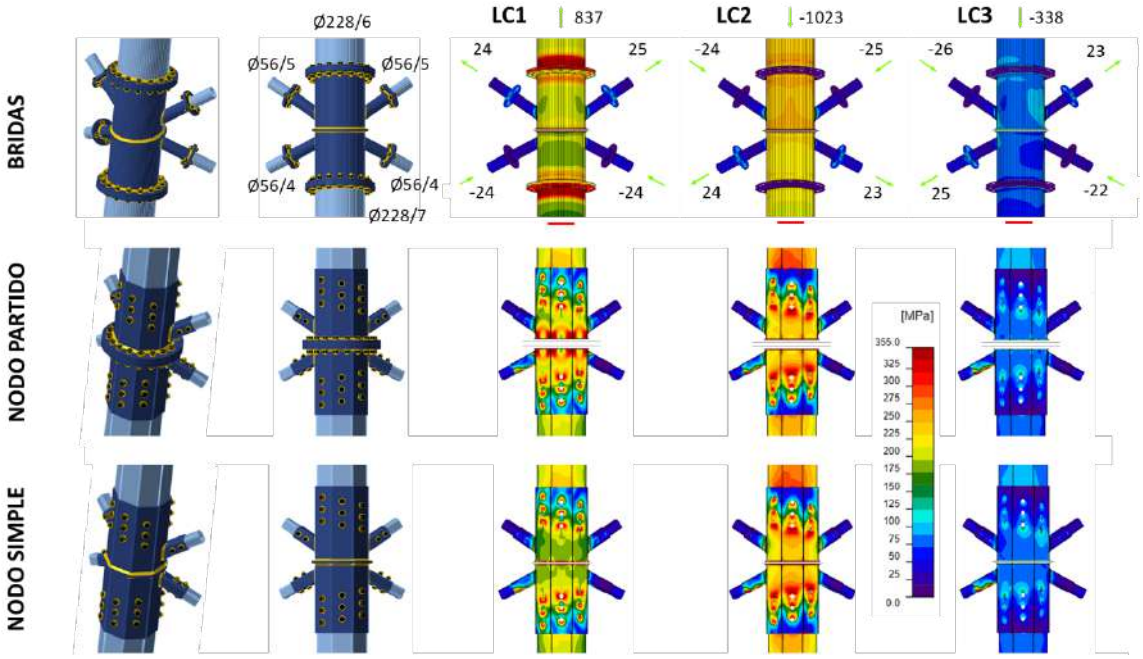


Figura 8. Simulación de uniones embridadas y nodos partido y simple. Se indican Ø(diámetros)/(espesores) [mm] y cargas [kN].

Las dos versiones basadas en nodos son capaces de transmitir los esfuerzos tanto en tracción (LC1) como en compresión (LC2) sin sobrepasar la capacidad del material. Igualmente, las cargas se inyectan en los nodos a través de los agujeros de los extremos, que son la única modificación necesaria en los tubos. Los factores de pandeo local de estas uniones son mayores de 20.

En la Tabla 1 se han desglosado comparativamente los costes de fabricación entre las tres versiones de unión. A pesar de que el nodo partido y el simple son un 35 y un 3 % más pesados, tan solo requieren un tercio de la soldadura de la unión embridada. Además, el nodo simple utiliza la mitad de pernos y agujeros, con la consiguiente reducción en el número de operaciones de fabricación necesarias. Todo esto hace que el nodo partido tenga un coste similar a la unión embridada (solo un 6 % superior) y que el nodo simple sea un 20 % más económico.

Tabla 5. Desglose de costes de fabricación para uniones embridadas y nodos.

	Unión Embridada			**Nodo Partido**			**Nodo Simple**		
	[#]	**[kg]**	**[€]**	**[#]**	**[kg]**	**[€]**	**[#]**	**[kg]**	**[€]**
Placa/Tubo	-	66.99	133.98	-	94.80	189.59	-	73.32	146.65
Soldadura	14	1.58	63.09	6	0.55	21.94	6	0.55	21.94
Pernos M12 4.6	16	1.37	6.86	8	0.69	3.42	8	0.69	3.42
Pernos M16 8.8	32	6.08	30.40	36	6.70	33.48	18	3.42	17.10
Agujeros Pernos	48	-	11.18	44	-	11.07	26	-	6.16
Total	-	76.02	245.51		102.74	259.50	-	77.98	195.27
% vs Embridada	-	100	100		135	106	-	103	80

*Se consideran 2 €/kg placa/tubo acero S355, 40 €/kg soldadura y 5 €/kg perno. Se han subrayado los valores mínimos de cada tipo.

CONCLUSIONES

Aunque todavía es necesario desarrollar más los nuevos conceptos para apoyos de líneas aéreas de alta tensión, los resultados iniciales son alentadores porque demuestran con simulaciones la posibilidad de reducir el consumo de acero y las emisiones de CO_2 utilizando topologías de celosía más compactas, transparentes y agradables visualmente que las estructuras tradicionales basadas en angulares.

Se ha verificado con simulaciones que el nuevo sistema basado en nodos es capaz de resistir los casos de carga más severos para un apoyo de 400 kV utilizando la nueva topología optimizada. Como las nuevas uniones tan solo necesitan un tercio de la soldadura que la unión embridada equivalente, cuestan prácticamente lo mismo si el nodo está dividido en dos mitades y son un 20 % más económicas si se utiliza la alternativa simple de una sola pieza. Además, esta última alternativa requiere la mitad de tornillos y puede reducir el tiempo de montaje proporcionando ahorros adicionales.

REFERENCIAS

[1] Working Group WG B2.63 Technical Brochure 792 CIGRE. “Compact AC overhead lines” (February 2020) e-cigre.org/publication/792-compact-ac-overhead-lines

[2] López-Blanco J.R., Rodríguez-Herrerías P., García-Barrios C. (2022). Affordable overhead lines towers compaction using aerospace-borrowed lattices. CIGRE Session 2022.

[3] Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01-09. www.boe.es/eli/es/rd/2008/02/15/223

[4] McNeel, R. et al. (2010) Rhinoceros 3D, Version 7.0. Robert McNeel & Associates, Seattle, WA.

[5] Preisinger, C. (2013), Linking Structure and Parametric Geometry. Architectural Design, 83: 110-113. DOI: doi.org/10.1002/ad.1564

[6] EN 1993-1-1: 2005: Eurocode 3. design of steel structures. general rules and rules for buildings, 2005. www.phd.eng.br/wp-content/uploads/2015/12/en.1993.1.1.2005.pdf

[7] Working Group 22.09 CIGRE. “Foundation Cost Study” (Electra number 165 April 1996 pages 36-51) e-cigre.org/publication/ELT_165_2-foundations-cost-study

[8] López-Blanco, José Ramón. (2017). Node elements, kits, and methods. European patent No. 3545144 B1. worldwide.espacenet.com/patent/search/family/057482356/publication/EP3545144B1?q=EP3545144B1

2.- NUEVA DINAMIZACIÓN EN LA RED Y NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO: FLEXIBILIDAD (MERCADOS LOCALES, TARIFAS FLEXIBLES, …), AGREGACIÓN DE LA DEMANDA, INTEGRACIÓN DEL VE (INFRAESTRUCTURA DE RECARGA DE VE, V2G), INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, GENERACIÓN DISTRIBUIDA, ALMACENAMIENTO, SISTEMAS ENERGÉTICOS INTEGRADOS (MICRO-REDES E INTERCONEXIÓN DE REDES), COMUNIDADES LOCALES Y DISTRITOS DE ENERGÍA POSITIVA.

MEJORA DE LA RESILIENCIA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN A TRAVÉS DE LA INCORPORACIÓN DE REDES HÍBRIDAS AC/DC – PROYECTO TIGON

Jesús Muñoz-Cruzado Alba, Grupo de sistemas electrónicos, Fundación CIRCE
David Cervero García, Grupo de sistemas electrónicos, Fundación CIRCE
Oscar Izquierdo Monge, CEDER-CIEMAT
Paula Peña Carro, CEDER-CIEMAT
Eduardo García Martínez, Grupo de sistemas electrónicos, Fundación CIRCE
José Francisco Sanz Osorio, Universidad de Zaragoza

Resumen: Las redes híbridas DC/AC se presentan como una solución con gran potencial para permitir la flexibilización de la red de distribución y aumentar la capacidad y eficiencia en escenarios con una alta penetración de energías renovables, nuevas cargas DC (como vehículos eléctricos), y almacenamiento. El proyecto TIGON implementa soluciones orientadas a la hibridación de redes DC/AC en media tensión con el objetivo de aumentar la resiliencia y capacidad de las redes de distribución. El proyecto propone nuevas soluciones para redes híbridas tales como: convertidores de electrónica de potencia, como los SST, basados en SiC de alta eficiencia; esquemas de protección de área amplia (WAMPAC); sistemas de gestión de la energía (EMS); arquitecturas de ciberseguridad; uso de PV y baterías escalados a media tensión; y herramientas de planificación de redes (DSS). Para ello, uno de los pilotos del proyecto TIGON es presentado, mostrando la configuración y arquitectura de una red híbrida desarrollada en CEDER-CIEMAT, Soria.

Palabras clave: Redes híbridas AC/DC, Energías renovables, almacenamiento, vehículos eléctricos, SST, Smart-grid.

1) INTRODUCCIÓN

Actualmente, la red eléctrica se encuentra en un punto de inflexión para la redefinición de la arquitectura que se desarrollará en las próximas décadas con objeto de dar respuesta a los escenarios planteados con la electrificación de servicios como el transporte y el incremento de energías renovables. Para favorecer este cambio, la Unión Europea (UE) ha promovido nuevas directivas con el objetivo de potenciar la instalación de recursos energéticos distribuidos (DER) e incrementar su nivel de penetración en el sistema energético [1,2].

Para acometer la transición de las redes eléctricas al paradigma de la Smart-grid, ha de darse respuesta a la interconexión de numerosos tipos de generación y consumos que de forma nativa usan o producen DC, como por ejemplo sistemas fotovoltaicos (PV), turbinas eólicas de velocidad controlable, de almacenamiento, de movilidad eléctrica, o la mayoría de nuevas cargas eléctricas de los sectores doméstico e industrial. Al mismo tiempo, tecnologías cómo los semiconductores de potencia están evolucionando rápidamente con la aparición de nuevos materiales de banda ancha (WBG), o la aparición de interruptores DC y sistemas de protección DC, están habilitando la posible aparición de redes DC a través de experiencias piloto y proyectos de innovación para el estudio de la adaptación de estas tecnologías cuando se produzca una madurez y abaratamiento de las mismas.

Este trabajo se estructura de la siguiente forma: la sección 2 destaca las propiedades de las redes DC y el camino para habilitar el uso de redes DC de potencia. La sección 3 introduce el proyecto europeo TIGON para el desarrollo de tecnologías habilitantes de redes híbridas AC/DC, destacando sus principales objetivos y desarrollos. La sección 4 explica la implementación y estructura de uno de los pilotos del proyecto ubicado en Soria. Finalmente, la sección 5 destaca las conclusiones y futuros pasos del estudio.

2) EL CAMINO HACIA LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN DC

La introducción de las redes DC en el sistema de distribución eléctrico es un paradigma que ha sido revisado ampliamente en la literatura [3,4], pero que no ofrece todavía una respuesta clara acerca de su futura implementación.

Los operadores de la red de distribución (DSO) se enfrentan a requerimientos en las redes cada vez más exigentes relativos a coste, eficiencia, y calidad de red. Además, nuevos retos están apareciendo, como la irrupción de cargadores de coche eléctrico (EV), la integración de recursos distribuidos (DERs), así como el soporte a la demanda existente. Por lo tanto, una red de distribución más flexible con mayor controlabilidad, ayuda a satisfacer dichos requerimientos.

Las redes DC pueden mejorar la operación de la red en términos de proveer una mayor capacidad de potencia y controlabilidad de la tensión. Las soluciones DC pueden ser incluso más económicas con respecto a las alternativas AC en determinados casos. Además, las soluciones DC están aplicándose ya en sistemas como: redes de alta tensión DC (HVDC), redes DC para transporte público, barcos, aviones, centros de procesamiento de datos, etc. [5,6]

Como la mayoría de nuevos activos están basados en DC, las soluciones híbridas AC/DC ofrecen conexiones entre convertidores DC/DC que son más eficientes y con una arquitectura de red más simple. A pesar de que cualquier desarrollo en DC sobre la red de distribución a gran escala permanece sin probarse, algunos de sus beneficios han sido identificados y probados, incluyendo los siguientes [3]: expandir la capacidad de líneas de potencia y redes para albergar mayores volúmenes de DERs, EVs, …; incrementar el radio de suministro y mitigar los problemas de calidad de red; Mejorar la eficiencia del sistema y los recursos asociados; mejorar la resiliencia de la red y su gestión en casos de falta; y conseguir la implementación de soluciones más amigables y el uso de recursos más sostenibles en la producción y operación. Sin embargo, la mayoría de las soluciones técnicas y dispositivos permanecen en un estado de prueba en entornos controlados y, por tanto, existe un hueco en el desarrollo de estándares asociados para aplicaciones comerciales. No obstante, para determinar si su implementación a gran escala es factible, las siguientes acciones y medidas son necesarias primero [3,4]:

- Han de darse respuestas a preguntas de investigación y tecnologías clave, así como el desarrollo de herramientas de planificación tecno-económicas.
- Los DSO y proveedores de servicios tienen que definir tanto casos de uso claros, como estrategias de explotación y modelos de negocio para sus productos y servicios en el nuevo paradigma de red.
- Los organismos de regulación y entidades de estandarización internacionales tienen que definir un marco regulatorio claro para la aplicación de las redes DC.
- El impacto a largo plazo de la integración DC en las redes de distribución tiene que estudiarse en detalle en términos de capacidad y conexión de nuevos usuarios en los alrededores de una infraestructura de red DC, o la capacidad de reconfiguración de la misma forma que las alternativas actuales AC.
- Es necesario el desarrollo de más experiencias piloto a corto y medio plazo con la involucración de los operadores de red para ganar experiencia, seguridad y confianza en este tipo de soluciones.

3) PROYECTO H2020 TIGON

El proyecto TIGON [7] persigue desarrollar tecnologías habilitadoras para redes híbridas AC/DC para mejorar su resiliencia, robustez, y prestaciones. Para llevarlo a cabo, un concepto de topología de red DC modular se ha propuesto formado por una línea de media tensión continua (MVDC) conectada tanto a la red principal AC, como a una microrred híbrida de baja tensión (LVDC y LVAC). Basándose en este concepto, los demostradores de TIGON integran de una forma más eficiente fuentes de DERs, almacenamiento, y una variedad de cargas tales como de EV.

Bajo este contexto, TIGON persigue un desarrollo e integración de una arquitectura de red inteligente basada en DC dentro del sistema actual de energía y siendo capaz de proveer servicios auxiliares. Para hacerlo, realiza una propuesta de 4 niveles dirigida a mejorar la (i) robustez, (ii) resiliencia, (iii) prestaciones, y (iv) el coste de las redes híbridas a través de un portfolio de soluciones de las redes DC.

3.1) Soluciones planteadas

El Proyecto TIGON plantea una red modular híbrida como la des en la Figura 1, en la que la conexión con la línea de MVDC se realiza a través de un SST. Además, la línea MVDC dispone de varios activos y redes de baja tensión interconectados a lo largo de la microrred. La implementación del SST se complementa con la instalación de de convertidores DC/DC de alta eficiencia, permitiendo a la red adecuarse a varios niveles de tensión. Para ello, se usan dispositivos semiconductores SiC para demostrar sus ventajas frente a dispositivos convencionales.

Por otro lado, nuevos esquemas de protección, control y monitorización DC WAMPAC son desarrollados y para asegurar la estabilidad y seguridad de las redes híbridas. Este sistema permite la monitorización de los puntos de conexión AC/DC, dando el estado en tiempo real, y enviando las instrucciones de control a los activos de la red en función de su estado, incluyendo la desconexión de elementos frente a situaciones anómalas.

Para garantizar y optimizar la gestión de la generación y consumo en estas redes, TIGON incluye el desarrollo de un EMS capaz de controlar cada una de las microrredes bajo análisis. En dicho aspecto, la tolerancia a fallos es mejorada dado que los agentes de los activos son capaces de tomar el control en caso de fallo en la red de comunicaciones.

Además, dispositivos inteligentes basados en DC facilitan una capacidad demanda-respuesta, añadiendo flexibilidad y reduciendo el coste computacional en la unidad de control central, y permite una rápida transición entre los modos de control maestro/esclavo basados en los diferentes escenarios de operación y necesidades de operación tensión/frecuencia. Por tanto, las comunicaciones requeridas junto a la inteligencia y digitalización requeridas en la red hacen obligatorio tener en cuenta aspectos relativos a la ciberseguridad. Con este fin, un sistema de defensa es desarrollado de acuerdo con las últimas recomendaciones de los organismos de estandarización del sector de la energía que incorpora de forma inteligente el estado físico del sistema y bloquea acciones de operación incorrectas.

Por último, todas estas innovaciones junto a los modos de operación, configuraciones de red, y recomendaciones finales del TIGON son recogidos en una herramienta DSS que provee de guías para facilitar la planificación de expansiones de redes o el desarrollo de nuevas redes híbridas en Europa. Otra de sus funcionalidades es desarrollar estrategias para habilitar una rápida y óptima restauración de la operación en caso de fallos o emergencias.

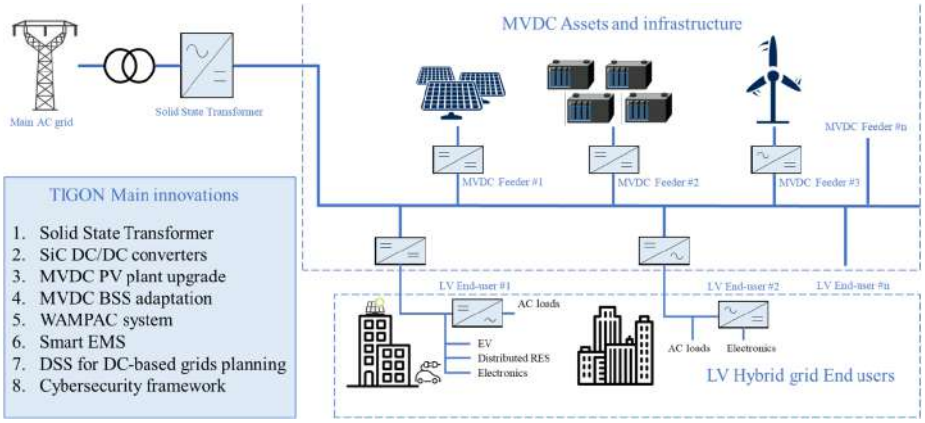


Figura 9. Ejemplo de red híbrida AC/DC de TIGON, en la que se listan y representan los principales desarrollos del proyecto.

3.2) Pilotos de TIGON

El proyecto implementa dos pilotos situados en Francia y España. Ambos pilotos prueban el mismo concepto principal de una red DC modular, y solo existen pequeñas particularidades entre ellos. Por tanto, aunque en la siguiente sección se describe el piloto situado en España, su piloto gemelo francés es muy similar.

Además, con respecto a la replicación, la aplicación de sistemas DC empezará en nichos de mercado de forma previa a una penetración masiva. Por un lado, TIGON ha seleccionado el caso de uso de electromovilidad del metro con el ejemplo de aplicación del metro de Sofia, Bulgaria. El metro dispone de una red DC que interconecta toda la ciudad y, por tanto, es un ejemplo perfecto para la hibridación con la red de distribución AC. Por otro lado, el estudio de la producción de autoconsumo y almacenamiento en microrredes DC se lleva a cabo en Naantali, Finlandia. Nuevas estrategias de control y protección son analizadas para optimizar la gestión de la producción de energía renovable y sistemas de almacenamiento, mejorando así la eficiencia total de la microrred DC inteligente.

4) DEMOSTRADOR DE CEDER-CIEMAT

El centro de desarrollo de energías renovables (C.E.D.E.R.) en Lubia (Soria, España) es uno de los demostradores del proyecto TIGON(Figura 1). La microrred híbrida DC/AC se conectará a la red principal AC a través de un dispositivo SST. Gracias a este punto de conexión, será posible tener una independencia de la microrred y operarla tanto en modo aislado como conectado a red.

Al margen de las tecnologías habilitantes DC aún en desarrollo que serán demostradas en el piloto, el sistema cuenta actualmente con los recursos de generación y almacenamiento mostrados en la Figura 1 instalados y conectados a través de una interfaz AC. Gracias a esto, el sistema permite una comparación precisa en términos de coste, eficiencia y robustez entre redes AC y DC, excluyendo diferencias en los equipos o disponibilidad de los recursos.

Figura 10. Área de instalación del demostrador TIGON en CEDER-CIEMAT.

La microrred está formada por una línea principal MVDC que está conectada tanto al SST en cabecera, como a un sistema de baterías de plomo-ácido, y a un convertidor DC/DC para adecuar el nivel de tensión a una línea LVDC. Además, este bus de baja tensión DC (800 V) está conectado a un sistema PV, una turbina eólica, baterías LFP, y cargas de consumo. Por otra parte, la conexión AC incorpora cargas AC tales como consumos en oficinas, laboratorios, etc.

4.1) Dispositivos conectados en el piloto

El demostrador cuenta con 2 sistemas de generación diferenciados mostrados en la Figura 4. Por un lado, el sistema de generación eólico está formado por una turbina eólica de eje horizontal Ryse Energy E 5 de 3,5 kW, y dos convertidores de potencia para posibilitar tanto la conexión a una red AC como DC. Y, por otro lado, el sistema de generación fotovoltaico formado por 52 módulos de paneles monocristalinos de 410 W en una asociación serie-paralelo, así como sendos convertidores para su conexión en AC y DC.

Figura 11. Sistema de generación eólico Ryse Energy E5 (izquierda), y sistema de generación fotovoltaico de paneles monocristalinos (derecha).

Por otro lado, existen 2 sistemas de almacenamiento mostrados en la Figura 4. Uno de ellos es un grupo de baterías plomo-ácido conectadas a la línea MVDC por un DC/DC, compuestas por 120 sets y una capacidad total de 1080 Ah. El otro es un grupo de baterías LFP en la red de baja tensión DC compuesto por 2 racks de 14 módulos con una tensión nominal de 627.2 V por rack y una capacidad de 50 Ah.

Por último, el sistema cuenta con 3 cargas diferenciadas. El primero es una microrred AC formada por la instalación de CEDER (ordenadores, luminarias, etc.). Las otras 2 están integradas en la microrred piloto, una de ellas en la línea de baja tensión AC formada por 3 cargas programables AC298 de 8.7 kW, y la otra en la línea de baja tensión DC formada por 3 cargas resistivas configurables.

Figura 12. Sistemas de almcacenamiento con baterías de plomo-ácido (izquierda); y baterías LFP (derecha).

4.2) Convertidores de potencia de media tensión y transformador de estado sólido

Uno de los objetivos de TIGON es el desarrollo de convertidores capaces de proporcionar de una forma eficiente y segura las interconexiones entre las distintas líneas de la red híbrida AC/DC. Se desarrollan 3 convertidores en el marco del proyecto: un DC/DC para interconectar la línea MVDC de 3 kV con una línea LVDC de 800 V y 100 kW; un segundo DC/DC para interconectar la línea MVDC con el sistema de baterías de plomo-ácido; y un SST para la interconexión entre la línea MVDC y la conexión principal AC del sistema de 400 V y 300 kW de capacidad.

En particular, el SST es una pieza clave en el despliegue de la microrred, siendo capaz de generar y mantener la línea de MVDC para el suministro del resto de la red. Entre sus funcionalidades pueden destacarse la regeneración de la señal, regulación suave de tensión, inyección de potencia reactiva, regulación de flujo de potencia, y funcionalidades avanzadas con respecto a la protección del sistema y el restablecimiento. El diseño consiste en un sistema modular compuesto por 2 arrays en paralelo de 4 módulos en serie/paralelo cada uno (*Figura 5*), ofreciendo así redundancia frente al fallos. Además, cada módulo, tal y como se muestra en la *Figura 6*, está formado por un módulo inversor trifásico de 2 niveles AC/DC junto con un módulo DC/DC con aislamiento galvánico formado por 2 puentes H y un tanque resonante serie-serie. Actualmente, estos convertidores se encuentran en fase de fabricación y se espera su instalación y puesta en funcionamiento antes de verano de 2023, cuando sean integrados en la red de CEDER-CIEMAT.

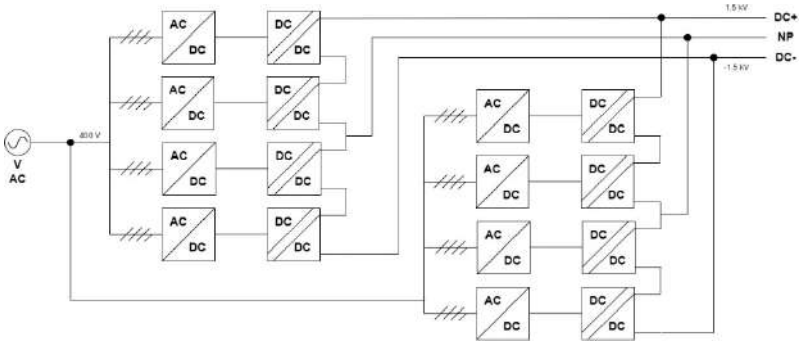


Figura 13: Sistema de módulos SST formado por 2 arrays, cada uno con 4 módulos en paralelo en el lado AC y en serie en el lado DC.

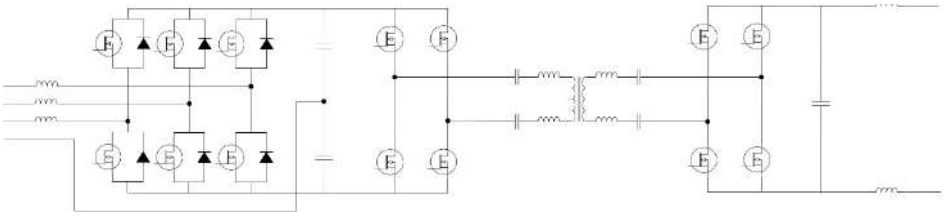


Figura 14. Módulo SST compuesto por un inversor AC/DC trifásico de 4 hilos y un DC/DC resonante serie-serie.

4.3) Monitorización de la microrred

El piloto cuenta con un sistema de monitorización para gestionar todos los activos, permitiendo el acceso en tiempo real a la monitorización de los sistemas instalados. Además, incorpora un sistema de gestión de la microrred que es capaz de comunicarse directamente con cada dispositivo vía Modbus. Esta información permite tomar decisiones de control de forma inmediata para mejorar el funcionamiento del sistema, tales como el arranque/parada de cargas y almacenamiento, o la regulación de los sistemas de generación. Además, el sistema WAMPAC de protección permite detectar funcionamientos anómalos y así prevenir la caída total del sistema actuando directamente sobre los convertidores de potencia instalados. El sistema de monitorización y control del sistema piloto está formado por 3 elementos: el bloque de comunicaciones basado en Node-RED que implementa los protocolos de comunicaciones necesarios; una base de datos relacional denominada MariaDB, que almacena la información en tiempo real de la red por segundo de eventos y cálculos pre-programados; y un sistema de gestión de la energía (EMS), que se encarga de la gestión e interactuación con el usuario para controlar la red en función de las premisas establecidas.

5) CONCLUSIONES

El proyecto TIGON comenzó en 2020 y su objetivo principal es el desarrollo y despliegue de tecnologías habilitantes de un nuevo paradigma de redes híbridas de distribución. En el demostrador de CEDER-CIEMAT se han instalado todos los elementos de generación, almacenamiento y consumo que se van a emplear en el proyecto y actualmente se están desarrollando todos los convertidores necesarios para poder conectar todos estos elementos a la red DC.

Una vez se complete la instalación de todo el equipamiento, gracias al acceso a la monitorización del sistema y el EMS permitirá realizar importantes análisis y comparaciones entre distintos escenarios de trabajo y topologías de red DC y AC. Por tanto, como conclusión a dicho trabajo, se podrá aportar información precisa de los costes y beneficios de las nuevas tecnologías propuestas, en línea con los requerimientos expuestos por los grupos de trabajo internacionales referentes a redes híbridas [3,4].

Por tanto, gracias al trabajo desempeñado en el despliegue del piloto expuesto, las conclusiones del proyecto TIGON servirán de soporte a la toma de decisiones de los operadores de red en aspectos relacionados con la descarbonización de la red y el futuro papel de las redes híbridas DC/AC en él, permitiendo así la penetración de dicha tecnología en el sector eléctrico.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizon 2020 de la unión Europea bajo el marco del proyecto TIGON con Nº de acuerdo 957769. Además, esta investigación ha sido financiada por el programa CERVERA del CDTI, bajo el proyecto de investigación ENERISLA (CER-20191002).

REFERENCIAS

[1] “Paris agreement.” Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015.

[2] “The European Green Deal.” European Comission, 2019.

[3] “DC Networks on the distribution level – New trend or vision?”, CIRED Working Group WG 2019-1, Technical Teport, 2021

[4] “Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study”, CIGRE Working Group WG C6.31, Technical Brochure 793, 2020.
[5] J. Priebe, et al., “DC grid technology-advances in efficient power conversion, multi-node control, and medium voltage dc grid design and requirements for planning,” PCIM Europe 2019 – International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management, VDE, 2019.
[6] N. Fuchs, et al., “Simulation tool for techno-economic analysis of hybrid AC/DC low voltage distribution grids,” 26th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Paper 450, 2021.
[7] https://tigon-project.eu/ (30 septiembre 2022)

PROYECTO VOLTAIREE: NUEVO SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN

Nicolás Santos, Técnico de Operación, Red Eléctrica
Juan Julián Peiró, Técnico de Operación, Red Eléctrica
Jose Luis Presa, Técnico de Sistemas de Control, Red Eléctrica
Agustín Díaz-García, Técnico de Fiabilidad del Sistema Eléctrico, Red Eléctrica
Sergio Corredor, Técnico de Operación, Red Eléctrica
Francisco Rodriguez-Bobada, Técnico de Fiabilidad del Sistema Eléctrico, Red Eléctrica
Pablo Martínez-Fresneda, Técnico de Operación, Red Eléctrica
Guillermo Juberías, Técnico de Operación, Red Eléctrica
Andrés Sainz, Técnico de Operación, Red Eléctrica
Marta Caballero, Técnico de Operación, Red Eléctrica
Paula Junco, Gestor del Centro de Control Eléctrico, Red Eléctrica
David Alvira, Jefe del Centro de Control Eléctrico, Red Eléctrica

Resumen: El sistema eléctrico peninsular español, en cuanto al perfil de tensión, ha ido incrementando su variabilidad y su carácter capacitivo, presentando severos problemas de sobretensiones en periodos valle y llano. Actualmente, el mecanismo de control de tensión es poco eficiente al estar basado en una obligación no remunerada del seguimiento de consignas fijas por los proveedores del servicio. El dinamismo creciente del sistema eléctrico, en lo que se refiere a una mayor flexibilidad de generación, demanda, autoconsumo y almacenamiento, hace que esta metodología de control de tensión esté obsoleta. Por ello, Red Eléctrica está desarrollando el proyecto VOLTAIREE que implementa un nuevo servicio de control de tensión basado en el envío de consignas en tiempo real a los proveedores, una retribución de la capacidad no obligatoria mediante mercados zonales, y una validación del servicio. El nuevo sistema es más eficiente al aprovechar toda la capacidad reactiva de los proveedores en función de las necesidades del sistema eléctrico en tiempo real.

Dentro del proceso de elaboración de la normativa aplicable a este nuevo control de tensión, Red Eléctrica elaboró un proyecto de demostración regulatorio (sandbox) que fue publicado en el B.O.E. el 8 de agosto de 2022 como Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este proyecto se iniciará a principios de 2023, tendrá una duración máxima de 6 meses y estará restringido a dos zonas del sistema eléctrico español.

Palabras clave: control de tensión, energía reactiva, consignas en tiempo real, mercados zonales, optimización, sandbox.

INTRODUCCIÓN

El actual control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español está obsoleto debido a su rigidez e incapacidad para solventar los actuales problemas en los perfiles de tensión, así como no dar cabida al aumento de dinamismo que están proporcionando los nuevos sistemas de generación, demanda, autoconsumo y almacenamiento.

Por ello, Red Eléctrica ha desarrollado el proyecto VOLTAIREE que se enfoca en 2 aspectos principalmente, el técnico y el regulatorio.

En la parte técnica, ha desarrollado un sistema de cálculo de consignas en tiempo real para todos los nudos de la red de transporte por medio de una regulación terciaria y otra secundaria. Por otro lado, ha desarrollado la identificación de zonas eléctricas y ha gestionado unos mercados zonales asociados, soportados por la aplicación e·sios. También ha implantado una validación del servicio.

En el aspecto regulatorio, Red Eléctrica realizó una propuesta de Procedimiento de Operación, 7.4 adaptándolo al futuro control de tensión, aunque debido a la complejidad y novedad de este control, optó por proponer y ejecutar inicialmente un proyecto regulatorio demostrativo (sandbox) para aplicar el nuevo mecanismo a pocas zonas, durante un tiempo limitado y con algunas características modificadas. Con los resultados obtenidos, se retomará y mejorará la modificación del Procedimiento de Operación para implantar el nuevo control de tensión en todo el sistema.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO VOLTAIREE

Regulación terciaria de tensión

El objetivo de esta regulación es mantener un perfil de tensión adecuado en la red de transporte, minimizando los flujos de potencia y maximizando las reservas de potencia reactiva de los proveedores. El operador introduce en tiempo real rangos de tensión objetivo en los nudos piloto, que son las subestaciones eléctricas más representativas de la red de transporte. Teniendo en cuenta estos rangos, se ejecuta un optimizador de flujos de carga (OPF) cada 10 minutos con objeto de establecer las consignas adecuadas a enviar a la regulación secundaria para cada subestación de la red de transporte. Asimismo, el OPF tiene en cuenta ciertas restricciones como los límites de sobrecarga por las líneas, los rangos de tensión admisibles en la red de transporte y los límites para las variaciones de las consignas de tensión de una iteración a la siguiente.

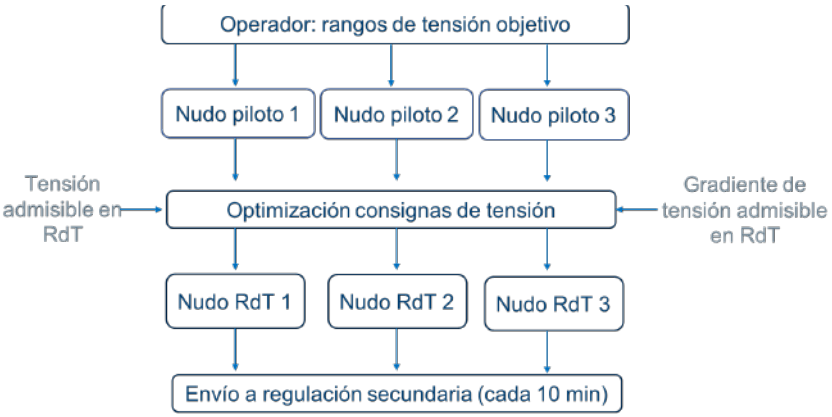


Figura 1. Algoritmo de la regulación terciaria

Regulación secundaria de tensión

Para cada subestación de la red de transporte existe una regulación secundaria que está basada en un control proporcional-integral encargado de minimizar la diferencia entre la consigna de tensión que llega de la regulación terciaria y la medida de tensión en la subestación. Su parametrización se realiza acorde a las simulaciones realizadas para cada subestación. La regulación secundaria envía consignas de tensión en una escala de tiempo que varía entre 20 segundos a unos pocos minutos para encajar entre la regulación terciaria y la primaria. Dichas consignas son enviadas por VOLTAIREE a los proveedores referenciadas a sus Barras de Central (BC), típicamente transformándolas en 'por unidad' teniendo en cuenta la tensión nominal en las BC.

España cuenta con la peculiaridad de que en algunos casos existen grandes redes de evacuación para la generación, incluyendo varias líneas y transformadores, incluso cables de gran longitud. En esos casos, la transformación por unidad podría no ser eficiente por lo que se ha diseñado una modalidad de participación conjunta en un Punto de Prestación del Servicio (PPS) que permita a los Centros de Control de Generación y Demanda (CCGD) establecer puntos de consigna óptimos en BC. Esto es debido a que los CCGD tienen más información en tiempo real sobre la red de evacuación que el Operador del Sistema. La siguiente figura muestra cómo el CCGD recibe la consigna agregada en el PPS y envía consignas en tiempo real individualmente a cada proveedor para cumplir con la consigna agregada.

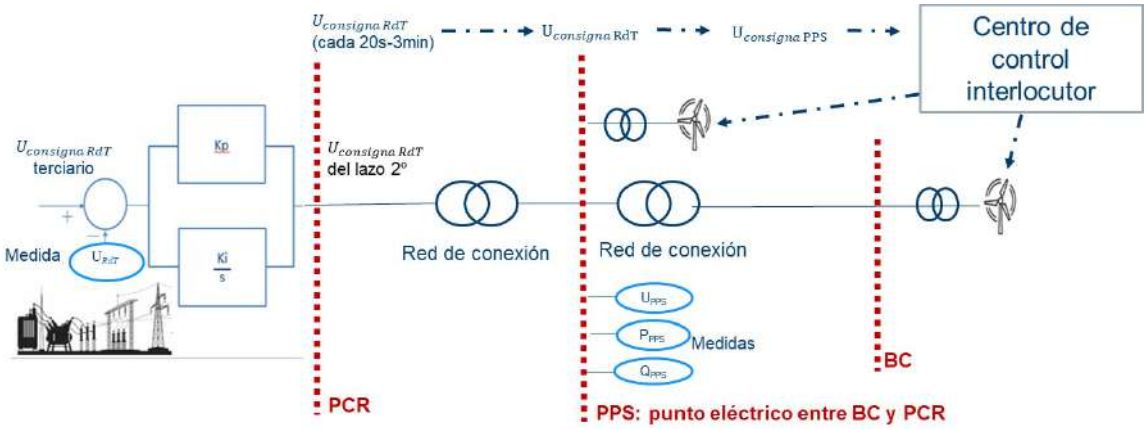


Figura 2. Participación conjunta en PPS

COORDINACIÓN OS – GRDS

De acuerdo con el artículo 29.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, el Operador del Sistema (OS), en este caso Red Eléctrica, y los Gestores de las Redes de Distribución (GRDs) crearon un grupo de trabajo en 2018 para analizar el control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español y alcanzar un acuerdo para el control de tensión en las fronteras entre las redes de distribución y la red de transporte. De ese modo, fue definida una estrategia de control de tensión para aportar ecuanimidad y proporcionalidad en la gestión de los flujos de potencia reactiva cuando se busca mantener la tensión dentro de los márgenes definidos en dicho Reglamento.

Esta estrategia coordina los esfuerzos para el control de tensión en cada zona eléctrica dependiendo de la desviación de tensión con respecto al margen admisible en la red de transporte. En operación normal, los GRDs pueden controlar automáticamente las tomas de sus transformadores en frontera sin restricción. Si la desviación de la tensión entra en el rango de alerta, los GRDs solo pueden controlar manualmente las tomas de los transformadores para reducir la importación o exportación de energía reactiva desde la red de transporte. Por último, si la desviación de la tensión entra en el rango de emergencia, Red Eléctrica puede bloquear los movimientos de tomas para limitar los intercambios de energía reactiva con la red de distribución. En dicha situación, los GRDs deberán controlar el perfil de tensión de su red usando sus propios medios como podrían ser reactancias, condensadores o enviando consignas de tensión a los proveedores conectados a su red.

MERCADOS ZONALES DE CAPACIDAD REACTIVA ADICIONAL

Una de las características significativas del nuevo servicio de control de tensión es la retribución a la capacidad reactiva de los proveedores del servicio por medio de mecanismos de mercado trasparentes y competitivos. Por ello, se prevén mercados zonales de capacidad reactiva en sesiones de diario y de tiempo real para que el OS disponga de banda de capacidad reactiva suficiente para mantener un control de tensión correcto.

En primer lugar, se habrán definido con anterioridad las zonas de mercado del sistema peninsular español para el mercado de capacidad reactiva. Esto es debido al marcado carácter local del control de tensiones. La metodología de identificación de zonas está basada en el factor de influencia de la tensión de cada subestación sobre las adyacentes, y será una información estructural con escasa variabilidad.

Después de la resolución de los mercados de energía activa Diario, Seguridad y Secundaria, el operador definirá para cada zona de mercado los requerimientos horarios de capacidad de absorción o generación de energía reactiva para asignarse en la sesión diaria del mercado de capacidad reactiva. Los proveedores del servicio depositan sus ofertas indicando cantidad y precio de los bloques, pudiendo indicar también condición de ingresos mínimos en la asignación para el día completo. El algoritmo ordenará los bloques por precio hasta cubrir el requerimiento horario. La remuneración de cada bloque será al precio de oferta.

En caso de que el requerimiento no se asigne en su totalidad o que sea escaso en algún periodo horario, el operador podrá convocar un mercado de capacidad reactiva en tiempo real para las zonas y periodos que necesite.

La aplicación que usa Red Eléctrica para realizar y gestionar estos mercados es e·sios.

IMPLANTACIÓN SISTEMA VOLTAIREE

Desde el punto de vista técnico, VOLTAIREE es una aplicación integrada en el SCADA del centro de control del OS (Spectrum 3.11) en una configuración punto a punto multisite. También se coordina con otras aplicaciones de Red Eléctrica, de los distribuidores y de los CCGDs. Cada CCGD debe proporcionar información estructural y medidas en tiempo real de sus proveedores a Red Eléctrica. VOLTAIREE envía consignas en tiempo real a los proveedores conectados a la red de transporte a través de sus CCGD. Los distribuidores pueden enviar sus consignas a los CCGD directamente o usar VOLTAIREE como plataforma de enlace. VOLTAIREE recibe de e·sios la capacidad de potencia reactiva asignada a cada proveedor en el mercado, valida el cumplimiento de cada proveedor y envía a e·sios los contadores de penalización [Mvar/h].

VOLTAIREE funciona en paralelo e independientemente en dos sistemas de control independientes y redundantes. Se envía una señal a los CCGD para indicar qué sistema es el maestro en cada momento. Existen programas de ejecución periódica con tiempos de ejecución configurables. El lazo de control secundario se implementa según el esquema que se muestra en la siguiente figura:

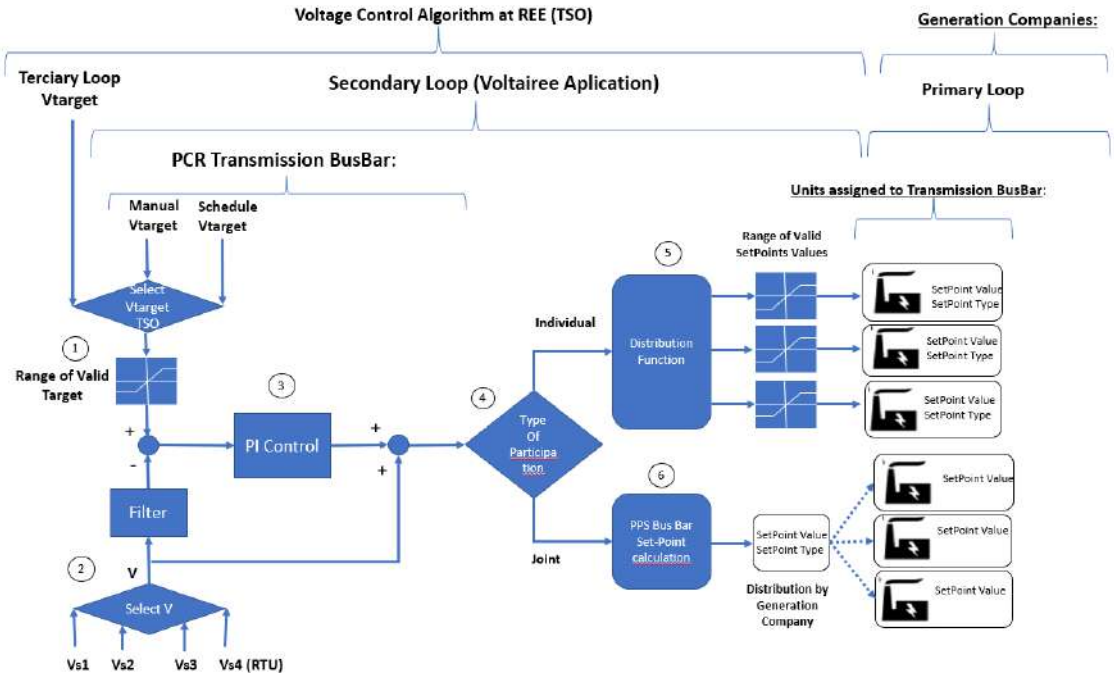


Figura 3. Diagrama de flujo de VOLTAIREE

El lazo de control secundario puede recibir consignas de tensión para cada subestación de la red de transporte ya sea desde el lazo terciario, desde un programa predefinido o por el operador manualmente (1). La entrada de la medida de tensión se selecciona automáticamente entre varias medidas de acuerdo con una priorización de calidad, sin embargo, el operador también puede seleccionar manualmente la medida más adecuada acorde a la topología de la subestación en tiempo real. En cualquier caso, un filtro paso bajo elimina los componentes de alta frecuencia de la medida de tensión seleccionada (2).

Las ganancias proporcionales e integrales se ajustan para evitar interacciones no deseadas con otros controles secundarios y/o cambiadores automáticos de tomas de transformadores. El componente integral tiene un mecanismo

“anti-windup” para limitar el crecimiento excesivo de la salida en caso de errores persistentes (3). Una función de distribución convierte la consigna de tensión en la subestación de la red de transporte a BC (participación individual) o PPS (participación conjunta) (4). En ambos casos, el operador puede seleccionar el tipo de consigna a enviar en tiempo real (5, 6).

VOLTAIREE analiza la respuesta del proveedor en cada ciclo de ejecución comparando la potencia reactiva requerida por la consigna contra la potencia reactiva medida en BC y/o PPS. Si el error supera un umbral establecido, VOLTAIREE comprueba si el proveedor ha saturado a su capacidad reactiva asignada en el mercado. Si el proveedor no está saturado, VOLTAIREE considera que hay un incumplimiento en ese ciclo de ejecución y acumula en un contador de penalizaciones la potencia reactiva no suministrada. Estos contadores de penalización son devueltos a e·sios para la liquidación del servicio en caso de que los incumplimientos existan en más del 25% de los ciclos de ejecución de la hora.

PROYECTO REGULATORIO (SANDBOX)

Este nuevo servicio de control de tensión es además pionero en su desarrollo regulatorio. Si bien la redacción de la normativa asociada (modificación del Procedimiento de Operación 7.4) se inició de forma habitual mediante propuesta y consulta pública, debido a la complejidad que lleva asociada y como banco de pruebas previo, Red Eléctrica ha presentado por primera vez una propuesta de proyecto regulatorio (sandbox) a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, finalmente aprobado y publicado en el B.O.E. el 8 de agosto de 2022.

Algunas características del proyecto regulatorio difieren del P.O. 7.4 propuesto como son, entre otras, la participación voluntaria de las instalaciones, la ausencia de capacidad obligatoria, la reducción de las zonas de mercado a dos y la duración limitada del proyecto a un máximo de 6 meses. La finalidad última del proyecto regulatorio es implantar el esquema y las herramientas del nuevo servicio de control de tensión propuesto para posteriormente adaptar el P.O. 7.4 y los sistemas según los resultados y conclusiones extraídas del proyecto.

Puesto que la fecha esperada de comienzo en operación del proyecto piloto es a principios de 2023, los resultados se podrán analizar previsiblemente en el tercer trimestre de 2023. La expectativa que Red Eléctrica tiene en los resultados es comprobar que existe un control más eficiente de la tensión en las zonas del proyecto con respecto a los datos previos al proyecto, así como una asignación más eficiente de los recursos de capacidad reactiva disponibles en dichas zonas.

CONCLUSIONES

Debido a la reciente aprobación de la resolución de la CNMC por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión (sandbox), que está previsto que se inicie a principios de 2023, todavía no es posible contar con resultados comparativos entre el actual modelo de control de tensión y el nuevo control de tensión propuesto en el proyecto regulatorio.

Basándose en algún proyecto previo, como Coordinet, se prevé que el seguimiento de las consignas de tensión en tiempo real sea fiable y permita cumplir los requerimientos del OS en cuanto a regulación de la tensión. De este modo, se espera que en las dos zonas eléctricas donde se va a realizar el proyecto demostrativo los perfiles de tensión mejoren con respecto a la situación actual. Asimismo, se estima que los nuevos mercados zonales de capacidad reactiva asociados a ambas zonas asignarán de manera eficiente los recursos de los proveedores, mejorando la flexibilidad con respecto a la situación actual.

Desde el punto de vista regulatorio, sí se puede considerar un avance positivo el haber propuesto un paso intermedio regulatorio, como es el proyecto demostrativo, antes de implantar una regulación tan compleja y ambiciosa a todo el sistema eléctrico peninsular español.

REFERENCIAS

[1] Commission Regulation (EU) 2016/631, European requirements for grid connection of generators.
[2] Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

[3] RESOLUCIÓN de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) «Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte».
[4] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
[5] CIGRE TB 364 WG B4.41 (2008) "Systems with multiple DC infeed".
[6] Experiences in Simulating and Testing Coordinated Voltage Control Provided by Multiple Wind Power Plants. T. Arlabán, J. Peiró, O. Alonso, R. Rivas, D. Ortiz, G. Quiñonez, P. Lorenzo. (10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power, Denmark, October 2011).
[7] Voltage control by multiple wind power plants: field test results. T. Arlabán, J. Peiró, P. Lorenzo, Ó. Alonso, R. Rivas, D. Ortiz, G. Quiñonez. (C2-109 CIGRE 2012).
[8] Coordinated voltage control in transmission networks. (Task Force C4.602 CIGRE, February 2008).
[9] On Voltage and VAr Support in Electric Power System Operation. (Electra number 272, February 2014).

PROYECTO QUIJOTE: MITIGACIÓN AUTOMÁTICA DE CONGESTIONES PARA LA MAXIMIZACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Inés Encabo – Técnica de Operación, Red Eléctrica.
José Luis Castillo – Jefe de Turno del Centro de Control Eléctrico, Red Eléctrica.
Lledó García – Técnica de Sistemas de Control, Red Eléctrica.
Sergio Corredor – Técnico de Operación, Red Eléctrica.
Marta Caballero – Técnica de Operación, Red Eléctrica.
Jorge Hidalgo – Gestor del Centro de Control Eléctrico, Red Eléctrica.
David Alvira – Jefe de Dpto. Centro de Control Eléctrico, Red Eléctrica.

Resumen: El proyecto Quijote tiene el objetivo de incrementar la flexibilidad, dinamismo y eficiencia del control automático de gestión y mitigación de sobrecargas postcontingencia, sustituyendo a los rígidos mecanismos tradicionales hasta ahora empleados. Integrado en el Sistema de gestión de la energía, Quijote permite al operador del sistema adoptar una configuración óptima de la red y de la gestión de la generación, demanda y almacenamiento en situaciones postcontingencia. El proyecto se ha estructurado en dos fases y, con la implantación de la primera, el llamado Sistema de Reducción Automática de Potencia, las instalaciones habilitadas voluntariamente ya han visto reducidas las limitaciones a su producción, lo que ha supuesto una reducción de los costes para el sistema. La experiencia adquirida advierte de que los beneficios asociados a Quijote seguirán aumentando a medida que se habiliten más instalaciones en el Sistema de Reducción Automática de Potencia y una vez se implante la segunda fase del proyecto, será más flexible y permitirá una configuración óptima de la topología de la red y un menor impacto sobre la producción global.

Palabras clave: Energías renovables, Smart Grid, automatismos, solución de restricciones técnicas, red de transporte, operador del sistema, eficiencia, flexibilidad, EMS.

INTRODUCCIÓN

Durante la última década, el impulso de la transición ecológica hacia una economía baja en carbono ha alcanzado su máximo apogeo gracias a la definición de unos objetivos ambiciosos y de una serie de propuestas legislativas en el marco europeo y nacional que aportan la certidumbre regulatoria necesaria y unas condiciones favorables para su consecución. En el marco europeo, se han establecido unos objetivos vinculantes para la UE en el horizonte 2030, como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 40% respecto a 1990 y la contribución de las renovables sobre el consumo total de energía final del 32%, entre otros. En el marco nacional, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé una reducción de emisiones de GEI del 23% respecto a los niveles de 1990 y establece un objetivo de contribución de las renovables al consumo de energía final cercano al 42%, más ambicioso que el europeo. Asimismo, otro de los objetivos que establece el PNIEC es una cobertura de la generación eléctrica del 74% con origen renovable.

En España, la carrera por la consecución de los objetivos europeos y nacionales se ha evidenciado en los últimos años con el continuo incremento de la potencia renovable instalada en el sistema eléctrico español, siendo especialmente destacable la evolución de las tecnologías eólica y fotovoltaica. En 2021, el 58% de la capacidad instalada en España era RCR (Renovables, Cogeneración y Residuos), frente al 36% del año 2006. Es importante señalar que este tipo de energía presenta ciertas características singulares, como la dispersión en su localización, la variabilidad de su producción (dependiente de unas condiciones ambientales cambiantes) o la incertidumbre en su predicción, que no deben comprometer en ningún caso la calidad ni la seguridad del suministro eléctrico. Para evitarlo, Red Eléctrica puso en marcha en el año 2006 el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE), que garantiza la observabilidad de todas las instalaciones RCR de potencia instalada superior a 1 MW (envío de telemedidas cada 12 segundos) y la controlabilidad de todas aquéllas de potencia instalada superior a 5 MW (envío de consignas de limitación de producción en caso de detectarse situaciones inadmisibles de seguridad en el sistema).

Adicionalmente, la puesta en servicio de tan elevado número de instalaciones RCR ha requerido un fuerte compromiso en lo que se refiere a la planificación de estructuras de la red de transporte, considerando la capacidad máxima de conexión de cada nudo y las capacidades técnicas de los generadores derivadas de los nuevos Códigos de Red de Conexión europeos. La planificación de la red de transporte H2020 ya consideraba la necesidad de extender la red de

transporte para incorporar un alto volumen de energía renovable al sistema sin comprometer los niveles de carga admisibles, línea que sigue la planificación H2026.

Por último, la apertura de los mercados de ajuste del sistema eléctrico español a las instalaciones RCR en el año 2015 en las mismas condiciones que la generación convencional supuso una mejora de la competencia en dichos mercados y, por tanto, un importante incentivo para la puesta en servicio de este tipo de instalaciones.

Las acciones anteriores han supuesto un importante incremento de la capacidad renovable instalada en el sistema eléctrico español, pero la alta variabilidad del recurso primario, unida a la concentración del parque renovable en determinadas localizaciones, está aportando complejidad a la operación del sistema eléctrico debido, entre otros, al aumento de las congestiones de red. Para evitarlo, el OS está centrando sus esfuerzos en el diseño de soluciones que hagan frente a los nuevos desafíos, de manera que la descarbonización sea una realidad en el horizonte establecido.

EL PROYECTO QUIJOTE

Solución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español

Mecanismos tradicionales para la solución de restricciones técnicas

Para garantizar la continuidad del suministro eléctrico con la calidad requerida, el OS debe garantizar que se cumplen los criterios de seguridad establecidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico (P.O. 1.1) en todos los escenarios de operación. Para ello, el OS realiza análisis de seguridad en los que supervisa el valor de los parámetros de control de la seguridad del sistema eléctrico tras la ocurrencia de determinadas contingencias y, ante la detección de una restricción técnica (RR.TT), aplica distintos mecanismos para aliviar o solventar dicha restricción, tales como las modificaciones topológicas precontingencia de elementos de la red de transporte, la predisposición de los automatismos de teledisparo de las instalaciones de generación o la modificación de los programas de venta o compra de energía. Estas medidas, pese a haber demostrado ser suficientes para resolver RR.TT, tienen una serie de desventajas asociadas:

- Las maniobras topológicas preventivas sobre los elementos de red provocan una disminución de la vida útil de los mismos, así como una merma del mallado de la red y, por tanto, de la seguridad del sistema.
- Los mecanismos de teledisparo, instalados para resolver contingencias previamente definidas, pueden dejar de ser apropiados o suficientes para resolver dichas contingencias en caso de producirse cambios en las condiciones de operación o la entrada de nuevos elementos de la red que tenga influencia sobre las mismas. Adicionalmente, los mecanismos de teledisparo tienen un elevado coste de instalación, modificación y mantenimiento.
- La reducción de los programas de venta de energía implica la pérdida del recurso primario de las instalaciones de generación renovable no gestionable, limitando su integración, así como un sobrecoste para el sistema eléctrico.

El incremento de la generación distribuida no gestionable conllevará un aumento de las RR.TT, por lo que la aplicación de los mecanismos para resolverlas será cada vez más frecuente. Esto resultará en un agravante de las desventajas anteriores, un aumento de los costes para el sistema y una barrera a la integración de renovables.

Con el objetivo de evolucionar hacia medios más flexibles y dinámicos para la solución de congestiones del sistema eléctrico y minimizar el impacto de la aplicación de los medios tradicionales, el OS ha puesto en marcha el proyecto Quijote, una herramienta de operación que permite el análisis, programación y activación de secuencias consistentes en la ejecución de maniobras automáticas y/o en el envío de señales y consignas ante la detección de eventos predefinidos.

Estructura del proyecto Quijote

El proyecto Quijote, dada su complejidad, se ha estructurado en dos partes diferenciadas para simplificar su desarrollo: el módulo de análisis y optimización de red y el módulo de programación de secuencias y envío de órdenes.

Módulo de análisis y optimización de red (Sensired)

El módulo de análisis y optimización de red de Quijote (Sensired) es el encargado de realizar los análisis de seguridad del estado de la red en tiempo real y, en caso de detectar el incumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en el P.O. 1.1, propone al operador acciones para resolverlo. Para ello, utiliza como datos de entrada la topología del escenario en tiempo real, generado por SCADA cada 10 minutos, las secuencias cargadas en el sistema y su estado, y los programas de producción o consumo de las instalaciones de producción y almacenamiento. Con esta información,

Sensired ejecuta los análisis de contingencias y propone al operador una serie de acciones correctoras en caso de detectar alguna restricción, como son:

- Maniobras topológicas en la red.
- Cambio del estado (activado/desactivado) de las secuencias en Quijote.
- Predisposición en reducción automática de potencia de las instalaciones habilitadas.
- Modificación de los programas de intercambio, producción o consumo.

Módulo de programación de secuencias y envío de órdenes

Este módulo se aloja en el núcleo del sistema de control (SC) y dispone de una serie de eventos predefinidos que supervisa constantemente (triggers), así como de una serie de secuencias de acciones que debe ejecutar en caso de ocurrencia del evento. Además, el módulo de programación cuenta con salvaguardas que supervisan continuamente la calidad de las señalizaciones y, en caso de anomalías, alertan al operador (ver esquema del módulo en la *Figura 2*).

En caso de que el operador o Sensired detecten un posible incumplimiento de los criterios de seguridad ante una contingencia, el operador, en función de las necesidades y circunstancias de la operación en tiempo real, elige la secuencia de acciones más adecuada para resolver la contingencia. De esta forma, se crean asociaciones entre eventos y acciones que el operador habilita si así lo requieren los estudios de seguridad. Estas asociaciones son editables y permiten establecer para la misma contingencia varias secuencias de acciones diferentes o complementarias.

Cuando el chequeo de eventos detecta que se ha producido una contingencia para la que hay asociada una o un conjunto de acciones, el sistema ejecuta la secuencia de pasos predefinida, pudiendo consistir dichos pasos en mensajes e interacciones con el operador, el envío de órdenes de reducción rápida a las instalaciones predispuestas (fase I) o maniobras topológicas (fase II). Las órdenes emitidas a las instalaciones se mantienen hasta la normalización de la asociación, si bien podrían emitirse órdenes adicionales a otras instalaciones en caso de detectarse que no se ha alcanzado la reducción esperada.

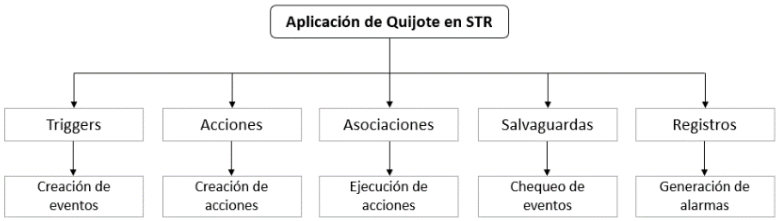


Figura 2. Estructura del módulo para la programación y envío de órdenes en Quijote

Arquitectura del sistema

La aplicación Quijote se ha integrado en el núcleo del Sistema de Tiempo Real (STR) dada su criticidad para la operación del sistema y por precisar de una gran seguridad y robustez que garanticen su alta disponibilidad. Con esta integración, Quijote puede emplear las telemedidas del STR, así como los enlaces de comunicaciones ya establecidos con otras empresas y puede coordinarse con aplicaciones como el estimador de estado y ejecutar órdenes de mando sobre equipos remotos en subestaciones (SS.EE). Todo ello con la máxima velocidad que garantiza una rápida detección y ejecución de las acciones programadas.

El módulo de programación de secuencias y envío de órdenes de Quijote interactúa a través del STR con las siguientes herramientas, aplicaciones y sujetos (ver *Figura 3*):

- SCADA: Quijote emplea las telemedidas de las empresas eléctricas para determinar si se supera la máxima producción admisible de una zona y calcular así la generación que debe predisponerse en reducción automática de potencia.
- Equipos remotos en SS.EE: Quijote requiere la información relativa a la señalización captada en las SS.EE para detectar la ocurrencia de los eventos predefinidos. Asimismo, puede emitir órdenes para ejecutar maniobras topológicas programadas para cambiar el estado de estos elementos.
- Herramientas de operación: El módulo se integra con las herramientas de red del STR para incluir en sus análisis las acciones programadas y proveer de resultados que tengan en cuenta dichas acciones. Permite recuperar

registros de seguimiento de Quijote para realizar informes y posteriores análisis e intercambiar información del estado de las secuencias con Sensired.

- Operación en tiempo real: Quijote se encarga de supervisar las condiciones del sistema y mostrar alarmas a los operadores cuando sea necesario, de manera que éstos puedan habilitar las acciones más adecuadas y efectivas en cada momento.
- GEMAS: Se trata de la aplicación a través de la cual CECRE emite consignas en tiempo real a las instalaciones renovables. La interacción de GEMAS y el STR permite que ambos dispongan de la información en tiempo real de dichas instalaciones a través de los enlaces ICCP establecidos con los centros de control de generación y demanda (CCGD), y emplear los mismos canales de comunicación para el envío de órdenes y consignas.
- La información del sistema de control se completa con los datos de las empresas de generación y los datos de las redes de distribución, que se intercambian a través de los enlaces ICCP establecidos con los centros de control.

Figura 3. Esquema de la arquitectura de Quijote

Fases del proyecto

Fase I – Detección de eventos y aplicación del Sistema de Reducción Automática de Potencia

En la Fase I del proyecto Quijote se ha desarrollado, en el módulo de programación de secuencias y envío de órdenes, la funcionalidad de supervisión de producción y predisposición de instalaciones en el Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP), cuyo funcionamiento se detalla a continuación:

1. En caso de detectarse una producción superior a la máxima admisible postcontingencia, siendo este un valor predefinido por el operador en función de los análisis de seguridad en la red, Quijote envía una orden de predisposición de reducción automática de potencia a aquellas instalaciones que voluntariamente participan en el sistema y que son eficientes para resolver la congestión en la red de transporte ante dicha contingencia.

2. En caso de producirse la contingencia para la que las instalaciones habilitadas en SRAP habían sido predispuestas, el sistema Quijote envía una orden de reducción automática de potencia a dichas instalaciones, que deberán reducir su producción o consumo a 0 MW en un tiempo inferior a 5 segundos, 40 segundos o 15 minutos, según se haya programado en función del elemento de red implicado en la sobrecarga y del nivel de sobrecarga.

Las características generales del SRAP y sus ventajas pueden sintetizarse en:

- Su implantación supone un coste razonable para los participantes, dado que Quijote emplea los enlaces de comunicaciones ya establecidos con el OS para el intercambio de información en tiempo real. Adicionalmente, se trata de un sistema de participación voluntaria.
- Sin llegar a ser sistemas excluyentes, SRAP es más flexible y dinámico que el actual mecanismo de teledisparos, dado que no está concebido para resolver una congestión específica. Adicionalmente, los requisitos asociados a SRAP son menos exigentes y el coste de su instalación y mantenimiento es muy inferior.
- La participación en SRAP implica que las instalaciones no ven limitada su producción para solucionar RR.TT al PDBF, salvo en casos de sobrecargas en base o en situaciones excepcionales, aunque las limitaciones de producción son siempre menores. Al existir este incentivo económico, la participación en SRAP no es retribuida.

- Las instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW pueden participar en SRAP de manera conjunta, siempre y cuando compartan la misma localización eléctrica. Esto garantiza la no discriminación entre las pequeñas instalaciones RCR distribuidas y las grandes plantas convencionales para participar en el sistema.
- Los gestores de las redes de distribución pueden hacer uso de SRAP para solucionar congestiones en su red ante la posible contingencia de un elemento de la red de transporte, para lo que pueden solicitar al OS la predisposición en SRAP de las instalaciones que contribuyan a la congestión, así como el tiempo de respuesta requerido.

Los desarrollos del módulo de programación en la Fase I de Quijote permiten gestionar las instalaciones participantes en el sistema de reducción automática de potencia, según la normativa recogida en el PO 3.11 y siguiendo los criterios de prioridad de despacho establecidos en el PO 3.2. El sistema permite excluir temporalmente instalaciones para evitar su predisposición en caso de no ser admisible por motivos de seguridad, e identificar si la instalación debe ser considerada cuando está generando o cuando está consumiendo.

En cada ejecución, el sistema actualiza las instalaciones que se precisan predisponer para que no se supere la potencia máxima postcontingencia y para que no se produzca una desconexión que implique superar la pérdida de potencia máxima admisible. Cuando no es posible establecer una predisposición de instalaciones que satisfaga ambas condiciones, el sistema informa de la potencia adicional que debe ser reducida por mecanismos de mercado para que se programe en eSios y/o se envíen las consignas desde GEMAS.

Fase II – Definición en tiempo real de triggers – secuencias y maniobras programadas de telemando

La Fase II del proyecto Quijote, actualmente en desarrollo, tiene como objetivo completar los módulos con nuevas funcionalidades y aportar facilidades a su utilización. Cabe destacar:

- El operador podrá definir triggers y secuencias desde el entorno gráfico de SCADA, facilitando su creación y modificación en tiempo real en función de las necesidades cambiantes del sistema eléctrico.
- Las acciones de las secuencias se ampliarán para incluir la ejecución de mandos programados sobre elementos de la red de transporte que permitan aliviar sobrecargas postcontingencia en caso de producirse la contingencia, lo que evitará anualmente un elevado número de maniobras en elementos de la red de transporte, manteniendo un mayor mallado de la red y disminuyendo los riesgos inherentes a las mismas.
- La interfaz bidireccional entre Sensired y el módulo en el STR se completará para facilitar al módulo optimizador más información topológica y del estado de Quijote, así como para permitir que el módulo optimizador pueda comunicar al STR los cambios a realizar sobre el estado actual de secuencias y triggers, según los resultados obtenidos en los análisis.
- Se introducirán cambios menores en el algoritmo del SRAP, como la posibilidad de que la reducción efectiva de potencia de las instalaciones habilitadas se realice hasta un valor de potencia mínima declarado, y no hasta 0.

Estado de implementación y próximos pasos

Fase I – Detección de eventos y aplicación del Sistema de Reducción Automática de Potencia

Una vez implementada la Fase I del proyecto Quijote y tras haber realizado una serie de pruebas para comprobar su correcta integración dentro del STR, el OS inició el proceso de trámite de los Procedimientos de Operación necesarios para sentar las bases normativas y permitir la participación de los sujetos en el SRAP. El 13 de enero de 2022, la CNMC aprobó por Resolución el P.O. 3.2, en el que se incorpora el SRAP como medio para la solución de RR.TT y se establece un nuevo orden de prioridad en la resolución de restricciones post contingencia, y el P.O. 3.11, por el que se establecen los criterios generales y especificaciones del mecanismo.

Desde la publicación en el BOE de ambos procedimientos de operación y hasta el 11 de octubre de 2022, se habían habilitado en SRAP 268 instalaciones, por un total de 13.885 MW y a través de 20 CCGD diferentes. Tal y como muestra la *Figura 4*, el mayor porcentaje de la potencia habilitada corresponde a ciclos combinados (37,9%), seguido por las tecnologías RCR eólica (24,5%) y fotovoltaica (22,6%). Los números aumentan diariamente y de forma continua, siendo más de 226 instalaciones adicionales las que han mostrado su interés por participar y están realizando los cambios necesarios en sus sistemas para participar en el SRAP. La habilitación de estas unidades supondrá un incremento de la potencia habilitada de más de 10.000 MW.

Tras la aprobación de las *Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español* por parte de la CNMC, el OS revisará los procedimientos de operación para incluir en el ámbito de aplicación de SRAP a las instalaciones de demanda y de almacenamiento.

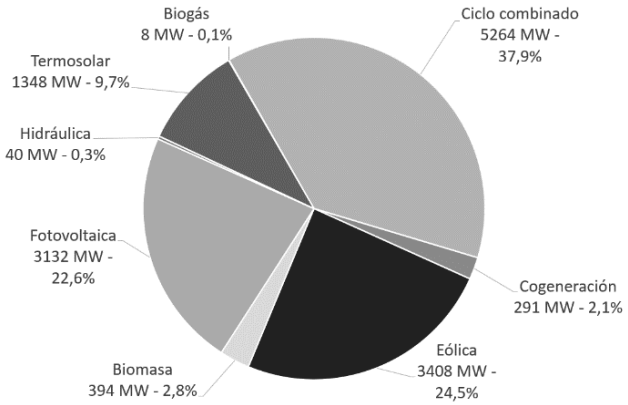


Figura 4. Potencia habilitada por tecnología en el SRAP a fecha 11.10.2022

Fase II - Definición en tiempo real de triggers – secuencias y maniobras programadas de telemando

La fase II del proyecto Quijote se encuentra en estado de pruebas, para lo que se están enviando órdenes de mando programadas a elementos de la red de transporte, con el objetivo de validar los equipos de control de los diferentes proveedores y realizar comprobaciones de rendimiento en situaciones de múltiples órdenes de telemando sobre la misma subestación.

La implementación de la fase II se materializará una vez se produzca el cambio del sistema de control de Red Eléctrica, previsto para principios de 2024. Hasta que esto suceda, el OS tratará de identificar posibles mejoras que optimicen el rendimiento y eficiencia de la herramienta.

CONCLUSIONES

La implantación del SRAP en el sistema eléctrico español ha demostrado ser un mecanismo efectivo y eficiente en la reducción de las limitaciones a la producción, al actuar de manera correctiva y no de forma preventiva ante sobrecargas postcontingencia, lo que constituye un importante paso en el objetivo de maximización de integración de energías renovables. Desde su puesta en marcha, el sistema se ha predispuesto más de 400 veces, lo que ha supuesto reducir la necesidad de aplicar RR.TT a la generación durante más de 3.400 horas, sin haberse llegado a emitir ninguna señal de activación de reducción efectiva de potencia.

A medida que se habiliten más instalaciones en SRAP, los beneficios de su aplicación se harán más evidentes y, unido a la implantación de la segunda fase de Quijote, la reducción de generación será aún más eficiente al combinarse con una configuración óptima de la topología de red, teniendo un impacto menor sobre la producción global.

REFERENCIAS

- G. García et. al, «CECRE: Supervision and Control of Spanish Renewable Energies in the Last 15 years,» *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,* vol. 10, nº 2, 2022.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015 - 2020».
- Ministerio para Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030».

RED DE EXCELENCIA CERVERA ALMAGRID: HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE BATERÍAS HÍBRIDAS

Ander Zubiria, Investigador, CIDETEC Energy Storage, BRTA
Dr. Pilar Meneses, Investigadora senior, CIDETEC Energy Storage, BRTA
Dr. María Yañez, Jefe de proyectos, CIDETEC Energy Storage, BRTA
Haritz Macicior, Responsable Unidad Sistemas de Almacenamiento, CIDETEC Energy Storage, BRTA

Resumen: Los sistemas de almacenamiento son una tecnología fundamental para asegurar una integración segura, eficiente y masiva de energías renovables en la red eléctrica. Las baterías son una alternativa flexible que puede dar respuesta a muchos de los servicios que el sistema demanda. No obstante, no existe un tipo de batería único que sea capaz de dar respuesta de manera óptima a todos los servicios. En este sentido, los sistemas de baterías híbridas son una alternativa que, combinando diferentes tecnologías bajo un mismo sistema, pueden conseguir funcionalidades avanzadas a costes reducidos dando respuesta a distintos requerimientos. La presente comunicación muestra la comparativa de la utilización de dos sistemas de baterías, una de Li-ion y otra de flujo redox, frente a un sistema híbrido que incluye ambas tecnologías y que se integran dentro de una herramienta propia desarrollada. Para ello, se han seleccionado las aplicaciones de autoconsumo industrial y *peak shaving*, de tal manera que se cubra un servicio de energía y otro de potencia simultáneamente. Los resultados obtenidos se analizan desde la perspectiva técnico-económica calculando indicadores de interés como: el porcentaje de autoconsumo y autosuficiencia, el grado de cobertura del servicio, el payback o el Levelized Cost Of Storage (LCOS). Además, se muestran las funcionalidades de mayor interés implementadas en la herramienta como son los métodos de dimensionamiento y las distintas estrategias de gestión energética para sistemas híbridos.

Palabras clave: Sistemas de baterías, hibridación, autoconsumo, peak shaving, análisis técnico-económico, herramienta, simulación, VRFB, LNMO

INTRODUCCIÓN

Para mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5ºC, es fundamental alcanzar la neutralidad en carbono en 2050. Por tanto, la generación renovable es clave si queremos conseguir la descarbonización del sector energético [1]. Esta generación renovable traerá muchos beneficios, pero también generará mucho estrés en la red eléctrica, principalmente debido a su naturaleza intermitente y no controlable [2]. En este sentido, es fundamental dotar a la red de una mayor flexibilidad y, para ello, se necesitarán nuevos proveedores de servicios de flexibilidad [3]. Los sistemas de baterías (BESS) pueden dotar de flexibilidad al sistema, entre otros, reduciendo requisitos de potencia de conexión, permitiendo aplazamientos de inversiones en red, optimizando los costes de suministro de energía u ofreciendo servicios adicionales a la red eléctrica. Sin embargo, no existe un SAE que se adapte a todos estos servicios que la red necesitará en el futuro. De cara a afrontar este reto se plantean los sistemas de baterías híbridas (HBESS). Estas nos permitirían, combinando diferentes tecnologías bajo un mismo sistema, conseguir funcionalidades avanzadas a costes reducidos ofreciendo distintos servicios simultáneamente [4].

La generación tecnológica de la Red ALMAGRID está enfocada en desarrollar sistemas de almacenamiento electroquímicos optimizados que permitan suministrar de forma eficiente una serie de servicios de red estratégicos, asegurando así el requerido nivel de flexibilidad para la distribución y transmisión de la electricidad. En este contexto, se ha desarrollado una herramienta de simulación de HBESS basadas en la combinación de tres tecnologías: baterías de Li-ion, Zn-aire y/o flujo redox. Estas han sido identificadas como tecnologías clave para su aplicación en sectores industriales de alto impacto económico y social. La herramienta ALMAGRID permite dimensionar y evaluar la viabilidad de hibridar tecnologías y proveer servicios a la red eléctrica dentro de las aplicaciones estacionarias.

En el presente artículo se muestran, primeramente, las principales funcionalidades de la herramienta de simulación ALMAGRID. Seguido, se describe la metodología utilizada por la herramienta para analizar la viabilidad técnico-económica Para mostrar la validez de dicha metodología, se plantea un caso de estudio en el que se analiza la utilización de dos sistemas de baterías, una de Li-ion y otra de flujo redox, frente a un sistema híbrido que incluye ambas tecnologías para la provisión simultanea de los servicios de autoconsumo industrial y reducción de picos de potencia (*peak shaving*). Posteriormente, se muestra una comparativa de los resultados obtenidos tras la simulación y, finalmente, se describen las conclusiones más destacables del estudio realizado.

HERRAMIENTA ALMAGRID

El principal objetivo de la herramienta ALMAGRID es analizar la mejor combinación de dimensionamiento de almacenamiento híbrido y mejor forma de operar todo el sistema para diferentes aplicaciones en estacionaria. Para ello, se ha desarrollado en Matlab AppDesigner una herramienta flexible y visual que integra diversos módulos con distintas funcionalidades, los cuales se describen a continuación:

- **Módulo HBESS.** En este módulo se introducen todos los parámetros técnicos asociados a las tecnologías del sistema híbrido, tanto de batería como de la electrónica de potencia asociada. Adicionalmente, se incluye la opción de seleccionar distintos modelos empíricos eléctricos y de degradación, basados en ensayos de envejecimiento, desarrollados dentro de ALMAGRID.
- **Módulo de carga de generación y consumo.** Este módulo permite cargar los perfiles de generación renovable y de consumo energético de la planta a simular. La carga de datos se puede realizar a partir de ficheros Excel y pueden ser perfiles de distinta granularidad temporal históricos o predicciones.
- **Módulo de carga del servicio de red.** En este módulo se cargan desde Excel los perfiles de operación de los servicios que vaya a suministrar el HBESS. Generalmente, son requisitos de potencia de distinta granularidad temporal.
- **Módulo de carga de los precios.** En este módulo se cargan desde Excel los perfiles de precios de los servicios que vaya a suministrar el HBESS. Generalmente, son requisitos de potencia de distinta granularidad temporal.
- **Módulo de parámetros económicos.** En este módulo se introducen todos los parámetros económicos asociados al HBESS (CAPEX y OPEX de distintos elementos) y una serie de parámetros financieros necesarios para que la herramienta calcule los indicadores económicos (tasa de descuento, IPC y reducción anual del coste de las tecnologías).
- **Otras funcionalidades de la ventana principal.** Adicionalmente, en la ventana principal se puede definir la combinación de tecnologías, la topología electrónica de la hibridación, la estrategia de reparto de potencia entre tecnologías y los parámetros de simulación; es decir, el intervalo de simulación y la duración del proyecto.

En la Figura 1 se muestra la ventana principal de la herramienta ALMAGRID con los módulos descritos anteriormente:

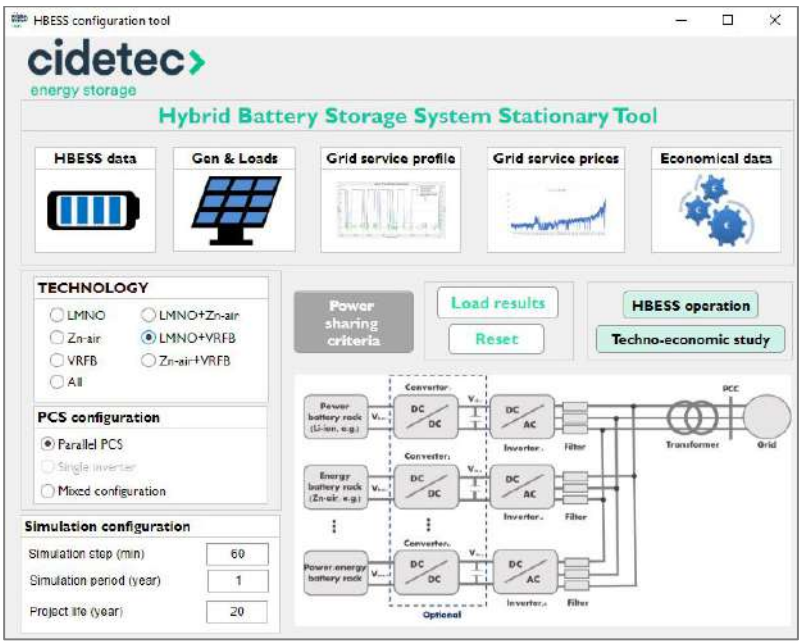


Figura 1. Ventana principal y módulos de la herramienta ALMAGRID.

Una de las funcionalidades más interesantes de la herramienta ALMAGRID es la posibilidad de realizar simulaciones utilizando distintas estrategias de reparto de potencia. Estas se basan en distintos criterios y sirven para asignar a cada tecnología una parte de la consigna de potencia que se ha de suministrar. Esto se realiza calculando un coeficiente α para cada tecnología. A continuación, se describen las cuatro estrategias implementadas:

1. **Distribución de potencia estática y equitativa.** En este caso, se reparte la consigna de potencia en partes iguales y se mantiene el coeficiente α invariante durante toda la simulación.
2. **Distribución de potencia estática y proporcional.** Esta distribución proporcional se realiza en base a la potencia nominal de cada tecnología en relación con la total del HBESS.
3. **Distribución de potencia dinámica en base a la ciclabilidad de las tecnologías.** Este método se basa en la activación secuencial de las tecnologías, en función del dato de ciclos máximos dado por fabricante que se introduce en la herramienta. De esta manera, la tecnología de mayor ciclabilidad será la primera en operar a su potencia nominal. Si la potencia o capacidad es insuficiente en ese intervalo de tiempo, automáticamente entraría en operación la próxima y así sucesivamente.
4. **Distribución de potencia dinámica en base al SOC en cada instante.** Igualmente, este método se basa en la activación secuencial de las tecnologías, pero en base al SOC resultante del instante anterior. Por tanto, ante eventos de carga se prioriza la batería de menor SOC y, por el contrario, ante descargas la de mayor SOC.

Otra funcionalidad interesante es la opción de poder definir la configuración eléctrico-electrónica (E-E) del HBESS; es decir, la forma en la que se integran baterías y electrónica de potencia (PCS). En este sentido, se definen tres configuraciones principales: 1) PCS en paralelo, 2) configuración de inversor único y 3) configuración mixta. En la primera se conectan múltiples PCS o conjuntos convertidor más inversor en paralelo, diferenciándolos por tecnología. En la segunda, se utilizaría un único inversor para las tecnologías, pero cada una contaría con sus propios convertidores individuales DC/DC para adaptar la entrada V_{DC} al inversor. La última sería una mezcla de las dos configuraciones anteriores válida para hibridar más de dos tecnologías.

METODOLOGÍA

En el presente apartado se describe la metodología de simulación implementada en la herramienta ALMAGRID (ver Figura 2). En primer lugar, se cargan todos los parámetros técnico-económicos y perfiles de datos distribuidos en sus correspondientes módulos. Una vez cargada toda la información necesaria, se realiza una simulación técnica de la operación del HBESS, generalmente, para un periodo de 1 año o inferior. Esta simulación arroja los resultados necesarios para el posterior análisis económico. Entre otros, el porcentaje de cobertura del servicio (%), los ciclos equivalentes realizados (FEC), SOH (%) o el dimensionado resultante (kW y kWh). Además, permite graficar la operativa del HBESS para el periodo seleccionado por el usuario, representando variables como la potencia de cada batería (kW), su SOC (%), la potencia no suministrada (kW), la potencia demandada (kW) y el consumo (kW) o la generación renovable (kW). A continuación, se realiza la simulación económica plurianual para determinar la rentabilidad. Esta se obtiene aplicando un modelo económico que, basándose en los resultados técnicos y los parámetros económicos introducidos, calcula variables como el TIR (%), el VAN (€), los desgloses de CAPEX y OPEX (€), el payback (años) y el LCOS (€/MWh). En este caso, la herramienta grafica los flujos de caja resultantes. Por otro lado, la herramienta permite exportar los resultados obtenidos a una hoja Excel para su posterior análisis.

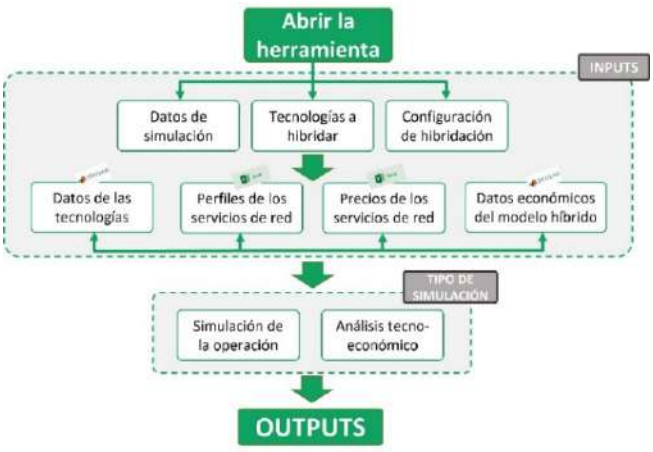


Figura 2. Metodología o secuencia de simulación utilizada por la herramienta ALMAGRID.

CASO DE USO

En esta comunicación se representa un caso de uso basado en la hibridación de dos tecnologías ALMAGRID: las baterías de Li-ion de LNMO, orientadas a aplicaciones de corta duración o potencia, y las baterías de flujo redox de vanadio (VRFB), más apropiadas para aplicaciones de mayor duración o energía. De esta manera, se analiza tecno-económicamente la provisión simultánea de los servicios de autoconsumo y reducción de picos de un pequeño consumidor industrial en la tarifa 3.0TD de acuerdo con los costes y metodologías de cálculo establecidas en [5]. Para realizar las simulaciones se han introducido datos diez-minutales de consumo (kW), generación (kW), potencia contratada (kW) y precios (€/kWh), tanto de mercado como de peajes y cargos de red. Primeramente, se realizará el análisis técnico a lo largo de un año y, posteriormente, un estudio económico a 20 años.

A continuación, se muestra las especificaciones de los BESS y HBESS, los parámetros económicos [6] y resto de datos introducidos en la herramienta ALMAGRID:

Datos técnicos del HBESS	
Potencia nominal LNMO + VRFB	125 + 125 kW
Capacidad nominal LNMO + VRFB	125 + 500 kWh
SOH al fin de la vida útil	70% - 50%
Ciclos hasta fin de la vida útil	5.000 – 15.000
Eficiencia en DC	99% - 75%
Profundidad de descarga	90% - 90%
Modelos eléctricos utilizados	Genéricos
Modelos de degradación utilizados	Datos de fabricante
Configuración del HBESS	PCS en paralelo

Datos económicos del HBESS	
CAPEX LNMO + VRFB	275 + 350 €/kWh
OPEX LNMO + VRFB	2.7 + 4.1 €/kW·año
CAPEX convertidor + inversor	175 + 240 €/kW
OPEX convertidor + inversor	0.8 + 1.4 €/kW·año
Otros CAPEX	100 + 100 €/kWh
Otros OPEX	0.03 €/kWh·año
IPC	2.2%
Tasa de descuento	1.5%
Reducción anual coste HBESS	4.2%

Datos de potencias contratadas					
Potencia P1	Potencia P2	Potencia P3	Potencia P4	Potencia P5	Potencia P6
Antes: 100 kW Ahora: 70 kW	Antes: 100 kW Ahora: 72.5 kW	Antes: 100 kW Ahora: 75 kW	Antes: 0 kW Ahora: 75 kW	Antes: 0 kW Ahora: 77.5 kW	Antes: 0 kW Ahora: 80 kW

Tabla 1. Datos técnicos y económicos utilizados en el caso de uso.

En cuanto a la generación renovable, se ha dimensionado una instalación fotovoltaica de 168.3 kWp (561x300Wp) en base al perfil de consumo. Asimismo, se ha considerado que el coste solo de los paneles es cubierto en su totalidad por las ayudas a la generación y al almacenamiento (Modalidad 2) del RD 377/2022 [7].

De cara al dimensionamiento del HBESS, se ha optado por realizarlo manualmente respetando los C_{rate} de cada tecnología definidos como 1C y C/4 para LNMO y VRFB, respectivamente. Y, de cara a realizar la comparativa, se han dimensionado sistemas iguales de tecnología única; es decir, de 250 kW de potencia y 625 kWh de energía nominales.

Para la gestión energética se ha optado por realizar las simulaciones utilizando un reparto dinámico de potencia en base a la ciclabilidad de las tecnologías, de manera que se asigne la mayor cantidad posible de ciclos a la VRFB con el fin de maximizar la vida útil del HBESS. La estrategia de autoconsumo se basa en cubrir la máxima demanda posible con la fotovoltaica, cargándose o descargándose el HBESS en función de los excedentes o déficits, respectivamente. Se ha considerado un precio constante de 25 ct€/kWh por la venta de excedentes en mercado. Para dar *peak shaving*, la batería se descarga exclusivamente si la potencia demandada excede la contratada y, adicionalmente, se ha implementado una estrategia avanzada de carga nocturna que tiene en cuenta el SOC y el precio horario de mercado. De esta manera, se minimizan las penalizaciones y se garantiza una mayor cobertura del servicio.

RESULTADOS OBTENIDOS

En el presente apartado se muestran los resultados obtenidos a partir de la simulación del caso de estudio. Tal y como se ha introducido, se comparará el mismo escenario descrito, pero para los casos de sólo LNMO, sólo VRFB y HBESS. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 2:

Resultados técnicos			
Opción SAE	**LNMO**	**VRFB**	**HBESS**
Energía demandada	1.888 MWh	1.888 MWh	1.888 MWh
Energía gestionada	1.446 MWh	1.618 MWh	1.665 MWh
Energía no suministrada	141,8 MWh	226,6 MWh	196,2 MWh
Porcentaje de cobertura de peak shaving	99,3%	98,3%	99,4%
Ratio de autoconsumo	78,8%	72,9%	68,2%
Ratio de autosuficiencia	85,5%	79,1%	74%
FEC anuales	428,5 ciclos	479,5 ciclos	152,1 + 578,8 ciclos
SOH al final del proyecto	72,9% (1 reemplazo)	63,9%	76,8 – 52,6%
Años hasta fin de vida útil	11,7 años	30,1 años	25,9 – 32,9 años

Resultados económicos			
Opción SAE	**LNMO**	**VRFB**	**HBESS**
Ahorros totales	930.286€	606.105 €	693.221€
Gastos totales	709.968€	483.612€	454.429€
CAPEX total	485.059€	393.750€	356.375€
OPEX total	56.725€	89.862€	98.054€
Ahorro anual	37.457€	24.415€	27.926€
VAN	293.470€	51.371€	156.729€
TIR	10,4%	2,8 %	5,7%
Payback	9 años	17 años	14 años
LCOS	151,3€/MWh	144,9€/MWh	74,5€/MWh
Coste por kWh	507€/kWh	773,8€/kWh	727,1€/kWh
Coste por kW	1.267,5€/kW	1.934,4€/kW	1.817,7€/kW

Tabla 2. Resultados técnicos y económicos obtenidos el caso de estudio para a) LNMO, b) VRFB y c) HBESS.

La tabla anterior muestra cómo la alternativa de LNMO es la más atractiva desde el punto de vista económico, a pesar de ser la de mayores gastos totales debido al reemplazo realizado el año 12. No obstante, la posibilidad de suministrar más energía a lo largo del proyecto debido a una mayor eficiencia y SOH medio le permite generar mayores ahorros durante los 20 años. En el caso del HBESS, la inversión se recupera en 14 años y, además, se verifica que la hibridación permite evitar el reemplazo de la tecnología LNMO y dar una elevada cobertura de *peak shaving*. En contrapartida, se obtienen ratios de autoconsumo y autosuficiencia menores debido a la operación secuencial de las baterías. La alternativa VRFB ha resultado ser la menos rentable de todas con un periodo de retorno de 17 años. Esto se debe a dos motivos principales: primero, por su mayor CAPEX y, segundo, porque a que ha podido suministrar menos energía, por un lado, por tener una eficiencia menor y, por otro, por sufrir una mayor pérdida de capacidad a lo largo de su vida útil. En cuanto a los costes unitarios, se ha visto que los valores obtenidos son muy similares a los reportados por [6].

La Figura 3 muestra a modo de ejemplo la operación del HBESS para un día tipo:

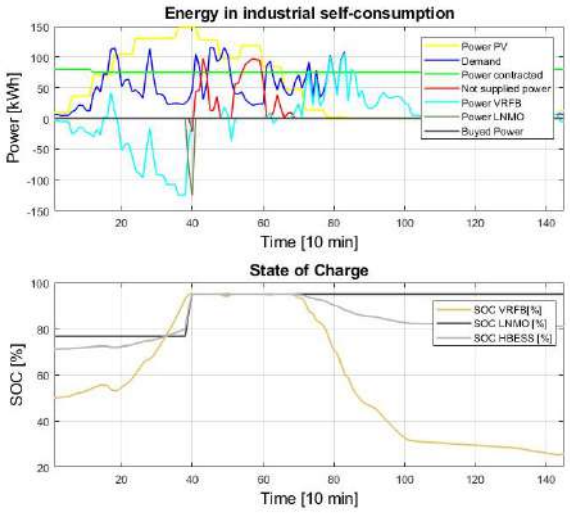


Figura 3. Ejemplo de operación del HBESS durante 24h donde se proveen los servicios de autoconsumo y peak shaving.

En la gráfica superior de la Figura 3 se representan las variables en potencia de interés. En ella se puede ver como el HBESS le asigna la carga (valor de potencia negativo) de excedentes a la batería de VRFB y, por el contrario, la descarga (valor de potencia positivo) cuando la demanda instantánea supera la generación, de acuerdo con el criterio de reparto establecido. Asimismo, se muestra cómo hay instantes en los que la demanda supera la potencia contratada y la VRFB, al estar dentro de sus límites de SOC (5-95%), cubre dicha demanda y, por ende, permite reducir la potencia pico demandada de la red. Por otro lado, se comprueba que ante la indisponibilidad de la VRFB entra en operación la batería de LNMO, en este caso, para la carga de excedentes. No obstante, se ven instantes en los que no se pueden absorber todos los excedentes fotovoltaicos (línea roja), al estar el HBESS totalmente cargado. En la gráfica inferior se muestra la evolución del SOC de las tecnologías por separado y del HBESS. La tecnología LNMO reporta un perfil bastante más plano dado que realiza bastante menos FEC que la VRFB debido al criterio de reparto de potencia establecido.

CONCLUSIONES

La herramienta ALMAGRID para la simulación técnico-económica de HBESS permite analizar la operativa de dichos sistemas para la provisión de distintos servicios de red, pudiendo también seleccionar distintos criterios de dimensionado, configuraciones E-E y/o estrategias de reparto de potencia entre las tecnologías hibridadas.

Para mostrar las funcionalidades descritas, se ha planteado un caso de uso comparativo en el que se estudia la viabilidad técnica y económica de dar los servicios de autoconsumo industrial y *peak shaving* a través de un HBESS basado en baterías de LNMO y VRFB frente a sus equivalentes de tecnología única. Los resultados muestran que la tecnología de LNMO es la mejor opción técnico-económicamente por su menor coste y mayor eficiencia. No obstante, la hibridación ha resultado ser mejor alternativa que la tecnología VRFB.

En definitiva, la hibridación de distintas tecnologías de baterías puede ser una alternativa para mejorar la rentabilidad económica de proyectos en los que se estudie implementar tecnologías más emergentes para la provisión de varios servicios simultáneamente. Además, se ha mostrado que es posible extender la vida útil del sistema de almacenamiento sin reducir la cobertura del servicio. Por ello, se considera que herramientas como la mostrada pueden ser de gran ayuda para realizar análisis detallados para casos de estudio como el presentado.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a los centros CIDETEC Energy Storage, Tekniker, ITE y CIRCE acreditados como “Centro de Excelencia Cervera” en “Integración de tecnologías avanzadas de almacenamiento de energía para aplicaciones de red” (CER-20191006) a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación.

REFERENCIAS

[1] «Global Warming of 1.5 ºC —». https://www.ipcc.ch/sr15/ (accedido 16 de septiembre de 2022).

[2] I. Oladeji, P. Makolo, M. Abdillah, J. Shi, y R. Zamora, «Security Impacts Assessment of Active Distribution Network on the Modern Grid Operation—A Review», *Electronics*, vol. 10, n.º 16, Art. n.º 16, ene. 2021, doi: 10.3390/electronics10162040.

[3] V. Vita, C. Christodoulou, I. Zafeiropoulos, I. Gonos, M. Asprou, y E. Kyriakides, «Evaluating the Flexibility Benefits of Smart Grid Innovations in Transmission Networks», *Applied Sciences*, vol. 11, n.º 22, Art. n.º 22, ene. 2021, doi: 10.3390/app112210692.

[4] J. Münderlein, G. Ipers, M. Steinhoff, S. Zurmühlen, y D. U. Sauer, «Optimization of a hybrid storage system and evaluation of operation strategies», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 119, p. 105887, jul. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105887.

[5] «BOE-A-2021-21208.pdf». Accedido: 14 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/22/pdfs/BOE-A-2021-21208.pdf

[6] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle, y R. Baxter, «2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment», p. 117, 2020.

[7] «BOE-A-2022-8122.pdf». Accedido: 14 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/boe/dias/2022/05/18/pdfs/BOE-A-2022-8122.pdf

AGGREFLEX: PLATAFORMA DE AGREGACIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN MERCADOS DE FLEXIBILIDAD

Nerea Ruiz, Investigadora, TECNALIA – Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Joseba Jimeno, Investigador Senior, TECNALIA – Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Carlos Madina, Investigador Senior, TECNALIA – Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

Resumen: Esta comunicación presenta la plataforma de agregación *AggreFlex,* desarrollada por TECNALIA dentro del proyecto CoordiNet, que incluye todas las funcionalidades necesarias para permitir la participación de un agregador de recursos energéticos distribuidos (DERs), tanto en mercados comunes, orientados a resolver congestiones que afectan al TSO y al DSO, como en mercado locales, destinados a resolver congestiones que afectan únicamente al DSO. Estas funcionalidades incluyen 1) supervisión y control de los DERs, 2) estimación de las ofertas de flexibilidad a enviar a los mercados, 3) comunicaciones con los DERs y con los distintos mercados, y 3) bases de datos para almacenar toda la información gestionada por la plataforma de agregación. El modelo implementado para la generación de las ofertas de flexibilidad está basado en un problema de optimización lineal entero mixto (MILP) que tiene como objetivo maximizar los beneficios que el agregador puede obtener mediante la participación en los mercados de congestiones, cumpliendo a su vez con las preferencias de confort de los usuarios finales y las restricciones técnicas de los equipos, mediante un esquema de gestión de la demanda a través de un control directo de cargas. Este algoritmo es innovador ya que considera que la energía desplazada para proveer el servicio de congestiones es renegociada por el agregador en los mercados intradiarios de energía, evitando, de esta forma, incurrir en desvíos. Para demostrar la aplicabilidad de la plataforma de agregación se presentan los resultados de un caso práctico llevado a cabo en Málaga y que incluye la agregación de varios tipos de DERs (sistemas de climatización, instalaciones fotovoltaicas y baterías) para la participación en un mercado local de congestiones.

Palabras clave: agregador, gestión de la demanda, mercados de flexibilidad, servicios auxiliares.

INTRODUCCIÓN

El proceso de transición energética en el que Europa y España están inmersos está permitiendo una mayor contribución de las energías renovables al suministro de energía que, con todas sus bondades, también presenta una serie de desafíos para la operación del sistema eléctrico. Así, los gestores de las redes de distribución (GRD, o DSO por sus siglas en inglés) están teniendo cada vez más problemas para acomodar las nuevas solicitudes de conexión de instalaciones renovables en sus redes, problema que también se está empezando a trasladar a las redes de transporte, a medida que el tamaño medio de las instalaciones crece. Además, el operador del sistema (TSO por sus siglas en inglés) también tiene crecientes dificultades a la hora de asegurar el balance instantáneo entre la generación y el consumo, debido al carácter intermitente de este tipo de instalaciones.

Tradicionalmente, los servicios de ajuste del sistema eran suministrados por las plantas de generación convencionales conectadas en la red de transporte. Sin embargo, en el contexto actual, es necesario buscar recursos de flexibilidad adicionales para llevar a cabo la operación del sistema, por lo que los marcos regulatorios se están adaptando para permitir que los recursos energéticos distribuidos (DERs) conectados a la red de distribución, tales como la demanda controlable, la generación renovable y los sistemas de almacenamiento eléctrico, contribuyan a la operación del sistema, mediante su participación en los mercados existentes. Por otro lado, las redes de distribución tienen que afrontar el incremento en la generación distribuida conectada, así como la electrificación de los usos finales, como los relacionados con las bombas de calor y los vehículos eléctricos. Así, se espera que en un futuro cercano se abran nuevos mercados de flexibilidad locales que ayuden al DSO a mejorar su capacidad de gestión de estas redes.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que los usuarios finales no tienen ni la capacidad técnica, ni los conocimientos necesarios, ni pueden ofrecer individualmente el volumen mínimo de flexibilidad requerido para participar en estos mercados. Por lo tanto, es necesaria la figura de un agregador que actúe como intermediario entre éstos y los mercados. Las funciones principales de este agregador incluyen aportar los mecanismos técnicos para supervisar y actuar sobre los DERs, e implementar las estrategias de agregación necesarias para generar las ofertas de flexibilidad a enviar a los mercados, a fin de maximizar los beneficios de los propietarios de los DERs y su modelo de negocio.

Esta comunicación presenta la plataforma de agregación *AggreFlex,* desarrollada por TECNALIA dentro del proyecto CoordiNet [6] que facilita la participación de los DERs en mercados de congestiones comunes y locales, operados tanto

por el TSO, como por el DSO. Esta plataforma permite estimar las ofertas de flexibilidad de un conjunto agregado de DERs, enviarlas a los mercados y actuar sobre los DERs para cumplir con los resultados de casación del mercado.

PLATAFORMA DE AGREGACIÓN (AGGREFLEX)

Descripción general

La plataforma de agregación *AggreFlex* implementa todas las funcionalidades requeridas por un agregador de DERs –cargas controlables, sistemas de almacenamiento eléctrico, generación distribuida –para participar en mercados de congestiones comunes o locales operados por el TSO o el DSO. Éstas incluyen la supervisión y el control de los DERs, la estimación de las ofertas de flexibilidad que se enviarán al mercado, las comunicaciones con los DERs y los mercados, y las bases de datos para almacenar toda la información manejada por la plataforma de agregación y que permiten compartir información entre los diferentes componentes. La Fig. 1 muestra los principales módulos de la plataforma *AggreFlex*. La plataforma de agregación se ha implementado en lenguaje Python y sus componentes se han incluido dentro de contenedores de Docker convirtiéndola, de esta forma, en una aplicación independiente, fácilmente trasladable a otros sistemas informáticos sin requerir adaptaciones importantes.

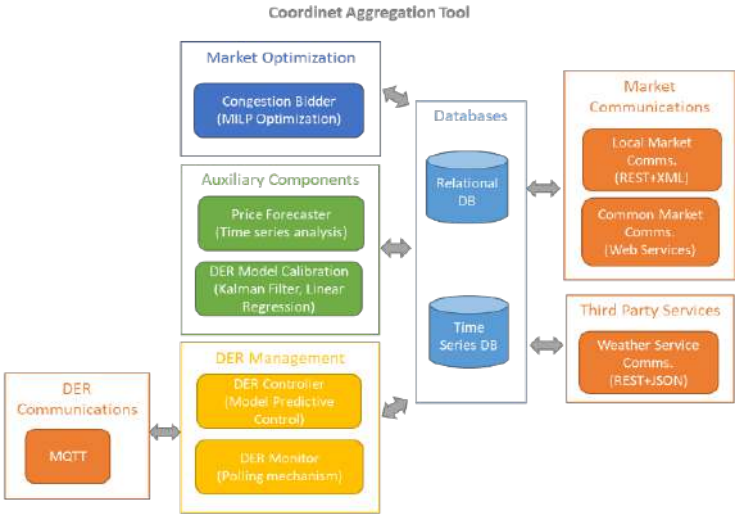


Figura 1. Arquitectura de la plataforma de agregación

Módulos de plataforma de agregación

En esta sección se describen en detalle los módulos implementados en la plataforma de agregación, así como las características principales de su implementación.

Market optimization module (Módulo de optimización de mercado)

El módulo *Market optimization* implementa la estrategia de agregación encargada de estimar la flexibilidad disponible y de definir las ofertas a enviar al mercado. Para ello, se ha desarrollado un algoritmo de optimización lineal entera mixta (MILP) que tiene como objetivo maximizar los beneficios del agregador por su participación en los mercados de congestiones comunes/locales, cumpliendo con las preferencias de confort de los usuarios finales y las restricciones técnicas de los equipos[3],[4],[5],[6]. El modelo determina la cantidad de flexibilidad que se puede ofertar a subir/bajar y el precio de la oferta; así como las acciones de control individuales a aplicar a los DERs (mediante control directo de cargas) para obtener dicha flexibilidad. Este algoritmo es innovador ya que considera que la energía desplazada para aportar el servicio de congestiones es renegociada por el agregador en los mercados intradiarios de energía, evitando, así, incurrir en desvíos. La formulación completa del algoritmo de agregación se puede encontrar en [1].

DER management module (Módulo de gestión de los DERs)

El módulo *DER management* tiene como objetivo la operación de los recursos energéticos distribuidos e incluye funcionalidades de supervisión y control de los DERs.

La funcionalidad de supervisión adquiere de las medidas y estados de los DERs en tiempo real y almacena esta información en la base de datos. Cuando los DERs publican sus medidas, un proceso Phyton se encarga de escribir los datos de medidas recibidos en la base de datos para su posterior visualización en la herramienta gráfica Grafana.

La funcionalidad de control de los DERs tiene como objetivo enviar las consignas de operación a los DERs para cumplir con el programa resultante del mercado. El algoritmo para la determinación de las consignas de operación en tiempo real está basado en algoritmos de control predictivo (MPC), que tiene como objetivo minimizar los desvíos en tiempo real con respecto al programa casado en el mercado, a partir de la información de los estados en tiempo real y previsiones. La funcionalidad de control de los DERs publica las consignas de operación en un bróker de MQTT que se encarga de enviar esta información a los DERs subscritos a este servicio.

DER communication module (Módulo de comunicación con los DERs)

El módulo *DER communication* tiene como objetivo implementar las comunicaciones en tiempo real necesarias para la supervisión y el control de los DERs por parte del agregador. Está basado en un sistema de bróker de mensajes con mecanismo de subscripción y publicación.

Market communication module (Módulo de comunicación con los mercados)

El módulo *Market communication* incluye las comunicaciones con los mercados comunes y locales. En el caso del proyecto CoordiNet, se desarrollaron las comunicaciones establecidas dentro del propio proyecto.

Así, las comunicaciones con el mercado común cumplieron con los estándares y procedimientos exigidos por Red Eléctrica de España, como TSO, para participar en el mercado de restricciones técnicas, si bien dicha participación se realizó en un entorno de pruebas. A su vez, se desarrollaron unas comunicaciones específicas para los mercados locales definidos en el proyecto, a través de un API REST implementados en Python.

Third party services (Servicios externos)

El módulo *Third party services* establece comunicaciones con proveedores de servicios externos, en este caso, con proveedores de información meteorológica, ya que el algoritmo de agregación necesita esta información para realizar el cálculo de la flexibilidad disponible (temperatura exterior, radiación solar).

Auxiliary components (Componentes auxiliares)

El módulo *Auxiliary components* implementa otras funcionalidades requeridas por el algoritmo de agregación para realizar el cálculo de la flexibilidad disponible y las ofertas. En concreto incluye, por un lado, algoritmos de previsión de precios de mercados eléctricos y, por otro, modelos de ajuste de parámetros de los DERs encargados de la actualización de los valores de los parámetros de los modelos de DERs en base a datos históricos de medidas y utilizando técnicas de regresión.

Databases module (Módulo de bases de datos)

El módulo *Databases* incluye las bases de datos (BBDD) donde se almacena toda la información manejada por la plataforma de agregación. Además, sirve como interfaz entre los distintos módulos. Se han definido dos tipos de BBDD: 1) BBDD de series temporales: para almacenar medidas y estados de los DERs, 2) BBDD relacional: para almacenar el resto de información (ofertas, precios, previsión meteorológica, parámetros DER, etc.).

CASO DE ESTUDIO

Para demostrar la aplicabilidad de la plataforma de agregación desarrollada, se presentan a continuación los resultados de un caso de estudio llevado a cabo en el piloto de Málaga del proyecto CoordiNet, donde se incluye la agregación de varios tipos de DERs (sistemas de climatización, instalaciones fotovoltaicas (FV) y baterías) para la participación en un mercado local de congestiones. En concreto, se presentan los resultados de dos estudios: 1) resultados de simulaciones basadas en el piloto de Málaga para demostrar la aplicabilidad del algoritmo de agregación para la generación de las ofertas, y 2) resultados de un caso práctico llevado a cabo en el piloto Málaga para validar el proceso completo de participación del agregador en un mercado local de congestiones a través de la plataforma de agregación.

Resultados de simulación del algoritmo de generación de ofertas

En este apartado se presentan los resultados de las simulaciones llevadas a cabo en el piloto de Málaga para demostrar la aplicabilidad del algoritmo de agregación desarrollado para definir las ofertas. El objetivo es estimar la flexibilidad que se podría ofrecer en un mercado común/local de congestiones diario. El caso de estudio se centra en un escenario de verano (8 septiembre 2021). La simulación de la estrategia de oferta se lleva a cabo ejecutando el algoritmo de agregación para cada hora del día y para los dos sentidos, flexibilidad a subir, y flexibilidad a bajar. Como se ha descrito anteriormente, la provisión del servicio de congestiones supone el desplazamiento de la demanda a intervalos de tiempo anteriores o posteriores. El número máximo de periodos admitidos para este desplazamiento es un parámetro de entrada al algoritmo. La Fig. 2 presenta los resultados del algoritmo al considerar periodos de 1 hora y 2 horas.

La Fig. 2a muestra las bandas de flexibilidad a subir (positivas) y las bandas de flexibilidad a bajar (negativas) para los dos casos considerados. Se puede observar que la flexibilidad disponible es baja por la noche y empieza a aumentar durante la mañana cuando las instalaciones comienzan sus actividades. En las horas centrales del día, la flexibilidad decrece, debido a que el sistema de climatización está operando prácticamente a su potencia máxima y no hay mucho margen para desplazar demanda sin comprometer el confort del usuario. Un aspecto interesante a tener en cuenta es que, a mayor número de periodos de desplazamiento permitidos, mayor es la flexibilidad disponible. Este incremento puede variar desde un 50.4% a un 197.5% durante las horas centrales del día. Los precios positivos en la Fig. 2b indican los costes que debe cubrir el agregador para aportar flexibilidad a subir (reducir demanda) y que se deben a la compra de la energía desplazada fuera del periodo de congestiones en los mercados intradiarios. Los precios negativos son relativos a la venta de energía consumida que es desplazada al periodo de congestiones cuando se pide flexibilidad a bajar. Los resultados muestran que los precios son mayores durante la noche, ya que, durante la noche, la flexibilidad la suministran principalmente las baterías y éstas tienen unas eficiencias de carga/descarga bastante bajas. La Fig. 2b muestra que no hay grandes diferencias en los precios al permitir 1 o 2 periodos de desplazamiento.

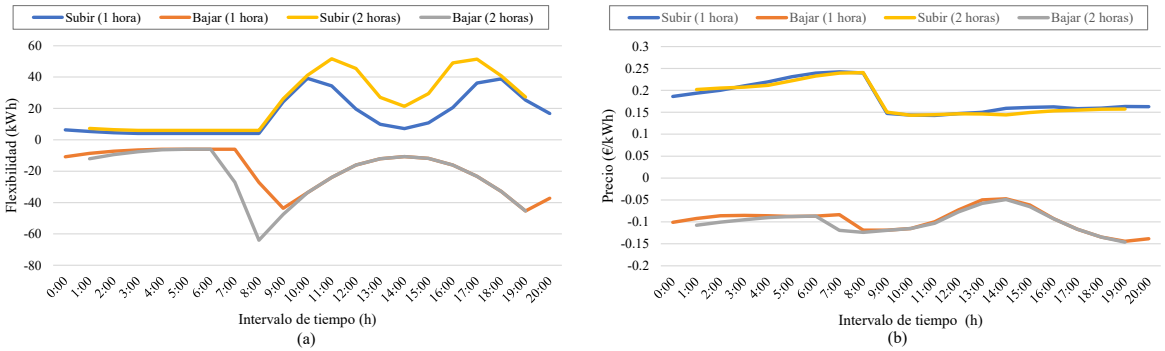


Figura 2. a) Bandas de flexibilidad y b) Precios de la flexibilidad

La Fig. 3 muestra un ejemplo de resultados del algoritmo asumiendo que el operador del sistema convoca un mercado de congestiones para el periodo 14:00-15:00 del día siguiente con una necesidad de flexibilidad a subir (reducción de consumo). En este caso, se consideran periodos de desplazamiento de 2 horas anteriores y posteriores al periodo de congestiones para el cálculo de las ofertas.

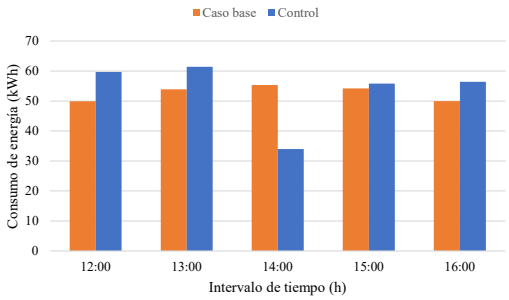


Figura 3. Perfiles de consumo en el caso base y controlados

Se puede observar la reducción de la demanda obtenida durante el periodo de congestiones y el incremento causado durante las dos horas anteriores y posteriores a dicho periodo. Como resultado, el agregador enviaría la oferta que se presenta en la Tabla II, incluyendo información sobre la flexibilidad disponible y el precio pedido, siendo ambos resultados del algoritmo de agregación.

Oferta de flexibilidad (a subir)	**14:00-15:00**
Energía (kWh)	21.38
Precio (€/kWh)	0.1441

Tabla II. Oferta de flexibilidad

Resultados caso práctico: participación en mercado local de congestiones

En este capítulo se muestra, paso a paso, una de las pruebas que se realizaron en el demostrador de Málaga para validar las funcionalidades de la plataforma de agregación [1]. En concreto, se validó la participación del agregador en un mercado local de congestiones intradiario. El objetivo de este mercado es resolver congestiones que ocurran ese mismo día y, en él, pueden participar proveedores de flexibilidad (FSPs) de pequeño tamaño (<1MW) conectados en baja tensión. La Fig. 4 muestra las interacciones a llevar a cabo entre el agregador, la plataforma de mercado local y los FSPs para participar en este mercado.

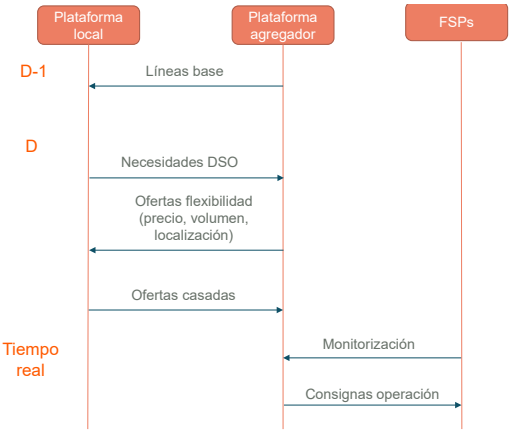


Figura 4. Secuencia para participar en el mercado intradiario local de congestiones

En concreto, se simuló una congestión en un nodo de la red de distribución, para la cual el DSO necesitaba obtener flexibilidad a subir en el periodo de tiempo de 11:30-11:45 de ese mismo día.

Una vez conocidas las necesidades del DSO, el agregador calcula la flexibilidad disponible para cada FSP y define las ofertas, incluyendo el volumen y el precio. Estos cálculos se realizan ejecutando el algoritmo de agregación implementado en el módulo *Market Optimización*. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla III.

Oferta de flexibilidad (a subir)	**FSP1 (Sistema climatización)**	**FSP2 (FV+Baterías)**
Energía (MW)	0.021	0.003
Precio (€/MW)	82.64	159.09

Tabla III. Ofertas de flexibilidad para el periodo de tiempo 11:30-11:45

Como resultado de la casación del mercado, se aceptan las ofertas completas presentadas por el agregador. Cuando llega el periodo de la congestión, el agregador calcula las consignas a aplicar a los DERs para aportar el servicio comprometido, siendo las consignas resultantes las siguientes: 1) FSP1 (Sistema de climatización): bajar la temperatura de consigna a 20.5 ºC (11:30 a 11:45, 2) FSP2 (FV + Baterías): descargar las baterías 3.3 kW durante 15 minutos (11:30-11:45). Con esto, se consiguió aliviar en parte la congestión detectada en el nodo. Una vez finalizado el periodo de congestiones, el agregador envía consignas para recuperar el estado anterior de los DERs. La Fig. 5 muestra los resultados de aplicación de estas consignas y su periodo de recuperación posterior.

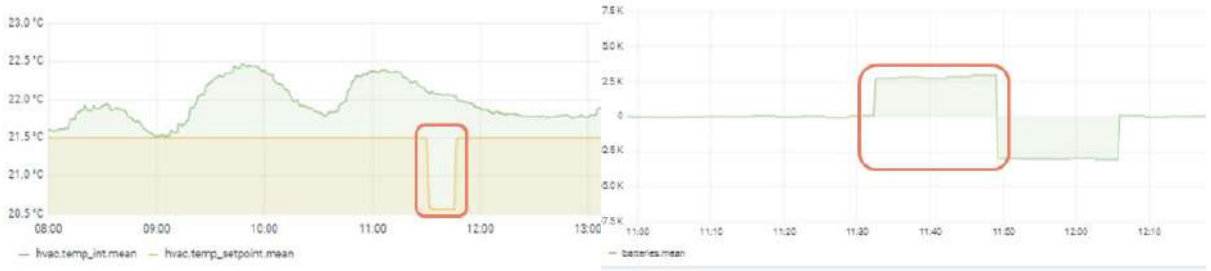


Figura 5. Consignas enviadas a FSP1 - Sistema de climatización (izquierda) y a FSP2 -Baterías (derecha)

CONCLUSIONES

Las pruebas llevadas a cabo con la plataforma de agregación han demostrado que todos los componentes desarrollados funcionan correctamente y que permiten la participación de un agregador en mercados de congestiones comunes y locales, gestionados por el TSO o el DSO y con diferentes horizontes de tiempo (diario e intradiario).

Para ello, es imprescindible que el agregador tenga de capacidad de supervisión y control sobre los DERs en tiempo real. Además, es necesario disponer de modelos que representen de forma precisa el comportamiento de los DERs y de modelos que ajusten los valores de sus parámetros periódicamente a partir de valores históricos.

Los algoritmos de desagregación basados en control predictivo (MPC) permiten definir las consignas de operación en tiempo real, una vez conocidos los resultados del mercado y teniendo en cuenta los estados en tiempo real y las previsiones.

Es importante definir mecanismos apropiados para gestionar el “efecto rebote” al aportar el servicio, es decir, la energía desplazada a periodos de tiempo anteriores/posteriores al de congestiones. El algoritmo de ofertas propuesto es innovador en este sentido, ya que permite negociar esta energía en los mercados intradiarios convencionales, evitando, de esta forma que el agregador incurra en desvíos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores muestran su agradecimiento a los socios participantes en el demostrador español del proyecto CoordiNet, por su colaboración en el diseño, despliegue y ejecución del mismo. El proyecto CoordiNet ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizon 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención Nº 824414.

REFERENCIAS

[1] A. Ivanova et. al, 2022, CoordiNet Deliverable 3.6 “Analysis and results of real data from operations (part 2)”. [Online]. Disponible: https://coordinet-project.eu/publications/deliverables

[2] J. Jimeno et. al, 2019, CoordiNet Deliverable 2.3 “Aggregation of large-scale and small-scale assets connected to the electricity network: specification of the aggregation and disaggregation algorithms and market bidding strategies”. [Online]. Disponible: https://coordinet-project.eu/publications/deliverables

[3] J. Iria et. al, 2019, Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets, Appl. Energy, vol. 238, pp. 1361–1372, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.191.

[4] L. Lind et. al, 2019, Transmission and distribution coordination in power systems with high shares of distributed energy resources providing balancing and congestion management services, WIREs Energy Environ., vol. 8, no. 6, p. e357, 2019, doi: 10.1002/wene.

[5] N. Ruiz et. al, 2015, Residential load forecasting under a demand response program based on economic incentives, Int. Trans. Electr. Energy Syst., vol. 25, no. 8, pp. 1436–1451, doi: 10.1002/etep.1905.

[6] N. Ruiz et. al, 2009, A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 959–966, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016607.

Proyecto CoordiNet, https://coordinet-project.eu/ (14 octubre 2022)

PROYECTO EUROPEO ONENET: DEMO ESPAÑOLA

Beatriz Alonso, i-DE; David Martín, i-DE
Santiago Falcón, UFD; Mariano Gaudó, UFD
Celia Vidal, OMIE; Sergio Muñoz, OMIE; Jose Pablo Chaves, Comillas;

Resumen: Las redes eléctricas se están transformando para dar respuesta a los retos que plantea la transición energética y las nuevas demandas de los consumidores. La integración eficiente de los recursos energéticos distribuidos supone un reto y requiere desarrollar un modelo de distribución más descentralizado, dinámico y flexible, el cual pasa por una mayor digitalización de la gestión de la red y de las relaciones con dichos recursos.

El alcance del proyecto OneNet, One Network for Europe, es crear una arquitectura totalmente replicable y escalable que permita que todo el sistema eléctrico europeo funcione como un sistema en el que una variedad de mercados permita la participación universal de las partes interesadas independientemente de su ubicación física, en todos los niveles, desde pequeños consumidores a los grandes productores.

Está financiado por el programa europeo H2020, iniciándose el 1 de octubre de 2020, con una duración de 3 años, 70 participantes y un presupuesto de 28 M€.

La presente comunicación explica los objetivos, estado y próximos pasos de uno de los proyectos más relevantes sobre flexibilidad europeos. En particular el alcance, productos y resultados obtenidos hasta el momento de la demo de España, que forma parte del demostrador a gran escala del área oeste, en la que participa conjuntamente con Portugal y Francia.

Palabras clave: Flexibilidad, OneNet, Digitalización, Europa.

ANTECEDENTES

Con la electrificación de algunos usos de la energía y especialmente con la proliferación de la generación distribuida, la red eléctrica pasa de ser un sistema mayoritariamente centralizado a uno altamente distribuido, los operadores de la red afrontan el reto de un entorno de gestión activos de los recursos conectados a la red de distribución.

Este reto ha sido objeto de varios proyectos de investigación en el pasado y ha alcanzado un nivel de madurez que permite hacer algunas consideraciones avanzadas y proponer una visión integrada de las operaciones de la red.

El proyecto OneNet, One Network for Europe, es un proyecto europeo aprobado bajo el marco del programa H2020, dentro de la temática “TSO - DSO - Consumidor: demostraciones a gran escala de servicios innovadores de red a través de la respuesta a la demanda, el almacenamiento y la generación a pequeña escala”, iniciado el 1 de octubre de 2020, con una duración de 3 años, un presupuesto total de 28 M€ y un consorcio formado por 70 socios.

El concepto completo se ha probado en cuatro clústers o áreas: oeste, sur, este y norte, con gran diversidad de demostradores a gran escala. El clúster oeste incluye a Francia, España y Portugal [1].

El Demostrador oeste está implementando una amplia gama de mecanismos de flexibilidad para abordar las necesidades de los operadores de los sistemas de distribución y transporte, DSO y TSO, incluida la coordinación entre los mecanismos del mercado y la planificación y operación en tiempo real de las redes a través de diferentes casos de uso con el objetivo de favorecer la integración de las energías renovables y anticipar escenarios de operación.

Dentro de este demostrador se encuadra la demo española que se está desarrollando en áreas de red de distribución de UFD e i-DE y cuenta con la participación de OMIE (Operador del Mercado Eléctrico), IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y la Universidad Pontificia Comillas.

OBJETIVOS DEL PROYECTO

Con la participación de un número sin precedentes de países en un único proyecto, OneNet pretende crear las condiciones para una nueva generación de servicios de red capaces de explotar plenamente la respuesta a la demanda, el almacenamiento y la generación distribuida, creando al mismo tiempo condiciones eficientes, transparentes y abiertas para el consumidor. Esta ambiciosa visión se consigue proponiendo nuevos mercados, productos y servicios y creando una arquitectura informática única que apoye mecanismos innovadores de interconexión de plataformas.

El proyecto también pretende crear un amplio consenso en torno a la solución mediante la puesta en marcha de diversas iniciativas, incluido un foro de debate a gran escala dentro de la comunidad energética internacional.

Se pretende abordar estos objetivos de acuerdo con las etapas siguientes:

- Definir productos y servicios nuevos y estandarizados a partir de la experiencia del proyecto.
- Identificar los diseños de mercado adecuadas para apoyar los productos y servicios definidos.
- Diseñar una arquitectura informática abierta que permita las estructuras de mercado.
- Implementar la arquitectura en una versión de referencia que sirva de base para un despliegue europeo.
- Verificar en un conjunto de grandes pruebas de campo los conceptos y soluciones propuestos por OneNet
- Crear un consenso a nivel europeo con todas las partes interesadas.
- Impulsar la estandarización para lograr una mejor integración de plataformas en el mercado.

El demostrador español de OneNet tiene como objetivo hacer uso de la flexibilidad de los recursos conectados al sistema de distribución para contribuir a la gestión de las congestiones en su ámbito. Para ello se establecen Mercados locales de flexibilidad, gestionados por OMIE, en los que el DSO hace llegar sus requerimientos, convirtiéndose en el comprador de los productos de flexibilidad que, por su lado podrán ofertar los diferentes proveedores de servicios de flexibilidad (FSP por sus siglas en inglés) que se encuentren localizados en la zona de la red afectada.

DEMO ESPAÑA

La Demo de España se centra en el servicio de gestión de congestiones de red, utilizando dos tipos de productos diferenciados principalmente por el momento de contratación [2]:

- Productos de flexibilidad a largo plazo: pensados para contratarse con gran antelación (semanas, meses, años), de modo que los DSOs, aseguren que uno o varios recursos estén disponibles para proveerle un servicio.
- Productos de flexibilidad a corto plazo: pensados para responder a necesidades de los DSOs, cercanas al momento de entrega, el día de antes o el propio día de la entrega.

La adquisición del producto de flexibilidad, igual a la cantidad requerida para resolver el problema de congestión en el tiempo considerado, se realizará mediante mecanismos de mercado utilizando las plataformas desarrolladas por OMIE, para el largo y el corto plazo, respectivamente.

En el caso de adquisición de productos a largo plazo, se dispone de tiempo suficiente para analizar el requerimiento del DSO antes de que tenga lugar la subasta, teniendo dos opciones de contratación: adquirir mediante negociación de productos, el acuerdo de disponibilidad y activación de antemano, o bien, adquirir solo la disponibilidad y negociar en un mercado a corto plazo la activación cuando se precise, en cuyo caso se deberá presentar el proveedor que tiene acuerdo de disponibilidad, compitiendo, a su vez, con otros recursos que se presenten al mercado de corto plazo.

Los productos de corto plazo se negocian el día antes o el propio día de la entrega y se remuneran únicamente por activación, estos productos pueden ser:

- Diario: Se negocia el día antes de la entrega (D-1). La subasta diaria se celebrará a una determinada hora del día D-1 (para todos ellos requerimientos enviados antes). Los requerimientos enviados con posterioridad a ese momento, y que tengan periodos de entrega anteriores del día siguiente se negociarán en la siguiente hora en punto, como en los productos intradiarios. Una vez realizada la subasta y publicados los resultados, los recursos distribuidos tienen horas hasta que se requiera su utilización para preparar su flexibilidad.
- Intradiario: Se negocia el mismo día de entrega (D). La subasta del mismo se celebrará siempre al siguiente periodo en punto después de la recepción del requerimiento. El DER (recurso de flexibilidad) debe poder proporcionar el servicio en un tiempo máximo de 15 minutos desde la publicación de adjudicatarios de la subasta si la solicitud así lo requiere el DSO.

La descripción de los casos de uso se encuentra detallada en el entregable D2.3 del proyecto OneNet [3].

Metodología

La figura 1 muestra la metodología de mercados locales a seguir donde hay tres actores principales:

- Los operadores del sistema de distribución, que presentan una necesidad
- El operador del mercado, gestor de mercado y facilitador del acuerdo
- Los proveedores de flexibilidad, que proporcionarán el servicio requerido por el DSO

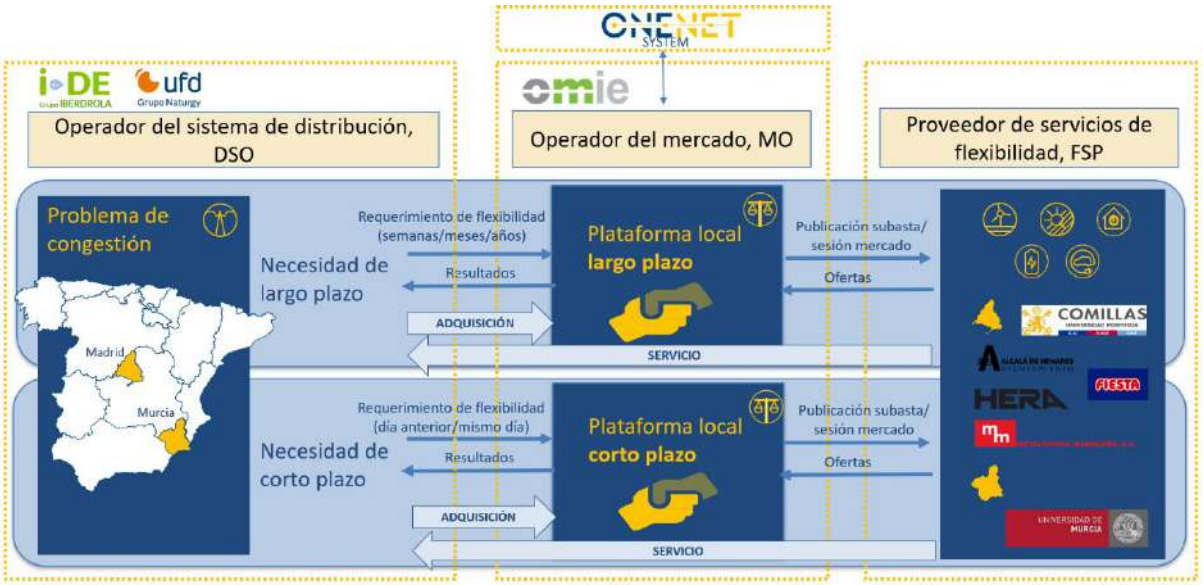


Figura 1. Esquema metodología Demo España

En caso de detectar un problema de congestión, tanto en corto como en largo plazo, el DSO comunica a OMIE el requerimiento incluyendo los detalles en los formularios de la plataforma correspondiente, corto o largo plazo, para solicitar productos de flexibilidad en la zona congestionada.

OMIE como operador del mercado publica las subastas de flexibilidad en la plataforma, abriendo la sesión de mercado en los periodos establecidos según el tipo de mercado, corto (mismo día, o día anterior) o largo plazo.

Los FSP, previamente precalificados para poder participar en los mercados de una zona concreta, detectarán que hay una subasta abierta y podrán ofertar sus productos, disponibilidad y/o activación, según el caso.

Si los recursos disponibles pueden dar el servicio solicitado y los precios son competitivos en comparación con la solución tradicional de red, se cerrará un acuerdo entre el distribuidor y el proveedor de flexibilidad que deberá responder en términos de disponibilidad y/o activación según lo acordado.

Plataformas

Para la implementación de los mercados locales de flexibilidad en el proyecto OMIE ha desarrollado dos plataformas, una para los mercados de largo plazo y otra para los de corto plazo.

La Plataforma de Largo Plazo, con carácter general para ambos mercados, permite por parte del DSO el alta de las áreas en las que prevé convocar mercados de flexibilidad, y por parte del FSP el alta de los recursos de flexibilidad. De esta manera desempeña también la función de registro de flexibilidad para los diferentes mercados locales.

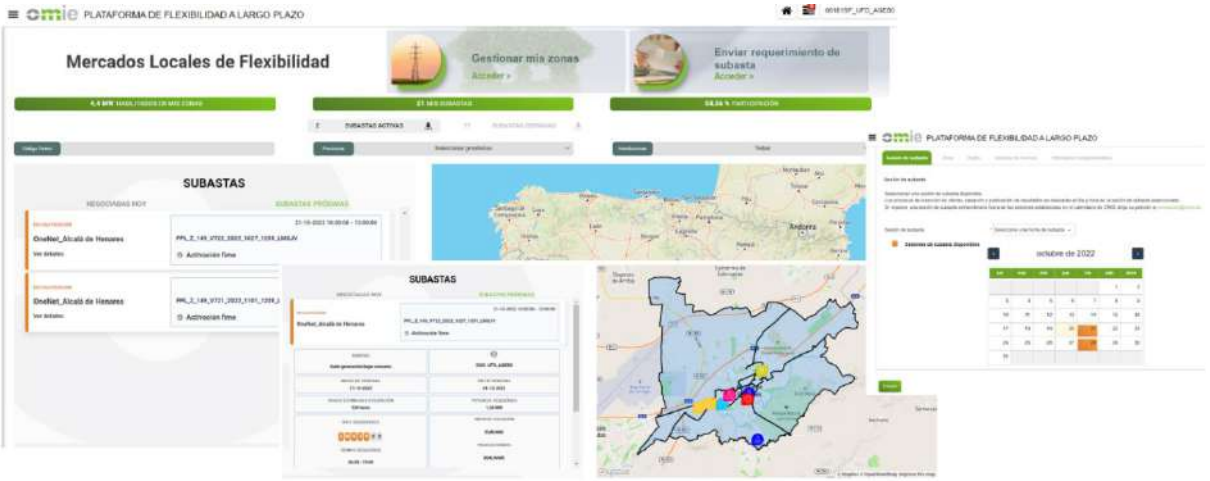


Figura 2. Plataforma largo plazo OMIE

El proceso de alta de un FSP consiste en un intercambio de información entre el agente participante, el DSO correspondiente y el Operador de Mercado. Una vez finalizado el proceso de alta satisfactoriamente se considera que el recurso se encuentra precalificado para la participación en dichos mercados.

En el proceso de convocatoria de un mercado, el DSO solicita al OM la creación de una Sesión de Mercado que pueda solucionar la futura congestión. La plataforma, una vez creada la sesión, soporta todos los procesos de calificación, inserción de ofertas, gestión de garantías, oferta y liquidación.

Para el corto plazo se ha creado una plataforma para la gestión de las convocatorias y la participación de los FSPs.

Figura 3. Plataforma corto plazo OMIE

El DSO puede solicitar un mercado a corto plazo Diario o Intradiario para resolver una congestión no planificada a través de la plataforma. El proceso de oferta por parte de los FSPs se realiza sobre unas nuevas ventanas de la herramienta proporcionada por OMIE para facilitar la operativa real, estando ya preparado para la integración con los mercados globales. Además, está diseñado para que cualquier agente pueda desarrollar herramientas propietarias, que permitan automatizar la interacción con las plataformas.

i-DE Demos

Las áreas de distribución seleccionadas para las pruebas de i-DE han sido motivadas por lo acuerdos con los FSPs, y no por las necesidades de red, que han sido simuladas para la realización de las pruebas.

En concreto, i-DE cuenta con la participación de dos FSP para realizar las demos en sus áreas de distribución:

- Universidad de Murcia, UMU, situada en Espinardo, Murcia, que participa mediante gestión de la demanda en siete de sus edificios, gestionando los sistemas de refrigeración de estos.
- Universidad Pontificia Comillas situado en Cantoblanco, Madrid, que participa gestionando sus sistemas de refrigeración y recirculación de aire.

Se han realizado tres pruebas en el área de la Universidad de Murcia: dos de corto plazo, el 28 de julio, con lanzamiento del mercado el día anterior y en el mismo día y una de largo plazo, con activación de la flexibilidad el 2 de septiembre. Las pruebas en la zona de Cantoblanco se realizarán durante el último trimestre del 2022.

Como conclusión preliminar se concluye que la gestión de la demanda, mediante control de la refrigeración de grandes edificios, es posible, pero durante periodos cortos, no más de 30 minutos, para no afectar el confort de las personas y adicionalmente, la cantidad ofertada, dependerá de la situación concreta en la que se encuentre en ese momento, con lo que es fundamental tener una línea de referencia, o línea base, que permita predecir el potencial de flexibilidad y a su vez el posterior cumplimiento. De hecho, una de las recomendaciones, tras la realización de estas pruebas, es la de profundizar en el criterio de cálculo de la línea base, para una gestión más eficiente de la demanda en los mercados.

UFD Demos

El planteamiento de la demo de UFD se ha basado en encontrar una red concreta que pudiera agrupar distintos FSPs interesados en participar en la misma. Se ha dado prioridad al hecho de que plantear la demo sobre una red concreta, como ocurriría en una congestión real, frente a emplear FSPs de distintos ámbitos geográficos.

Se ha escogido la red de media tensión de la subestación de Alcalá 1 en Alcalá de Henares (Madrid). Esta red reúne variedad de suministros industriales, comerciales y urbanos que aportan riqueza a la demo, siendo los participantes:

- Ayuntamiento de Alcalá de Henares, con dos suministros: El Jardín Demostrador de Energías Renovables, aportando puntos de recarga de vehículos eléctricos y el Polideportivo El Juncal con los consumos de varias bombas de depuración.
- Metalúrgica Madrileña, que contribuye con instalaciones electrointensivas: horno, granalladora, filtros.
- Fiesta Colombina, del sector alimentario, aporta distintas líneas de producción y sus sistemas de climatización
- Hera Holding, con el Biogás del Vertedero de Alcalá de Henares participa como FSP de un generador.

Es relevante señalar que la participación de todas estas empresas y organismos se ha realizado de una forma completamente desinteresada, ya que el proyecto no preveía una financiación específica.

Se han realizado durante el mes de septiembre cinco pruebas: dos de largo plazo en la modalidad de disponibilidad y activación firmes y tres de corto plazo con un mercado diario. Es interesante señalar que la participación en los dos mercados de largo plazo y dos de corto, se han llevado a cabo con el cumplimiento real de la flexibilidad.

Son varias las conclusiones preliminares. Por un lado, la posibilidad de coordinar mediante un mecanismo de mercado a clientes diversos es real y existe interés. Por otro, la elección de una red como punto de partida ha mostrado la dificultad práctica de que diversos FSPs en la misma puedan estar interesados en participar a la vez. Por tanto, en un caso real puede llegar a ser difícil encontrar recursos distribuidos suficientes para resolver la congestión. Por otro lado, las ventanas largas en el tiempo o con periodos horarios extendidos entran en conflicto con los procesos productivos de los FSPs y también se ha revelado como una dificultad para que exista liquidez en los mercados de flexibilidad.

Próximos pasos

En España, se continuarán analizando las pruebas ejecutadas y se finalizarán las pendientes, con el consiguiente análisis y cálculo de indicadores de desempeño (KPIs) . Asimismo, se realizará una prueba conjunta Francia y Portugal para compartir información de recursos en la frontera mediante el uso de conectores a la plataforma global de OneNet.

Las demos se completarán en el primer trimestre del 2023, empleando el tiempo restante, hasta final del proyecto, para análisis y comparación de resultados a nivel global de proyecto OneNet.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el piloto español se está haciendo especial hincapié en los mercados locales, obteniendo las siguientes conclusiones:

- Es necesario incentivar e informar al consumidor: A diferencia de los generadores, la energía eléctrica es un medio para una finalidad que el consumidor tiene. Ese fin principal no puede verse sensiblemente mermado por una necesidad de la red, que en sí misma existe para dar un servicio de un bien básico para los clientes.
- Los consumidores además tienen que superar la barrera tecnológica y el entendimiento sobre lo que significa proveer flexibilidad, tanto en términos de elementos de monitorización y control, como las implicaciones para la gestión de las cargas y su impacto en los procesos productivos o el nivel de confort.
- Se ha creado una plataforma de mercado lo suficientemente potente como para proveer de servicios de flexibilidad de corto y largo plazo, así como una variedad de productos que sirven para satisfacer las necesidades de operación y de planificación de los DSOs
- Los mercados locales pueden ser una herramienta muy eficiente. El papel del agregador puede ser importante para conseguir desbloquear la flexibilidad y asumir el compromiso de la efectividad en la entrega del servicio.
- Para que los mercados locales de flexibilidad sean una alternativa real a realizar inversiones y ampliaciones de la red de distribución es necesario articular de forma adecuada la fiabilidad del servicio.
- La gestión activa de la red para los DSOs, una oportunidad para hacer un uso más eficiente de las redes. Para que esto sea así, es necesario involucrar al máximo a todos los agentes que participan en el proceso.
- Es necesario que regulatoriamente se definan los roles y responsabilidades de todos los agentes: TSO, DSO, FSP, agregador, comercializador, operador del mercado de flexibilidad, comunidades energéticas, etc.
- La neutralidad tecnológica y la interoperabilidad son también necesarias para todos los servicios de flexibilidad: generación, demanda y almacenamiento.
- Es cierto que las soluciones de mercado pueden arrojar resultados eficientes en condiciones de competencia. Pero pueden existir otras no basadas en mecanismos de mercado para cuando no se den estas condiciones.
- Las convocatorias de sandbox regulatorios para probar servicios de flexibilidad en entornos reales y a mayor escala podrán permitir obtener conclusiones más robustas y realistas. Los participantes en los mercados locales de OneNet del piloto español no han tenido competencia.
- Las convocatorias de sandbox regulatorios deberán incorporar condiciones contractuales para poder verificar el potencial de flexibilidad de múltiples recursos, así como la escalabilidad y replicabilidad de las propuestas.
- El intercambio de información FSPs para participar en los mercados, como por parte de los operadores del sistema para conocer mejor la flexibilidad disponible que pueden ofrecer los FSPs es esencial.
- El esquema de incentivos para DSOs y para FSPs es fundamental para que estas soluciones sean competitivas frente a las soluciones tradicionales. Para ello es necesario que exista un claro beneficio usando las nuevas soluciones flexibles y que este sirva para incentivar adecuadamente a todos los actores.

AGRADECIMIENTOS

OneNet, ha recibido financiación del programa H2020 de la Comisión Europea a través del Grant Agreement No 957739

REFERENCIAS

[1] D9.1, OneNet project, 2021, Specifications and guidelines for Western Demo. https://onenet-project.eu/public-deliverables/
[2] D2.2 OneNet project, 2021, A set of standardized products for system services in the TSO DSO consumer value chain. https://onenet-project.eu/public-deliverables/
[3] D2.3, OneNet project, 2021, Business Use Cases for the OneNet. https://onenet-project.eu/public-deliverables/

COMUNIDADES ENERGÉTICAS: NUEVO HORIZONTE PARA LAS REDES INTELIGENTES

Jaime Menéndez Sánchez, Investigador, Orkestra-Fundación Deusto; Deusto Business School (DBS); Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

Jorge Fernández Gómez, Investigador Sénior y coordinador del Lab de Energía y Medioambiente, Orkestra-Fundación Deusto; Deusto Business School (DBS)

Resumen: Las comunidades energéticas han ganado relevancia en los últimos años como formas de impulsar el despliegue de energías renovables y la participación de la ciudadanía en el sistema energético. Sin embargo, el concepto de comunidad energética es amplio y plantea modelos diferentes entre sí, en parte debido a la doble definición de esta figura en la legislación de la Unión Europea y a la diversidad de iniciativas existentes. Pueden encontrarse distintos ejemplos a lo largo de la geografía española y europea que varían en las fuentes de energía empleadas, escala (con particular atención al ámbito local), actores involucrados o modelos organizativos y de negocio, entre otros aspectos. Por ello, es importante aportar información útil para instituciones, empresas y ciudadanía. Para mejorar la comprensión de este universo emergente, se ha identificado y revisado una muestra representativa de casos de estudio de comunidades energéticas de referencia, ocho de ellas situadas en distintos lugares de España y ocho en otros países europeos. El análisis de estas experiencias muestra cómo las comunidades energéticas pueden apoyar el desarrollo de redes eléctricas inteligentes, por ejemplo, aportando flexibilidad al sistema, incorporando la movilidad eléctrica y compartida, fomentando la integración energética y ayudando a conciliar factores medioambientales, sociales y económicos con un enfoque amplio de sostenibilidad. El estudio concluye que las comunidades energéticas pueden contribuir decisivamente a la transformación del sistema energético, pero que existen retos relevantes a superar en los próximos años en materia regulatoria, financiera o por factores culturales y de conocimiento, entre otros.

Palabras clave: comunidades de energía, transición energética, participación ciudadana, colaboración público-privada

INTRODUCCIÓN

Las comunidades energéticas han despertado en los últimos años un gran interés entre la ciudadanía y las instituciones como una de las herramientas y opciones emergentes para avanzar en la transición energética, especialmente en los ámbitos geográficos más locales. Además de identificarse con el despliegue de generación renovable y otros recursos energéticos distribuidos (almacenamiento y movilidad eléctrica, por ejemplo), están llamadas a ser sinónimo de participación ciudadana y, por ello, una herramienta con gran potencial para situar al consumidor en el centro de la transformación económica que implica la descarbonización y en línea con la gran aspiración de la estrategia energético-climática de la Unión Europea (UE) de convertir a la ciudadanía en protagonista activo de la transición energética. Además, este tipo de desarrollos representa una oportunidad para incrementar y consolidar el apoyo social necesaria para transformar con éxito los sistemas energéticos.

Introducidas oficialmente en la legislación europea entre 2018 y 2019 con una doble definición (comunidades de energías renovables o CER; y comunidades ciudadanas de energía o CCE) las comunidades energéticas cuentan recorrido formal corto hasta la fecha. A pesar de esto, constituyen una figura con raíces de larga tradición en el cooperativismo y que ha cobrado importancia para los objetivos de descarbonización en España desde su inclusión en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), que reclama fórmulas para permitir que los consumidores tengan una mejor comprensión de su relación con la energía, y cita que "*el conocimiento y la información son la base para una mayor implicación de la ciudadanía en el ámbito energético*".

El estudio *Comunidades energéticas. Casos de estudio* (Menéndez & Fernández, 2022) se hace eco de dicha necesidad de generar conocimiento útil y accesible sobre el concepto emergente de comunidades energéticas. La presente comunicación recoge algunos de los puntos clave de este trabajo, de manera que puedan servir como base para el debate y la toma de decisiones por parte *policy makers*, empresas, asociaciones, entidades locales (como los ayuntamientos o instituciones comarcales) y la ciudadanía en general.

En adelante, se resume un análisis basado en casos de estudio, cuyos principales objetivos son clarificar el concepto de comunidades energéticas, presentar un marco de análisis aplicable en otros estudios y reflexionar sobre algunos de los casos más interesantes de comunidades energéticas que se están desplegando en Europea (en España y otros países), extrayendo algunas conclusiones sobre su tipología y sobre cuáles son las principales tendencias de innovación en el desarrollo de estas figuras. Aunque las implicaciones del auge de estos sistemas pueden ser amplias y de carácter

tanto tecnológico como no tecnológico, en general indican que las comunidades energéticas abren un nuevo horizonte para el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes y la integración del sistema energético, particularmente situando a la ciudadanía en el centro de estos procesos.

METODOLOGÍA

Selección de casos de estudio

Se han analizado dieciséis casos de estudio distintos, ocho concentrados en España y otros ocho en diferentes países europeos. Este análisis variado está alineado con lo expuesto en el PNIEC, que indica la importancia de la cobertura de una casuística lo más amplia posible de comunidades energéticas, con distintas tipologías de proyectos o modelos de negocio. Siguiendo la necesidad de este enfoque amplio, con esta selección de casos se ha buscado dar cabida a una diversidad representativa de los principales tipos de comunidades energéticas que pueden existir.

Para realizar una selección adecuada de casos de estudio, se han tomado tres referencias como fuentes principales de información: el estudio de Caramizaru y Uihlein (2020) para el *Joint Research Centre* (JRC) de la Unión Europea; el repositorio de *enercommunities.eu*, apoyado por Interreg Europe; y la guía de Amigos de la Tierra (2020), apoyada por la European Climate Initiative (EUKI) del Gobierno alemán. Se ha considerado que estas son fuentes con soporte institucional relevante y cuyos análisis aportan una información de base contrastada. El criterio seguido ha sido priorizar aquellos casos que aparecen referenciados en al menos dos de estas fuentes, favoreciendo así la elección de casos con suficiente relevancia y que puedan considerarse representativos. Estas se han complementado con el informe de CEER (2019) y el proyecto europeo eNeuron (2022) para mejorar la diversidad de la muestra.

Para los casos españoles, se ha priorizado la selección de experiencias recogidas en el mapa interactivo del IDAE (2021), si bien se han tomado algunos casos adicionales complementarios, de nuevo para mejorar la diversidad de la muestra. La Figura 1 muestra los dieciséis casos finalmente escogidos, siendo los países representados Alemania, Portugal, Bélgica, Francia, Suecia e Italia (cada uno con un caso), Reino Unido (con dos casos) y España (con ocho casos repartidos entre Cataluña, Comunidad Valenciana, Castilla y León, Comunidad de Madrid y Euskadi). De las Comunidades Autónomas mencionadas, se ha prestado especial atención a Euskadi con casos repartidos entre Bizkaia, Gipuzkoa y Álava para favorecer el análisis regional a nivel provincial.

Figura 1. Casos de estudio seleccionados. Nota: Enercoop es una cooperativa francesa, distinta de la cooperativa homónima alicantina fundadora e impulsora de Comptem. Fuente: Menéndez & Fernández (2022).

Marco de análisis para la caracterización de comunidades energéticas

El repaso de la literatura existente y de la regulación esencial permite clarificar los fundamentos del concepto de comunidad energética, pero resulta importante identificar elementos de análisis y factores relevantes para evaluar y comprender cómo están implantándose y desplegándose las comunidades energéticas en toda su diversidad.

Algunos trabajos recientes de organizaciones internacionales han tratado de abordar esta cuestión mediante el análisis de casos de estudio. Por ejemplo, Caramizaru y Uihlein (2020) establecen un modelo guía de análisis para aplicar al análisis de casos de estudio de comunidades energéticas que se basa en: a) miembros de la comunidad energética; b) tipo de organización; c) actividades; d) tecnologías y formas de energías empleadas; e) generación o capacidad

renovable; f) descripción general; g) objetivos perseguidos. De manera similar, IRENA (2021) encuentra siete "dimensiones" comunes entre varios casos de estudio que conforman un marco de análisis sobre energía comunitaria. Estos son: 1) localización y marco político; 2) tecnología; 3) propiedad y gobernanza; 4) impactos socioeconómicos; 5) financiación; 6) consideraciones culturales; 7) consideraciones sobre género.

En este trabajo se ha establecido un marco de análisis para la caracterización de comunidades energéticas, inspirado parcialmente en una combinación de dichas propuestas (JRC e IRENA). La Tabla I resume este marco, que guía y estructura el análisis de cada caso.

Marco de análisis		**Aspectos cubiertos en otros marcos**	
Área de análisis	**Descripción**	**JRC**	**IRENA**
Descripción general	Descripción introductoria del caso, indicando de manera general a qué definición de comunidad energética se aproxima más (CER o CCE)	Descripción general	Localización y marco político
Participantes	Se considera como primera característica definitoria quiénes son los participantes (aunque hayan estado involucrados puntualmente) y qué papel han jugado en su impulso (ciudadanos y/o consumidores, ayuntamientos, etc.). Identificación del rol del DSO en su caso	Miembros	Financiación
Modelo energético	Tipos y configuración de activos (generación, distribución, almacenamiento, VE, etc.)	Tecnologías y formas de energías empleadas, generación o capacidad renovable	Tecnología
Modelo de operación	Cómo se comparte la energía o los beneficios. Principales características del modelo de negocio (si hubiese)	Actividades	Tecnología, financiación
Gobernanza	Cuáles son los principales órganos de decisión y su organización interna	Tipo de organización	Propiedad y gobernanza
Origen	Cómo se ha originado la comunidad energética y motivación de partida	Objetivos perseguidos	Financiación
Actividades de innovación	Principales elementos de innovación y tecnologías TIC aplicadas.	Tecnologías y formas de energías empleadas	Tecnología
Barreras y retos identificados	Dificultades en el desarrollo y gestión, necesidades específicas y demandas de los socios o la organización de la comunidad energética.	Tipo de organización, objetivos perseguidos	Localización y marco político, consideraciones culturales

Tabla I. Marco de análisis para la caracterización de comunidades energéticas en este trabajo y relación con otras propuestas de la literatura. Fuente: Menéndez y Fernández (2022).

Este marco de análisis busca así una aplicación sencilla y adaptada a la posible diversidad de casos de comunidades energéticas, por lo que constituye una de las principales contribuciones de este trabajo. Su aplicación a los casos de estudio antes expuestos, a modo de ejemplos, ofrece reflexiones y conclusiones que se exponen a continuación.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS DE LOS CASOS DE ESTUDIO

En esta comunicación no se entra en detalle en cada uno de los casos de estudio analizados, aunque puede consultarse esta información de detalle en el estudio original (Menéndez & Fernández, 2022). Sin embargo, se abordan los puntos principales, como elementos comunes y particularidades ejemplificadas con los algunos de los casos de estudio.

Conceptualización general

La Figura 2 resume los fundamentos del concepto general de las comunidades energéticas, que son observables en el análisis de casos de estudio y se alinean con las definiciones básicas de la legislación europea. En términos globales, se puede observar cómo las comunidades energéticas ofrecen una nueva forma de organización de las actividades

energéticas (generación, almacenamiento, consumo para distintos usos…), dentro de la cual destaca un papel protagonista y activo de los consumidores de energía. De esta manera, las comunidades energéticas permiten avanzar en el viejo objetivo de la Unión Europea de construir un sistema energético integrado en el que los consumidores (i.e., ciudadanas y ciudadanos) sean protagonistas y estén "en el centro". La centralidad de la participación ciudadana en las comunidades energéticas se ve reflejada en cuestiones como las decisiones de inversión en proyectos, sobre actividades y activos energéticos, participación en los sistemas de gobernanza de la entidad, etc.

Su contribución principal será la de actuar como eslabón de unión entre un sistema energético cada vez más descentralizado (por la penetración creciente de recursos energéticos distribuidos y el desarrollo de redes inteligentes) y la participación ciudadana en este proceso. Especialmente relevante es el papel que jugará este tipo de organización de actividades energéticas en la penetración de energías renovables (p. ej., mediante el aprovechamiento de cubiertas de edificios sin afecciones urbanísticas), complementando de esta manera otros proyectos de mayor escala de despliegue de energías renovables (p. ej., parques eólicos o fotovoltaicos de gran tamaño).

Para desplegar todo este potencial, será necesario el desarrollo de sinergias con la red de distribución y, en particular, con el desarrollo de redes inteligentes y mercados locales de flexibilidad y con la actividad de operación de sistemas de distribución cada vez más complejos. El papel del distribuidor (u operador de un sistema de distribución) será relevante en muchos casos para garantizar, por un lado, la seguridad de suministro en las comunidades energéticas, y, por otro, para asegurar que éstas puedan materializar el valor intrínseco de la flexibilidad y de los datos y la información sobre la generación y el consumo de energía (por ejemplo, en el caso de Simris en Suecia). Asimismo, pueden facilitar la generación de "prosumidores" que tomen control activo de sus decisiones en relación con la energía.

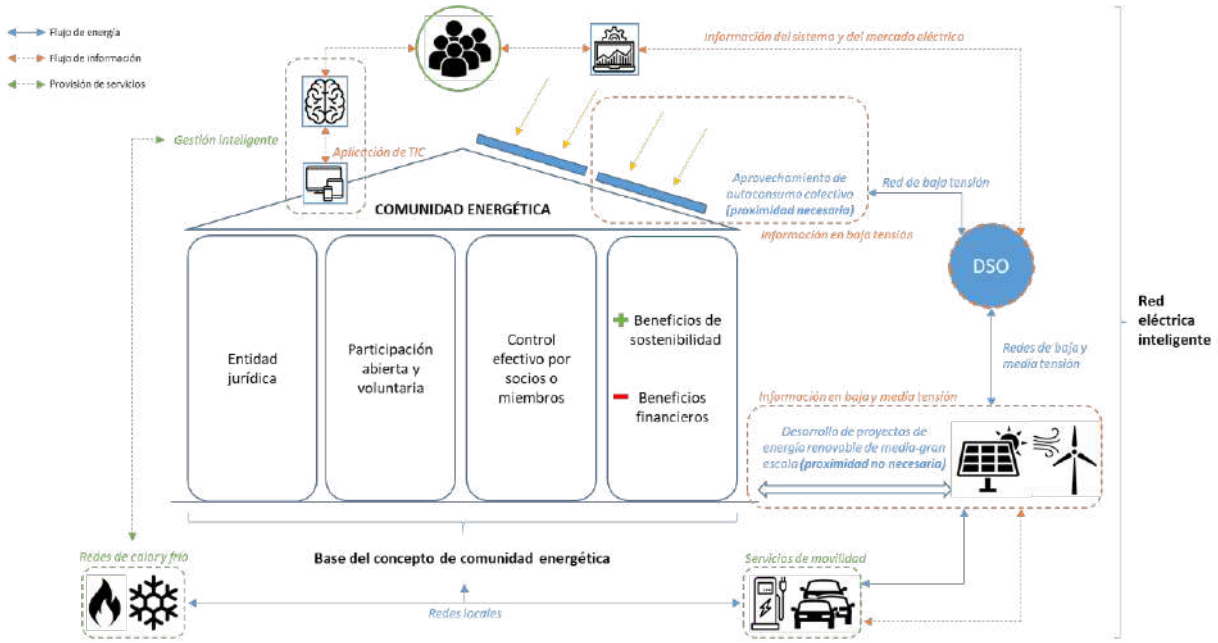


Figura 2. Resumen de los fundamentos del concepto de comunidad energética y diferentes opciones que este puede incluir. Fuente: Menéndez & Fernández (2022).

Aunque existen muchas comunidades energéticas totalmente electrificadas, esencialmente basadas en generación de energía fotovoltaica (pero también otras fuentes de electricidad renovable como eólica e hidroeléctrica), otras, por el contrario, incorporan otras fuentes y vectores energéticos. Algunas comunidades combinan soluciones basadas en la electrificación (para usos comunes) con redes de calor (y frío) para calefacción (y refrigeración), esencialmente basadas en biogás (caso de Bioenergiedorf Jühnde en Alemania); o incorporando hidrógeno o gas natural (caso de la UNIVPM en Italia). Otras plantean modelos de negocio alternativos e innovadores que, por ejemplo, combinan la generación eléctrica con la producción y venta de pellets y briquetas para calderas de biomasa o proveen movilidad compartida.

Uno de los principales hilos conductores de una gran parte de los proyectos de comunidad energética que están surgiendo en las distintas regiones es el autoconsumo colectivo a partir de energías renovables. A partir de este "germen inicial", las comunidades energéticas pueden ir aportando valor al incorporar desarrollos más amplios en relación con nuevas actividades. La innovación social y tecnológica será clave en el diseño y despliegue de estas nuevas actividades y en la captura de todo su potencial en términos de valor económico, medioambiental y social.

Desarrollo y organización

Por lo anteriormente indicado, el desarrollo de comunidades energéticas descansa en el impulso de energías renovables y el papel central de la ciudadanía. No obstante, estos dos factores pueden combinarse de manera distinta dando lugar a diferentes caminos de desarrollo, que la Figura 3 resume principalmente en dos.

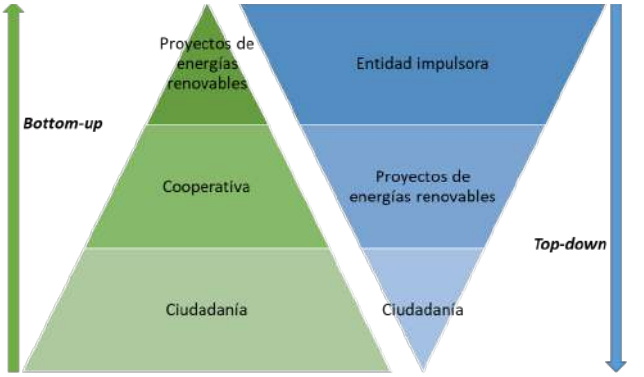


Figura 3. Procesos "bottom-up" y "top-down" de desarrollo de comunidades energéticas. Fuente: Menéndez & Fernández (2022).

En muchas ocasiones, la existencia de una comunidad energética es producto de la iniciativa de los propios ciudadanos, que pueden agruparse para crear una cooperativa (o crear la comunidad energética desde una cooperativa existente) y también para favorecer otras iniciativas de índole muy local, en barrios o bloques de viviendas (*bottom-up)*.

En otras ocasiones, la iniciativa puede surgir de entidades como empresas privadas que apoyen estos desarrollos, aunque siempre atendiendo a dicha centralidad de la ciudadanía (*top-down*). Aquí un aspecto importante es que la participación activa de los consumidores en la gestión de las comunidades energéticas resulta difícil de implementar en la práctica, especialmente a medida que aumenta la complejidad y escala de la comunidad energética, por lo que en una gran parte de los casos se requiere contar con apoyo profesional. Por ejemplo, la gestión diaria de ECSC (Reino Unido) se realiza a través de los servicios de la empresa Energy4All, que a su vez apoya a otras comunidades energéticas en Reino Unido. La creciente complejidad de los mercados de energía y del marco legal y normativo y la dificultad técnica de la gestión de activos energéticos abren la puerta a la creación de nuevos servicios especializados y enfocados en la optimización de las actividades de las comunidades energéticas.

Una de las grandes fortalezas de las comunidades energéticas es su orientación a facilitar la aceptación social y el apoyo ciudadano al desarrollo de energías renovables. Las comunidades energéticas pueden contribuir a mitigar la resistencia al despliegue de activos energéticos como nuevas infraestructuras de red o instalaciones de generación renovable (el fenómeno *not in my backyard* o NIMBY). En este sentido, son importantes otras actividades de las comunidades energéticas como facilitar la difusión de conocimiento en materia de energía, impulsar mejoras en la eficiencia energética, facilitar la coordinación de la ciudadanía con agentes e instituciones locales y contribuir a incrementar la atención sobre cuestiones sociales, como la protección de consumidores vulnerables o la cobertura de necesidades de la ciudadanía (p. ej., en materia de movilidad). Algunos ejemplos son las iniciativas ECSC (Reino Unido) o Coopérnico (Portugal), que priorizan la instalación de activos de generación en edificios de utilidad pública o con fines sociales (escuelas, centros comunitarios, asociaciones para personas con discapacidad, etc.), aunque los miembros individuales de la comunidad energética se encuentren en otros lugares.

Además, las infraestructuras de generación renovable pueden dar lugar a la rehabilitación o readaptación de espacios urbanos o periurbanos (por ejemplo, las marquesinas de Comptem en Crevillent). Otra posibilidad es la de contribuir al desarrollo rural si los activos de generación se ubican fuera de los núcleos urbanos, aunque los miembros de la comunidad energética se ubiquen en ciudades (por ejemplo, Ekiola en Euskadi), aunque para que esto sea posible

debe asegurarse que los proyectos de energías renovables se traduzcan en beneficios sociales y económicos en estas áreas (e.g., abriendo la comunidad energética a la población rural, aprovechando productos y servicios locales, etc.). En general, varios de los casos estudiados de comunidades energéticas muestran una tendencia a escoger productos y servicios de proveedores locales o regionales, poniendo en valor de esta manera la capacidad de estas entidades de dinamizar el tejido económico del entorno local.

CONCLUSIONES

Parte de estas conclusiones generales están reflejadas en la discusión anterior y otras recogidas en el trabajo original.

- Las comunidades energéticas constituyen un modelo de organización de actividades energéticas que puede contribuir decisivamente a la transformación del sistema energético.
  - El número de comunidades energéticas en Europa está creciendo de forma significativa, en parte a través de un proceso gradual de "polinización" entre proyectos y con el apoyo de instituciones locales.
  - El desarrollo legislativo y normativo también está contribuyendo al crecimiento de este tipo de modelos de organización de actividades energéticas.
  - Existe una gran diversidad de modelos de comunidades energéticas locales.
- Las nuevas comunidades energéticas pueden ofrecer beneficios al sistema energético a lo largo de distintas dimensiones.
  - Favorecen el despliegue de energías renovables y otros recursos energéticos distribuidos.
  - Pueden contribuir a reducir el coste del suministro energético y favorecen la consecución de otros objetivos energéticos-climáticos, como un incremento de la eficiencia energética.
  - Empoderan a los consumidores de energía y permiten avanzar en el objetivo de la UE de colocar a la ciudadanía "en el centro" del sistema energético.
  - Pueden funcionan como hubs de innovación y generar impactos socioeconómicos positivos que son significativos y relevantes, especialmente en el ámbito más local.
- Los retos a los que se enfrenta el desarrollo de las comunidades energéticas son muy variados y relevantes.
  - Debe completarse el marco normativo.
  - Es necesario definir y acotar el papel de distribuidores, los agregadores y otros prestadores de servicios.
  - Avanzar en el desarrollo de redes inteligentes favorecerá el despliegue eficiente de comunidades energéticas.
  - Resulta relevante establecer y desarrollar esquemas y herramientas para favorecer la viabilidad económica y la financiación de las inversiones.
  - Debe apoyarse la innovación empresarial en la prestación de servicios de gestión de energía y agregación de demanda.
  - Resulta también necesario cambiar la cultura de la ciudadanía sobre cuestiones energéticas y fortalecer el apoyo al proceso de transición energética.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren reiterar su agradecimiento a las personas que ofrecieron su inestimable colaboración y ayuda mediante sugerencias y comentarios en la elaboración del estudio original referido en esta comunicación.

REFERENCIAS

- Amigos de la Tierra (2020). *Comunidades energéticas: una guía práctica para impulsar energía comunitaria*.
- Caramizaru y Uihlein (2020). *Energy communities: an overview of energy and social innovation*.
- CEER (2019). *Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities*.
- eNeuron (2022). *Proyecto "greEN Energy hUbs for local integRated energy cOmmunities optimization"*.
- IDAE. *Comunidades Energéticas vigentes en las distintas Comunidades Autónomas*. Acceso en enero de 2022.
- IRENA (2021). *Community Energy Toolkit: Best practices for broadening the ownership of renewables*.
- Menéndez, J. & Fernández, J. (2022). *Comunidades energéticas. Casos de estudio*. Cuadernos Orkestra 05/2022. Instituto Vasco de Competitividad - Fundación Deusto.

GEMELO DIGITAL DE LA RED DE BAJA TENSIÓN PARA SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD: FUNDAMENTOS ELÉCTRICOS DE LA SOLUCIÓN Y PRUEBAS EN RED REAL.

Rubén Carmona Pardo, Responsable de proyectos de Redes Inteligentes, Ingelectus Innovative Electrical Solutions
Rafael Morán Corbacho, Ingeniero Redes Inteligentes, Ingelectus Innovative Electrical Solutions
Pablo Blázquez Martín, Ingeniero Redes Inteligentes, Cuerva energía

Recientemente está cobrando merecida importancia el concepto de flexibilidad en las redes de distribución (RD). La integración de generación distribuida y vehículo eléctrico, o la intensificación de la electrificación, están poniendo sobre la mesa el debate entre la necesidad de refuerzo de red o la posibilidad de establecer la flexibilidad como herramienta para evitar problemas técnicos en redes de distribución. En este contexto ha aparecido la figura del Proveedor de Servicios de Flexibilidad (PSF) cuya capacidad de interactuar con la red, dotará al distribuidor de herramientas para operar técnicamente las RD, jugando un papel similar al que el TSO juega en la red de transporte. Para que esto sea una realidad en el medio plazo, es importante asegurarse que esta participación de PSFs en la gestión de redes se haga en igualdad de condiciones y exista un tablero de juego imparcial. Mientras la regulación de los mercados locales se hace efectiva, Ingelectus y Cuerva han estado trabajando en el diseño, desarrollo y pruebas de ese tablero de juego en el que, además del criterio económico, se le dé verdadera relevancia al criterio técnico, de manera que se pueda conocer e identificar, ante un escenario de riesgo futuro o en el tiempo real, qué servicio o combinación de servicios de flexibilidad aportados por PSFs han de activarse para resolverlo. Este tablero de juego se sostiene sobre tres pilares fundamentales: a) Plena observabilidad de la red de BT con modelos exactos de redes y estimación de estado, b) Coeficientes de sensibilidad que permiten localizar la influencia de un servicio de flexibilidad en el estado de operación de una parte de la red y c) Un sistema de optimización flexible que calcule las necesidades óptimas de limitación o vertido de P y Q según el objetivo deseado.

Palabras clave: Digital Twin, Flexibilidad, Redes Activas, Estimación de Estado, Sensibilidad Eléctrica, Living Lab

INTRODUCCIÓN

La electrificación masiva del sistema eléctrico, junto con el despliegue de generación solar, en su mayoría residencial y de conexión libre, el aumento del consumo eléctrico de los hogares, la entrada de los vehículos eléctricos y los correspondientes puntos de carga, están generando problemas en las redes de distribución de Baja Tensión (BT), como desvíos en los niveles de tensión o congestiones. La red de la distribuidora de Cuerva es un buen ejemplo de ello.

En la Figura 1 se muestra como en la red de Cuerva, en los últimos años, se ha incrementado drásticamente la instalación de generación solar (<15kWp), siendo instalaciones que no necesitan de la aprobación de la distribuidora para llevarse a cabo, por tanto, no se distribuyen de la forma más eficiente. Esta imagen ofrece una perspectiva real del desafío al que se enfrentan las redes de distribución.

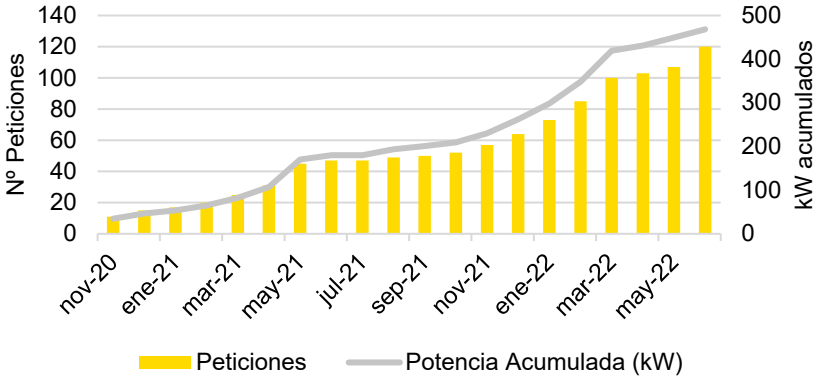


Figura 1. Evolución del número de peticiones acumuladas de autoconsumo en la red de Cuerva desde noviembre de 2020

La imagen anterior también representa cómo el despliegue de esta generación distribuida se está produciendo a un ritmo más alto de lo que evoluciona la propia red, basándose en el modelo de inversión y despliegue de equipos de mayor capacidad. Esto afecta directamente a la calidad de suministro que, año a año, se ve reducida en indicadores

como el tiempo de interrupción equivalente de a potencia instalada en MT (TIEPI) y el número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada en media tensión (NIEPI).

Las herramientas de flexibilidad, junto con otras tecnologías como la Digitalización o el Demand Response (DR), vienen a ser parte de la solución a estos problemas permitiendo al DSO, Agregador o al mismo propietario del activo, modificar los perfiles de consumo y generación en la red, como respuesta a incentivos del mercado o a las señales de precios, con el fin de prestar un servicio al operador del sistema.

En toda Europa se están llevando a cabo proyectos de investigación y desarrollos relacionados con toda la cadena de valor de la flexibilidad que ponen de manifiesto la importancia que ésta va a adquirir en el corto y medio plazo, como: Demand Response (DRIMPAC [1]), definición de mercados (PicloFlex [4]), creación de plataformas para el intercambio de datos (BEYOND [5]), activación de flexibilidad (FlexOnGrid[2]) y gemelos digitales eléctricos para servicios de flexibilidad (DT4Flex [6]). Este último proyecto es en el que las empresas Ingelectus y Cuerva están trabajando para desarrollar y validar una solución que habilite la flexibilidad en las redes de Baja Tensión, sirviendo como punto de partida para favorecer la operación de las redes de distribución.

Por lo tanto, y ante todo esto, en el presente documento se detallarán los fundamentos eléctricos en los que se basa la solución desarrollada por Ingelectus y se presentarás algunos resultados procedentes de las pruebas piloto realizadas sobre la red real del Living Lab de Cuerva.

ENFOQUE TECNICO DE LA SOLUCIÓN

Dada la importancia que la capacidad de operar las redes de Baja Tensión está adquiriendo, y con el objetivo de garantizar la resiliencia de las mismas y la continuidad de suministro de la población, así como maximizar la integración de nuevas conexiones, se ha trabajado en el desarrollo de nuevas soluciones que permitan al DSO localizar sus necesidades de flexibilidad y cuantificar el servicio de flexibilidad óptimo que las resuelve.

Para ello, los trabajos se han apoyado sobre tres grandes pilares que aseguran los objetivos:

4. Observabilidad de la red de Baja Tensión: dentro de este bloque se ha desarrollado un gemelo digital eléctrico de la red de Baja Tensión que monitoriza la red y detecta posibles problemas en la red, centrándose en desviación de tensiones y en congestiones.
5. Coeficientes de sensibilidad: se ha desarrollado una metodología novedosa con la que inicialmente conocer el nivel de influencia que tienen los cambios en los nudos de generación y consumo de la red de Baja Tensión sobre el comportamiento del resto de nudos y tramos de red.
6. Método de optimización del esfuerzo flexible: sistema que cuantifica la cantidad óptima de potencia activa y reactiva a mover, en los nudos con flexibilidad disponible, para resolver los problemas identificados.

Observabilidad de la red de Baja Tensión

Como se ha adelantado al principio de este apartado, para que el DSO pueda ejercer una verdadera operación de la red de distribución, jugando un papel cada vez más parecido al del TSO en transporte, el primer paso consiste en conocer con la mayor precisión posible qué está ocurriendo en toda su red. Esto adquiere mucha mayor importancia cuando se trata de gestionar la flexibilidad disponible en la red, para lo cual identificar y localizar el problema que se necesita resolver es crítico, pero aún más con las redes de Baja Tensión que, hasta hace relativamente poco, han sido cajas negras para el distribuidor.

Para ello, se ha desarrollado un sistema que garantiza la observabilidad de la red de Baja Tensión basándose en dos principios: el uso de un modelo de red fiel a la realidad y la implementación de un Estimador de Estado adaptado al contexto matemático de estas redes y a los requerimientos de su uso final.

Modelo de Red

El modelo eléctrico de la red de Baja Tensión que se ha adoptado en nuestra herramienta es un modelo a 4 hilos, tres fases y neutro, que permite responder al comportamiento desequilibrado de esta parte del sistema eléctrico. En lo que respecta a los nudos eléctricos, el modelo de red a 4 hilos permite considerar que los neutros locales en cada uno de los nudos de la red BT no se encuentran al mismo potencial, y permite definir las tensiones de cada terminal tanto referidas a neutro como referidas a tierra, lo cual favorecerá su implementación en el Estimador de Estado. Por otro lado, en cuanto a los cables, el modelo eléctrico utilizar para éstos será un, igualmente, un modelo a 4 hilos en el que

cada rama estará constituida por cuatro conductores, tres uniendo terminales de fase y un uniendo terminales de neutro.

La relación entre las caídas de tensión en los extremos y las intensidades que circulan por los conductores se ha formulado empleando diferentes parámetros eléctricos que quedan recogidos en una matriz de impedancias primitiva del cable. Esta matriz permitirá modelar tanto el acoplamiento entre conductores de fase y entre conductores de fase y neutro, como considerar cables monofásicos, bifásicos y trifásicos por igual. Esta última consideración es de gran importancia en las redes de Baja Tensión, en las que es bastante frecuente encontrar de forma consecutiva tramos con diferente tipología de cable.

Estimador de Estado

Tradicionalmente, la Estimación de Estado es una herramienta que lleva utilizándose para la operación de redes de transporte desde finales de los años 70. Sin embargo, hasta la fecha no había sido posible su implementación en redes de distribución eléctrica principalmente por 2 motivos: la escasez de medidas disponibles para nutrir de suficiente redundancia al Estimador de Estado, y la complejidad matemática y problemas de condicionamiento numérico asociados a trabajar con tramos de red con impedancias pequeñas.

Como se ha manifestado en la introducción, el problema de escasez de medidas disponibles en la red de distribución ha mejorado considerablemente, por lo que el Estimador de Estado se convierte en una herramienta idónea para conocer el estado de operación de la red y habilitadora de nuevas aplicaciones, como es el caso de la flexibilidad eléctrica.

En este contexto de digitalización de las redes de distribución, el Estimador de Estado se posiciona como una solución preferente, no sólo porque permite conocer el estado completo de la red más allá de los puntos en los que hay medida, sino que proporciona diferentes ventajas frente a otros motores de cálculo comúnmente utilizados como el Flujo de Carga: incorpora todas las medidas disponibles en la red, evalúa cada medida según la topología de red y la precisión del equipo de medida del que proviene, y es capaz de identificar medidas erróneas y eliminarlas del proceso de estimación.

Durante los proyectos MONICA y PASTORA, Ingelectus trabajó en la adaptación de la formulación tradicional de Estimación de Estado de redes de transporte al contexto de las redes de distribución. Desde entonces, este motor de cálculo ha evolucionado a nuevas versiones que soslayan dificultades que han ido identificándose con la experiencia y nuevos proyectos. El nuevo Estimador de Estado desarrollado por Ingelectus, basado en el modelo eléctrico de red anterior, permite formular con un mejor condicionamiento numérico las medidas disponibles de la red. Para ello, el conjunto de variables de estado está integrado por las tensiones nodales fase-neutro en cada uno de los nudos eléctricos de la red, y por las intensidades a través de conductores de fase por todos los tramos de cable que integran la red de Baja Tensión, ambos tipos de variables en componentes rectangulares. Así, admite medidas de tensión fase-neutro, intensidad en conductores de fase, intensidad en neutro, flujo de potencia activa y reactiva y de intensidad, e inyección potencia activa, reactiva y de intensidad.

Este nuevo enfoque ha permitido linealizar todo lo posible la formulación de las ecuaciones de red y reducir los tiempos de convergencia a escasos 200 ms en redes de gran tamaño.

Finalmente, es importante destacar, aunque no se aborde en este documento, que esta herramienta tiene incorporada soluciones de procesamiento topológico de redes, así como procesamiento de medidas y generación de pseudomedidas, que permiten su ejecución.

Coeficiente de sensibilidad

El segundo pilar sobre el que se sostiene la herramienta del gemelo digital de la red de BT para servicios de flexibilidad son los coeficientes de sensibilidad. Estos coeficientes, utilizados en forma de matrices de sensibilidad, son el resultado de novedosa metodología de cálculo de influencia eléctrica en redes desequilibradas y responden a la pregunta de qué servicio o servicios de flexibilidad disponibles en la red son, primero, los que más influyen en disipar el problema identificado y, segundo, cómo afectará al resto de la red que está operando dentro los límites si activo dicho servicio de flexibilidad. Es importante destacar que los servicios de flexibilidad que se han considerado son incrementos, positivo o negativo, de potencia activa y potencia reactiva, ΔP y ΔQ respectivamente, en nudos con PSFs. Estos servicios serán las variables de control del sistema de optimización que se describe en el siguiente apartado.

Los coeficientes de sensibilidad aquí presentados son una adaptación de la metodología ya publicada en [1] pero, en este caso, considerando redes desequilibradas en las que se incluye el neutro, variables de control tanto monofásicas como trifásicas y enfocadas a la corrección de problemas de sobretensión, subtensión y congestión.

En la Figura 2 se han representado gráficamente estas matrices de coeficientes de sensibilidad ante cambios en las variables de control. A la izquierda de la imagen están recogidos los coeficientes de sensibilidad de las tensiones por nudo y fase ante cambios de potencia activa en el resto de nudos, y a la derecha están recogidos los coeficientes de sensibilidad de congestiones por tramo y conductor (fases y neutro) ante cambios de potencia activa en el resto de nudos. Esta misma información se calcula para cambios en potencia reactiva.

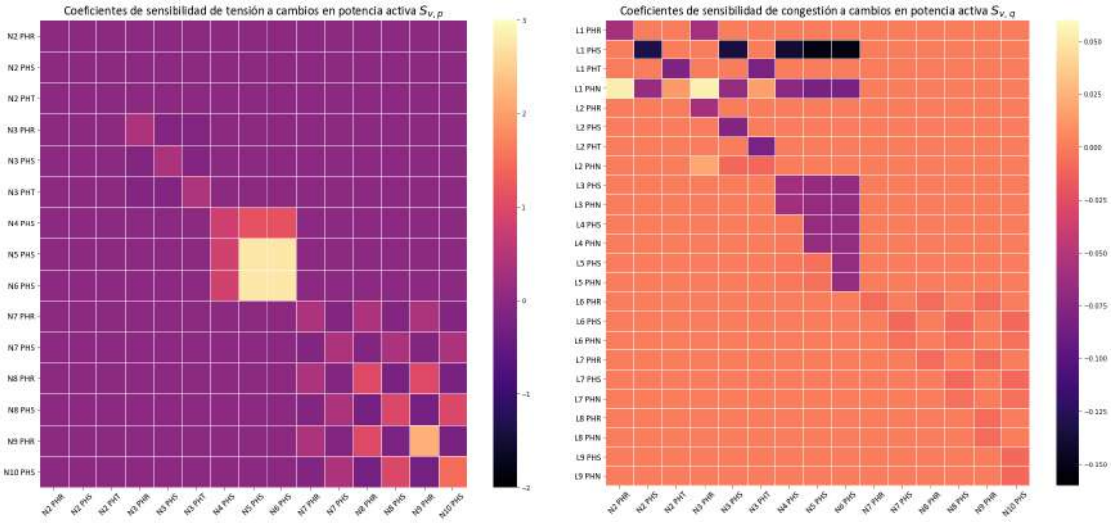


Figura 2. Mapas de calor que ejemplifican las matrices de sensibilidad de tensión y congestión para una red y escenario base

Los coeficientes de sensibilidad aquí presentados suponen una valiosa ventaja y un gran beneficio para el DSO ya que permiten, por un lado, acotar el problema de búsqueda de los servicios de flexibilidad óptimos, puesto que ponderan cada uno de los servicios de flexibilidad disponibles, y, por otro lado, garantizan que activando ciertos servicios de flexibilidad para resolver un problema identificado no se estará generando otro problema nuevo.

Método de optimización del esfuerzo flexible

Finalmente, el tercer pilar de la herramienta reside sobre un sistema robusto de optimización que permita, basándose en los dos apartados anteriores, identificar la variable de control o combinación de variables de control óptimas que resuelven el problema.

La Figura C presenta del resultado que arroja el sistema de optimización, para una red sintética de 10 nudos y 9 tramos de cable (trifásico, bifásico y monofásico) en la que 2 de los nudos disponen de capacidad flexible trifásica, ante un problema de congestión en la Fase S del tramo 1.

En la imagen superior se presentan, para cada tramo y conductor (rojo fase R, verde fase S, azul fase T y gris neutro), el estado de congestión original cuando se identifica el problema y el estado de congestión posterior, calculado con el Estimador de Estado, tras aplicar el servicio de flexibilidad (columna de la izquierda estado original y columna de la derecha estado posterior).

En la imagen inferior se presenta, para cada nudo con capacidad flexible, el servicio de flexibilidad de potencia activa a subir (*up*) o bajar (*down*) que se ha activado. Se puede comprobar, analizando esa imagen, como el sistema ha alcanzado una solución óptima, producto de la combinación de varios servicios de flexibilidad, que resuelve el problema con el mínimo esfuerzo flexible posible.

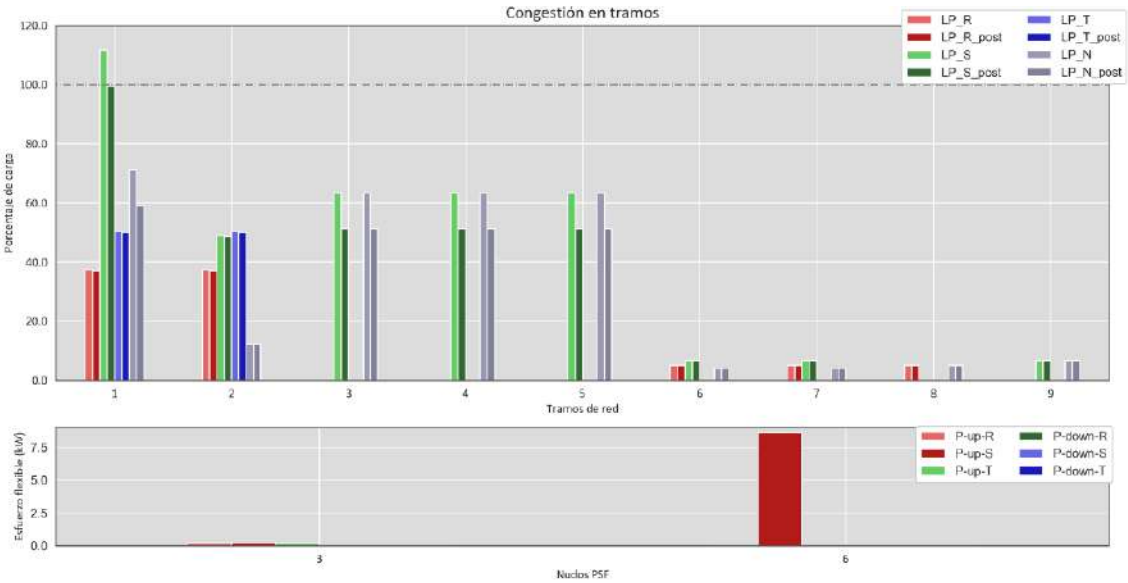


Figura 3. Ejemplo de resolución de un problema de congestión en fase activando servicios de flexibilidad

LIVING LAB CUERVA

Desde Cuerva se busca conocer y recrear los sistemas eléctricos del futuro, por ello una parte de la infraestructura de distribución de la compañía se ha dedicado a la creación de un Living Lab, asentado sobre una infraestructura real, con población real y con datos de alta resolución en casi tiempo real. Es, entonces, un ecosistema que ofrece una mezcla entre un laboratorio experimental, pruebas de campo reales y validación de la experiencia de los usuarios.

En términos de digitalización, el entorno de pruebas incluye medidores Supervisores Avanzados de Media y Baja Tensión, despliegue completo de Smart Metering, monitorización de la generación solar distribuida, y agentes que pueden proveer de flexibilidad como baterías o puestos de recarga de vehículos eléctricos. Todos los datos que estos equipos captan, con diferentes granularidades, están gestionados e integrados por una plataforma IoT capaz de ingestar diferentes fuentes de datos utilizando diversos protocolos de comunicación, lo que permite desarrollar herramientas propias.

Este Living Lab incluye más de 5000 puntos de consumo (residencial, comercial e industrial), aunque para las pruebas piloto realizadas sobre la solución planteada en este documento se ha utilizado una fracción de estos, cerca de 240, la mayoría residenciales, y todos ellos suministrados desde un mismo Centro de Transformación. Adicionalmente, para las pruebas, se ha simulado la disponibilidad de varios PSFs monofásicos distribuidos a lo largo de la red de Baja Tensión. Estas pruebas se han realizado en el contexto del proyecto DT4Flex.

Pruebas realizadas dentro del proyecto DT4flex

Las pruebas para validar la solución se han llevado a cabo a nivel de simulación sobre los datos reales de la red seleccionada y validado por el estimador de estado. Estos datos han consistido en un conjunto de un mes y medio de histórico de medidas del Supervisor Avanzado de Baja Tensión del Centro de Transformación y medidas de potencia activa, potencia reactiva y tensión de los contadores suministrados aguas abajo del transformador. Con esta información se ha monitorizado el estado de operación de la red durante ese tiempo.

Tras esto, en estas pruebas se han seleccionado casos base donde en los que se han identificado diferentes problemáticas en la red, sobretensiones o congestiones, para evaluar su resolución tras calcular la necesidad flexibilidad, distribuirla de forma óptima entre los PSFs y garantizar que no se generan nuevos problemas.

Para medir los diferentes resultados se han definido KPIs enfocados a los resultados más técnicos, como:

- Reducción de eventos de desviación de tensión por activación de la flexibilidad.
- Reducción de eventos de congestión por activación de la flexibilidad.

- Aumento de la capacidad de alojamiento de PV.

En los tres se ha demostrado como la activación de la flexibilidad ha mejorado notablemente la calidad del suministro.

Resultados

En la siguiente tabla, Tabla I, se muestra un ejemplo de resolución de problema de sobretensión (múltiple) y congestión monofásica. En estas pruebas se ha considerado únicamente flexibilidad en potencia activa para ser más realista:

Problema					
Nº escenarios total			427		
Sobretensión			**Congestión**		
Escenario					
2022-05-29 15:40:00			2022-05-18 09:40:00		
Nivel máximo alcanzado					
249.375 V (Fase T)*			130.01 % (Fase T)**		
Nº nudos afectados			**Nº tramos afectados**		
6			1		
Esfuerzo flexible			**Esfuerzo flexible**		
	ΔP + (kW)	ΔP – (kW)		ΔP + (kW)	ΔP – (kW)
Activado	9.0	0.0	**Activado**	6.9	0.32
Disponible	21.0	10.5	**Disponible**	56.99	56.99

Tabla I. Resultados pruebas en red Cuerva

*Resuelto activando PSFs con flexibilidad monofásica en fase R y S en nudos cercanos.

** Requirió aumentar la capacidad de flexibilidad disponible en PSFs.

Conclusiones

A raíz de los resultados conseguidos en las pruebas realizadas, de los cuales un ejemplo se presenta en la tabla anterior, las principales conclusiones se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Es necesario utilizar herramientas que den una observabilidad completa de la Red ayudando a identificar problemas y evaluar las acciones óptimas de los PSFs.
- Debido a la extensión de las redes y al despliegue de tramos trifásicos, bifásicos y monofásicos, resulta de gran importancia tanto una correcta distribución de PSFs como apoyarse en el efecto de los acoplamientos entre fases para resolver problemas en la red, especialmente si se dispone de PSF monofásicos y trifásicos.
- Se confirma su validez en un entorno controlado con datos reales y que en los próximos pasos se pretende poner en marcha en un piloto real.

AGRADECIMIENTOS

Estos desarrollos se han realizado en el marco dl proyecto DT4Flex (Gemelo digital de la red de Baja Tensión para servicios de flexibilidad eléctrica), el cual ha sido apoyado en sus fases 1 y 2 por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo dentro del programa de apoyo a Agrupaciones Empresariales Innovadoras, con financiación de la Unión Europea por medio de los fondos Next Generation.

REFERENCIAS

[1] Á. L. Trigo, J. L. Martínez, J. Riquelme, E. Romero, “An iterative method for controlling reactive power flow in boundary Transformers”, Electric Power System Research, 2011.
[2] Operación de redes de distribución basada en el análisis de datos para la activación de servicios de flexibilidad (FlexOnGrid). Proyecto de Generación del Conocimiento. (Septiembre 2022 – Agosto 2025)
[3] https://www.drimpac-h2020.eu/ (20 Noviembre 2022)
[4] https://picloflex.com/ (20 Noviembre 2022)
[5] https://beyond-h2020.eu/ (20 Noviembre 2022)
[6] https://ingelectus.com/dt4flex/ (Noviembre 2021- Mayo 2022)

SERVICIOS AUXILIARES PARA MEJORAR LA INTEGRACIÓN MASIVA DE FUENTES RENOVABLES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Njegos Jankovic, Investigador predoctoral, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Javier Roldán Pérez, Investigador titular, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Milan Prodanovic, Investigador sénior, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía

Resumen: La instalación masiva de las fuentes renovables está cambiando las características de las redes de distribución eléctrica, siendo la estabilidad uno de los aspectos más afectados. Para abordar este problema, los operadores del sistema están imponiendo nuevos requisitos a la producción renovable, de manera que estas fuentes proporcionen servicios auxiliares. La mayor parte de estos servicios se enfocan en mejorar la estabilidad, y la rápida respuesta de la generación renovable tiene un gran potencial en este aspecto. Además de fuentes renovables, dichos servicios pueden ser proporcionados por otros dispositivos que se conectan a la red usando convertidores de electrónica de potencia (por ejemplo, baterías). A pesar del impacto positivo en la estabilidad de la red, la integración masiva de este soporte de red puede provocar inestabilidades (por ejemplo, interacciones entre convertidores). En esta comunicación se estudia la provisión de servicios auxiliares en redes eléctricas de distribución bajo diferentes escenarios de red y con diferentes niveles de integración de renovables. Además de demostrar los efectos positivos de dichos servicios, se presentan algunos casos en los cuales la alta penetración de fuentes renovables puede desestabilizar el sistema. Para estos casos, se comprueba que la problemática se debe a la interacción entre las fuentes renovables y las baterías. El análisis realizado en este documento y en el marco del proyecto europeo DRES2MARKET se centra tanto en la sensibilidad de la tensión de la red como en la estabilidad transitoria. Además, se incluyen resultados de simulación con un modelo de referencia de una red de distribución.

Palabras clave: servicios auxiliares, estabilidad de frecuencia, sensibilidad de tensión, fuentes renovables, baterías.

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución se enfrentan actualmente a cambios significativos en su funcionamiento debido a los niveles cada vez mayores de penetración de fuentes de energía renovable. En este sentido, la estabilidad de la red es uno de los aspectos más afectados. Para abordar este problema, el potencial de las renovables para contribuir a la estabilidad de las redes de distribución ha sido motivo de estudio durante la última década. Los desarrollos iniciales se basaban en las modificaciones de los elementos existentes en la red (transformadores, condensadores, etc.). Estas soluciones se enfocaban en dar soporte de tensión a la red mediante el ajuste de la inyección de potencia reactiva. Por otro lado, el aumento de la penetración de renovables ha dado lugar a la desconexión de generadores síncronos de la red. Esta realidad está provocando una reducción paulatina de la inercia equivalente de la red. Como consecuencia, las fluctuaciones de frecuencia están cada vez más presentes en las redes de distribución. Para abordar este problema, varios autores han propuesto nuevas ideas sobre el soporte de frecuencia utilizando renovables así como otro tipo de generadores que también usan un convertidor como interfaz. Por ejemplo, en [1] se propone utilizar una característica lineal que vincula la frecuencia y la inyección de potencia activa con pendiente ajustable. En [2] se propone que esta característica se adapte frente a cambios en la red con el objetivo de mejorar la estabilidad del sistema.

Otro enfoque para mejorar la contribución de las renovables consiste en imitar la respuesta electromecánica de un generador síncrono. En este caso, el convertidor se suele llamar máquina síncrona virtual (o VSM, en inglés) y aporta unas características inerciales similares a las de una máquina eléctrica real [3]. Varias propuestas ya han abordado la implementación de servicios auxiliares usando VSMs. En [4], se utiliza una VSM para estabilizar un sistema con alta penetración de renovables. En [5] se implementa un algoritmo de control VSM en el sistema de control de la batería conectada a la red.

Además de las propuestas científicas, los organismos reguladores de muchos países europeos han definido normativas con los requisitos operativos de las renovables. Alemania y Francia dieron los primeros pasos en esta dirección, con otros países siguiendo esta senda. Con el fin de simplificar y unificar los requisitos, la Unión Europea (UE) ha definido un conjunto de normas generales de operación [6]. Estos requisitos especifican los servicios que deben ofrecer las renovables para que puedan operar en la red. Además de estas normas generales, los operadores de red pueden especificar otros requisitos en función las necesidades locales de la red.

La UE ha financiado varios proyectos de investigación centrados en diferentes aspectos de la integración de fuentes de energía renovables en la red. Por ejemplo, en el proyecto *GRIDSOL* se desarrolló un algoritmo de control para gestionar la acción combinada de generación fotovoltaica. El objetivo era contribuir para mejorar la estabilidad de la

red. En otro proyecto, denominado DRIvE, se logró un objetivo similar, pero en este caso mediante la coordinación de la respuesta de la demanda. Si bien estos proyectos se centraron en los desafíos técnicos, el proyecto *OSMOSE* propuso la integración de los servicios de apoyo a la red a través de mercados.

El trabajo que aquí se presenta forma parte de los resultados obtenidos en el proyecto de investigación *DRES2Market* (Horizonte UE 2020). En este proyecto, el objetivo es desarrollar un marco integral que facilite la participación de las renovables en los mercados eléctricos y en la provisión de servicios auxiliares. Los esfuerzos se centran en la identificación y mitigación de barreras para la integración de renovables. Las barreras revisadas en el proyecto incluyen restricciones regulatorias y administrativas, así como reglas comerciales restrictivas en el mercado de la energía.

En este artículo se analiza el impacto de la integración de renovables y baterías en redes de distribución. El análisis se centra en la sensibilidad de la tensión de la red y la respuesta transitoria de la frecuencia, ya que estos parámetros juegan un papel importante en la seguridad de las redes de distribución. En primer lugar, se definen varios escenarios de funcionamiento de la red. Estos escenarios incluyen la configuración original de la red, así como varias configuraciones que podrían darse en el futuro. Las configuraciones futuras incluyen mayores niveles de penetración de renovables, el efecto de servicios de red proporcionados por las renovables, así como la integración de baterías que también aportan servicios. Posteriormente, se describen los algoritmos de control usados en las baterías y las renovables. El análisis realizado muestra una mejora generalizada de la tensión de la red y de la estabilidad de la frecuencia una vez activados los servicios mencionados. Sin embargo, los casos con una penetración extrema de renovables dan lugar a efectos indeseables (flujos de energía inversos) o incluso inestabilidades. Los modelos y resultados presentados aquí se han implementado y estudiado utilizando DIgSILENT-PowerFactory.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Descripción de la red

La Fig. 1 muestra el diagrama unifilar de la red estudiada en este trabajo. Se basa en un modelo de referencia utilizado para estudios de integración de renovables en redes de distribución de media tensión (MT) [7]. Está dividido en dos zonas, que están enmarcadas por líneas discontinuas en la Fig. 1. Ambas zonas operan a 20 kV y son alimentadas a través de transformadores separados. Estos transformadores conectan la red de distribución con la red de transporte a 110 kV. Los contactores S_1, S_2 y S_3 ubicados en la red permiten operar la red con diferentes configuraciones. Aquí, el contactor S_1 se deja abierto, mientras que los contactores S_2 y S_3 están cerrados. Esta configuración crea dos zonas separadas (Alimentador 1 y Alimentador 2). La topología de red en la primera zona es mallada, mientras que la segunda zona tiene una topología radial. Las líneas de la primera zona se modelan como cables subterráneos, mientras que en la segunda zona se modelan como líneas aéreas. Las topologías y los modelos de línea seleccionados en las dos zonas representan la configuración típica de la red de distribución de MT en áreas urbanas (Alimentador 1) y rurales (Alimentador 2) en Europa.

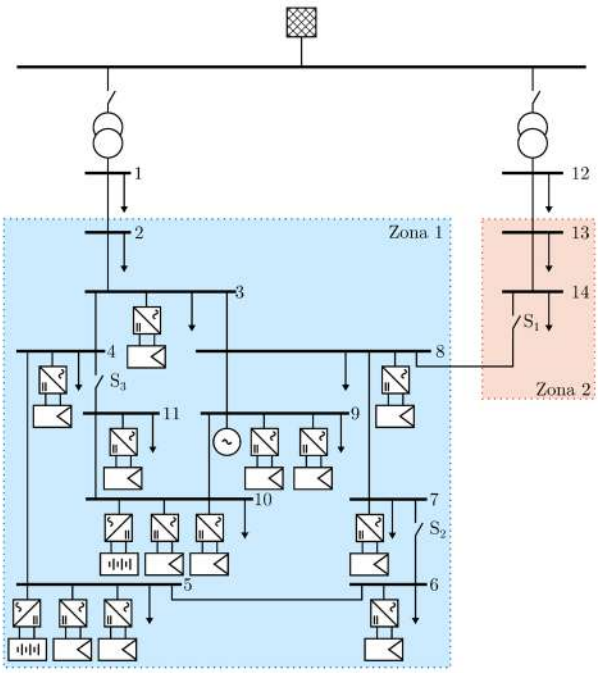


Figura 1.Diagrama unifilar de la red de prueba.

Casos de estudio

En este estudio, se aplican dos modificaciones en la red al modelo descrito en [7]. En primer lugar, en el embarrado 9 se conecta una planta de generación combinada de calor y electricidad, la cual se modela como un grupo electrógeno convencional. En segundo lugar, las fuentes de energía restantes en la red se modelan como paneles fotovoltaicos. Como se especifica en [7], dos baterías están conectadas a los embarrados 5 y 10. Tanto los paneles fotovoltaicos como las baterías se conectan a la red mediante convertidores de potencia trifásicos y aplican sus propios algoritmos

de control. Los casos de estudio utilizados en este análisis representan la red de distribución de MT en su forma actual, así como sus posibles modificaciones futuras mencionadas anteriormente. Los casos de estudio son los siguientes:

- Caso 1: Se estudia la red en su etapa actual. En este caso, las renovables no están obligadas a ofrecer ningún servicio de apoyo a la red. Por lo tanto, entregan la energía disponible de la fuente de energía primaria y no actúan sobre los cambios en la red.
- Caso 2: En este caso se aplican las normas impuestas por el operador del sistema de distribución. Por lo tanto, se espera que las renovables actúen sobre los cambios en los niveles de frecuencia y tensión de la red, ajustando su inyección de potencia activa y reactiva. Se aplica el mismo código de red en los siguientes casos.
- Caso 3: Aquí, la penetración de renovables aumenta al 50%. Esto representa un proceso definido como "repotenciación" (*repowering)*, donde los dispositivos existentes son reemplazados por otros más nuevos y con mayor potencia nominal.
- Caso 4: Este caso se basa en el segundo caso. Además, se añaden baterías para dar apoyo a la red. Se utiliza un algoritmo de control tipo VSM.
- Caso 5: Aquí, la capacidad total instalada de renovables se incrementa tres veces. Este escenario presenta el caso en el que la cantidad de renovables conectadas a la red excede significativamente las especificaciones iniciales. Aunque se aumenta el nivel de penetración de renovables, no se supera la capacidad de las líneas y otros elementos de la red.
- Caso 6: En este caso, se utilizan baterías con el mismo algoritmo de control que en el Caso 4, y se se conectan a la red del Caso 5.

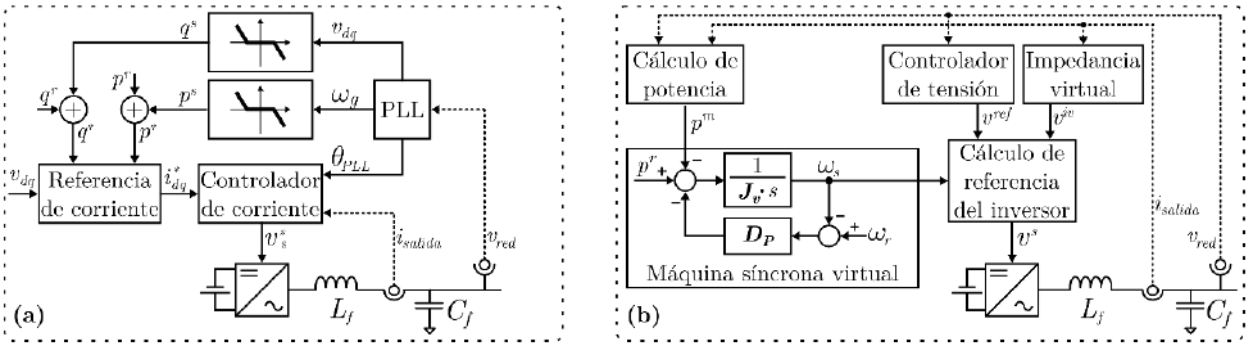
GENERACIÓN CON INTERFAZ DE CONVERTIDOR

En esta sección, se explica la etapa de potencia y los algoritmos de control, tanto para los paneles fotovoltaicos como para las baterías. Las etapas de potencia de ambos elementos son idénticas. Incluyen un convertidor CC-CA trifásico con un filtro *LC* en el lado de CA. La fuente de energía primaria en el lado de CC se modela como una fuente de tensión ideal. Por tanto, la dinámica de la tensión del lado de CC no se ha tenido en cuenta, aunque es de interés para trabajos futuros.

Algoritmos de control de las fuentes renovables

La etapa de potencia y los algoritmos de control se muestran en la Fig. 2 (a). Los convertidores deben operar como seguidores de la red. En este caso, se implementa sistema de bloqueo de fase (PLL). Este sistema estima la frecuencia de la red, así como la fase y magnitud de la tensión en el punto de conexión (POC). La entrega de potencias activa y reactiva requeridas se logra utilizando el control de corriente. Las referencias de potencia se utilizan para calcular las referencias de corriente de salida del convertidor. Posteriormente, el controlador de corriente regula la corriente de salida del convertidor i_{out} y garantiza que la potencia especificada se suministre a la red.

Figura 2. Algoritmos de control de las fuentes renovables y de las baterías.



El operador del sistema de distribución especifica el tipo de soporte de red en un código de red [8]. Por lo tanto, puede diferir según la ubicación geográfica de las renovables y la potencia nominal. Aquí, se implementan las regulaciones más comunes. El soporte de la frecuencia de la red (tensión) se logra ajustando la referencia de potencia activa

(reactiva). La característica de ajuste aumenta la referencia de potencia activa (reactiva) a medida que disminuye la frecuencia (tensión) de la red, y viceversa. El ajuste se aplica solo si la frecuencia de la red (tensión) está fuera de su rango nominal. La forma de las características de ajuste se muestra en Fig. 2 (a). Aquí, las pendientes se establecen en 2% y 8% para la potencia activa y reactiva, respectivamente. El rango nominal es ±0.01 p.u., tanto para soporte de frecuencia como de tensión.

Algoritmos de control de batería

La etapa de potencia de la batería y el algoritmo de control se muestran en la Fig. 2 (b). El algoritmo de control de la batería consta de varios lazos de control, organizados en una estructura en cascada. El controlador de tensión regula la magnitud de la tensión en el POC. Luego, se agrega una impedancia virtual para evitar interacciones con otros elementos de la red. Estos dos lazos de control definen la referencia de tensión de salida como:

$$v^s = v^{ref} - v^{vi}$$

donde v^s es la referencia de tensión de salida del convertidor, v^{ref} es la referencia de tensión definida por el controlador de tensión y v^{vi} es la caída de tensión calculada por la impedancia virtual. Se introduce una máquina síncrona virtual para definir la frecuencia de la tensión de salida. La frecuencia de salida se define como:

$$\omega_s = \frac{p^r - p^m - D_P \cdot (\omega_r - \omega_s)}{J_V \cdot s}$$

donde p^r y p^m son la referencia y las potencias activas medidas, respectivamente, w_r y w_s son la referencia y la frecuencia calculada, D_P es la fricción virtual, J_V es la inercia virtual y s es el operador de Laplace.

Sensibilidad de tensión y estabilidad de frecuencia

Los indicadores utilizados para el análisis de sensibilidad de tensión son:

$$\frac{dV_i}{dP_j} = \frac{V_i^2 - V_i^1}{P_j^2 - P_j^1},$$
$$\frac{dV_i}{dQ_j} = \frac{V_i^2 - V_i^1}{Q_j^2 - Q_j^1}, \quad i \in \mathbb{B}, \quad j \in \mathbb{L}$$

donde B y L son los subconjuntos de embarrados y cargas de la de la red, respectivamente. Los superíndices 1 y 2 representan los valores medidos antes y después de las perturbaciones.

El análisis de la frecuencia de la red se basa en simulaciones transitorias. En las redes de distribución, los parámetros *RoCoF* y *nadir* son importantes para las protecciones, así como en la implementación de esquemas de deslastre de carga. Aquí, se supone que la red de distribución está conectada a una red de transporte de baja inercia. El modelo de red utilizado en este estudio incluye la ecuación dinámica que vincula la potencia activa y la frecuencia [9]:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_D(\omega_r - \omega))$$

donde ω es la frecuencia de la red, ω_r es la frecuencia de referencia, T_m y T_e son el par mecánico y eléctrico, H es la inercia de la red y K_D es el coeficiente de amortiguamiento de la red. Para analizar la estabilidad de la frecuencia de la red, se aplican indicadores más comunes:

- *RoCoF*: Tasa de cambio de frecuencia, que define el cambio en la frecuencia a lo largo del tiempo [10]. En este estudio, el RoCoF se calcula a partir de la frecuencia estimada de la siguiente manera:

  $$RoCoF = \frac{\omega_2 - \omega_1}{\Delta t}$$

  donde t es el intervalo de tiempo, mientras que ω_2 y ω_1 son los valores de frecuencia al principio y al final del intervalo. Aquí el intervalo de tiempo se establece en 10 ms.
- *Nadir*: Un indicador que representa el valor de frecuencia mínima durante el transitorio [10].

RESULTADOS

La fig. 3 muestra los resultados del análisis de sensibilidad de tensión para los Casos 1, 4 y 5. En el Caso 1, la sensibilidad de la tensión frente a los cambios de las potencias activa (Fig. 3 (a)) y reactiva (Fig. 3 (d)) es comparable. Esto es de esperar ya que en las redes de distribución ambos componentes de la potencia afectan a los perfiles de tensión. Además, las tensiones en los nodos 5-7 fueron los más afectados, mientras que el nodo 3 fue el menos afectado. Este es el resultado de la topología de red seleccionada en Alimentador 1, donde los nodos 5-7 son los más alejados de la red principal, mientras que el nodo 3 es el más cercano a la red principal. Luego, el análisis para el Caso 4 (Fig. 3 (b), y (e)) muestra una mejora general de la sensibilidad de la tensión. Los perfiles de tensión en toda la red han mejorado debido al soporte de red combinado de las renovables y las baterías. Los resultados para el Caso 5 mostraron cambios significativos en los perfiles de tensión. Esto se debió a una mayor inyección de potencias activas y reactivas para la misma perturbación. Como consecuencia, el flujo de potencia reactiva cambió hasta el punto en que un aumento en la demanda de potencia reactiva provoca un aumento de las tensiones en la red (observe los valores de índices positivos en la Fig. 3 (f). La Fig. 4 muestra la respuesta transitoria de tensión del Caso 6, que es inestable. Esto es consecuencia del aumento significativo del nivel de penetración de renovables y la integración de baterías. La inestabilidad se produce cuando tanto las fuentes de energía renovable como las baterías actúan sobre el aumento de la demanda en la red.

En Fig. 5 se muestra la respuesta transitoria del sistema bajo el incremento de la demanda para cinco casos. La desviación de frecuencia del sistema (Fig. 5 (a)) muestra el impacto positivo de los servicios de soporte de frecuencia de la red. La desviación de frecuencia se redujo significativamente en cualquier caso con los servicios de soporte de frecuencia de la red (Casos 2-5). Además, el aumento de la potencia renovable instalada dio como resultado una respuesta transitoria de frecuencia mejorada, al disminuir el RoCoF y el Nadir. Luego, en el Caso 4, al conectar la batería, el RoCoF y el Nadir mejoraron aún más. Se puede observar que el RoCoF logrado en el Caso 4 fue idéntico al obtenido en el Caso 5. Esto fue el resultado de la provisión de inercia virtual de la batería. En la Fig. 5 (b) se muestra la potencia renovable total entregada a la red para soporte de frecuencia. En general, cuanto mayor sea el nivel de penetración de renovables, mayor será la inyección de potencia activa para el soporte de la red para la misma perturbación. Entonces, la potencia total entregada por las renovables en el Caso 4 fue menor, en comparación con el Caso 2. Esto se debió a la inyección de energía activa por parte de la batería en el Caso 4 Fig. 5 (c).

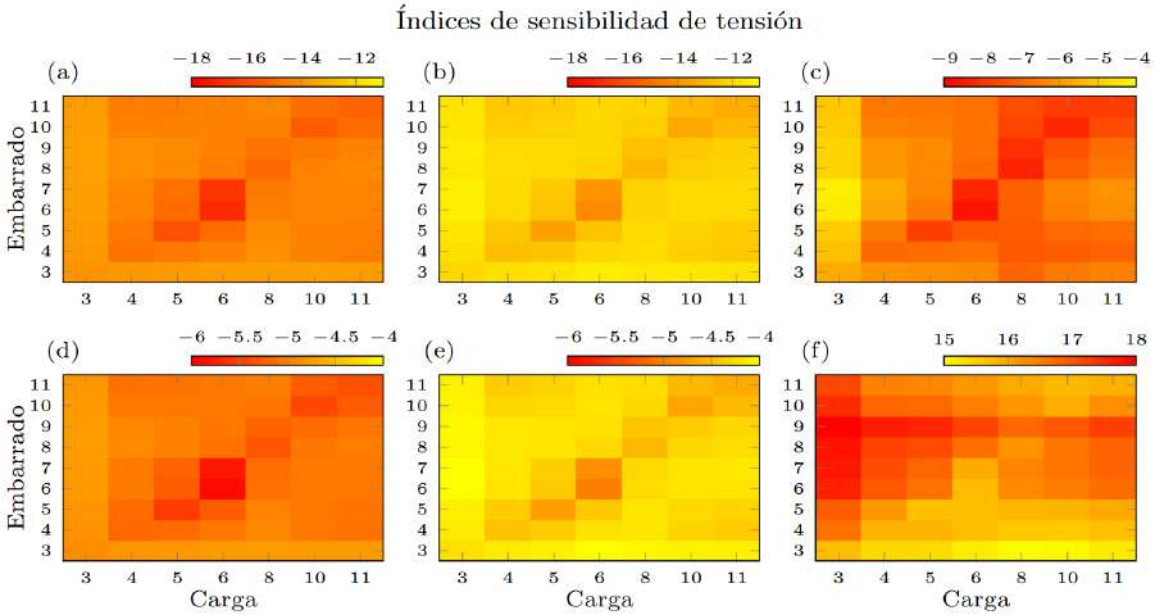


Figura 3. Indicadores de sensibilidad de tensión.

CONCLUSIONES

En este artículo se ha estudiado la provisión de servicios auxiliares de red mediante renovables y baterías en redes de distribución. El análisis se realizó tanto para la frecuencia de la red como para el soporte de tensión. Para ello, se examinó la configuración original de la red de distribución y varios posibles escenarios futuros. Los escenarios futuros incluían tanto un mayor nivel de penetración de renovables como la provisión de servicios de soporte de red por parte de las renovables. Además, se ha analizado la integración de baterías con capacidades de soporte de red.

Los resultados han mostrado la necesidad de implementar servicios de apoyo a la red en las redes de distribución eléctrica. Se ha demostrado que dichos servicios tienen un impacto positivo general tanto en la frecuencia de la red como en los perfiles de tensión. Con un aumento de los niveles de penetración de renovables, los beneficios de los servicios de soporte de red se volvieron más significativos. La integración de las baterías con los servicios de soporte de la red resultó en una mejora tanto de la estabilidad de los transitorios de frecuencia como de la sensibilidad de la tensión. Sin embargo, un aumento excesivo de la penetración de renovables ha resultado en flujos de energía inversos. Esto implica que los mayores niveles de penetración de renovables deben cumplirse con la revisión de los controladores existentes y las áreas de control en la red. Sin dicha revisión, puede ocurrir una interacción no deseada entre los dispositivos, lo que lleva a la inestabilidad del sistema.

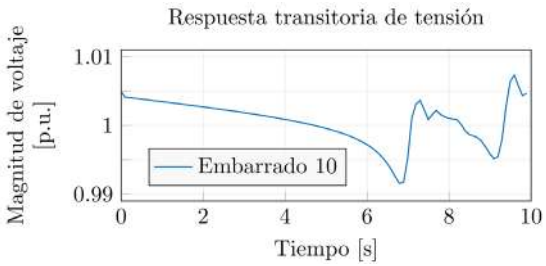


Figura 4. Inestabilidad de tensión en el Caso 6

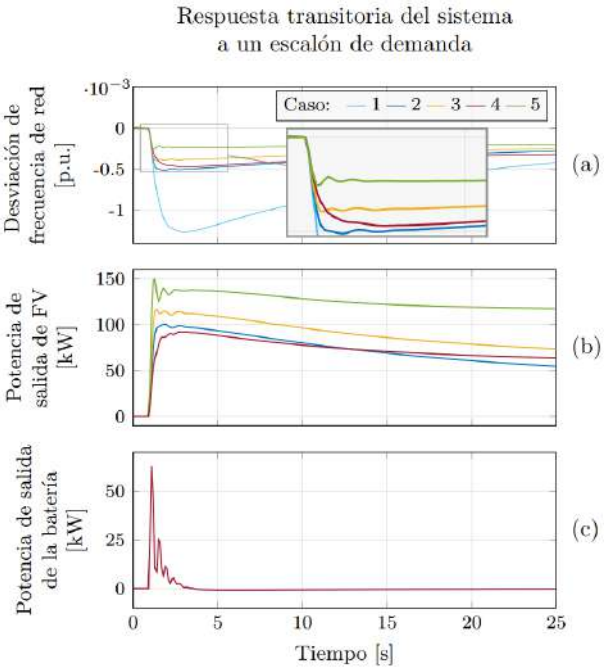


Figura 5.Respuesta transitoria de frecuencia

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido financiado por: PROMINT-CM Ref: P2018/EMT4366, DRES2MARKET Grant Agreement 952851 y la ayuda Juan de la Cierva Inc. IJC2019-042342-I.

REFERENCIAS

[1] W. Zhang, A. M. Cantarellas, J. Rocabert, A. Luna, and P. Rodriguez, “Synchronous power controller with flexible droop characteristics for renewable power generation systems,” IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 7, no. 4, 2016.

[2] M. H. Marzebali, M. Mazidi, and M. Mohiti, “An adaptive droop-based control strategy for fuel cell-battery hybrid energy storage system to support primary frequency in stand-alone microgrids,” Journal of Energy Storage, vol. 27, 2020.

[3] Q.-C. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, 2011.

[4] S. Sakaeda, M. Asano, S. Sugimoto, S. C. Verma, R. Uda, and K. Kuroda, “Studies on stabilizing a massive pv penetrated power system using vsg,” 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2017.

[5] M. A. Torres L., L. A. C. Lopes, L. A. Mor´an T., and J. R. Espinoza C., “Self-tuning virtual synchronous machine: A control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control,” IEEE Trans. On Energy Conversion, vol. 29, no. 4, 2014.

[6] Council of European Union, “Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks, en50438,” 2013.

[7] K. Strunz et al., “Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources,” CIGRE, 2014.

[8] R. E. de España, Technical norm of supervision on electrical generation modules according to EU Regulation 2016/631

[9] P. Kundur, N. Balu, and M. Lauby, Power system stability and control, EPRI pow. Sys. engineering series. McGraw-Hill, 1994.

[10] ENTSOE, “Rate of change of frequency (rocof) withstand capability,” ENTSOE, Tech. Rep., 2018

POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA HÍBRIDO PARA PROPORCIONAR CAPACIDADES GRID FORMING AL SISTEMA: PROYECTO INERTIA+

Elyas Rakhshani, Lead Technical Manager, HESStec.; **Jose Manuel Ruiz,** Lead System and Technology Engineer, **Eugenio Dominquez,** CEO, HESStec.
Sergio Martínez Villanueva, Red Eléctrica, y **Javier Renedo,** Red Eléctrica, Redeia, **Miguel Lorenzo,** ELEWIT, Redeia
Luis Reguera Castillo, Iberdrola, España, **Juan Carlos Perez Campion,** Iberdrola España,
Jesús Bernal López, Iberdrola España

Resumen: Actualmente, la mayoría de las plantas de generación renovable no convencional, incluyendo las de generación eólica y fotovoltaica, se conectan a la red mediante convertidores tipo fuente de tensión (Voltage Source Converter, VSC) controlados como "seguidores de red" (grid following, GFL). Los convertidores GFL necesitan tener una red a la que conectarse y no son capaces de crearla por sí mismos. Actualmente existen límites técnicos a la penetración de energías renovables basadas en GFL relacionados con la estabilidad y seguridad del sistema que actualmente se cubren mediante generación síncrona (generalmente plantas de combustible fósil). Esto supone un obstáculo para los objetivos de descarbonización de largo plazo tanto nacionales como europeos. Para superar dichas limitaciones es necesario impulsar la madurez tecnológica de un nuevo paradigma de control de convertidores VSC denominados "grid forming" (GFM) capaces de (a) crear una red y de (b) operar en paralelo con otros dispositivos, mediante mecanismos de auto-sincronización. Los convertidores GFM podrían proporcionar servicios y capacidades similares a las que actualmente prestan los generadores síncronos convencionales. El proyecto INERTIA+ ha consistido en el desarrollo y evaluación en laboratorio de un sistema de almacenamiento híbrido dotado de control grid forming. El proyecto INERTIA+ explora las ventajas tecnológicas del uso de un convertidor GFM haciendo uso de un almacenamiento energético formado por dos tecnologías en paralelo, baterías y bancos de ultra condensadores. En este artículo se resumen los resultados experimentales obtenidos en el proyecto INERTIA+ con este almacenamiento híbrido.El artículo se centrará en las pruebas de (a) black start, (b) resincronización y (c) control de frecuencia (control primario de frecuencia y respuesta inercial).

Keywords: Almacenamiento de energía híbrido, Convertidor de Grid-Forming, Black start, funcionamiento en isla, Control de frecuencia, Regulación de frecuencia rápida (FFR).

INTRODUCCIÓN

Con los objetivos de descarbonizar la generación eléctrica, se ha ido observando un incremento paulatino pero sostenido en el nivel de penetración de tecnologías de generación eléctrica renovable (principalmente energía solar y eólica), cuyo interfaz con la red son convertidores que necesitan de una red impuesta (y por ello llamados *Grid Following,* GFL o seguidores de red) para poder inyectar su producción. La instalación de estos parques ha desplazado la generación tradicional térmica (basada en combustibles) basada en generadores síncronos. Con el aumento del nivel de penetración de la generación renovable, se ha ido observando un debilitamiento en la red que, en última instancia, conlleva un límite técnico en el nivel de penetración de generación renovable basada en convertidores GFL. Estas limitaciones pueden ser superadas con la instalación de convertidores *Grid Forming* o GFM (o formadores de red). Sin embargo, dependiendo de los servicios que se le requieran a estos convertidores GFM, es muy probable que requieran de algún tipo de almacenamiento energético conectado al convertidor, usualmente baterías conectadas al bus de corriente continua. El proyecto INERTIA+ ha consistido en el desarrollo y evaluación en laboratorio de un sistema de almacenamiento novedoso dotado de control grid forming. Con el fin de hacer uso de las mejores tecnologías en la actualidad para un rango de servicios completo, el sistema de almacenamiento híbrido ha constado de un banco de ultra-condensadores (UCAP) combinado con baterías de almacenamiento electroquímico. Los resultados han demostrado la capacidad del sistema combinado para funcionar en modo GFM proporcionando entre otros servicios, regulación de potencia, funcionamiento en isla alimentando carga, reposición del servicio, amortiguamiento de oscilaciones y emulación de inercia, entre otros. Asimismo, se ha podido constatar que el uso de los ultracondensadores disminuye el estrés térmico (y degradación) de la batería.

En este artículo se presenta una prueba de concepto de convertidores "formadores de red" (grid forming), incluyendo los resultados experimentales obtenidos en el proyecto INERTIA+. El artículo se centrará en las pruebas de (a) black start y (b) control de frecuencia (control primario de frecuencia y respuesta inercial). En el proyecto INERTIA+ participan Hesstec, Iberdrola Renovables y REDEIA (Red Eléctrica y Elewit).

CONVERTIDOR GRID-FORMING CON ALMACENAMIENTO HÍBRIDO

La *Figura **1*** muestra el esquema de control del convertidor GFM con almacenamiento híbrido desarrollado por Hesstec. En este artículo se denominará GFM-HESS, por las siglas en inglés "Hybrid Energy Storage System"). El convertidor GFM se conecta a la red eléctrica por el terminal de corriente alterna (Alternating Current, AC). En el terminal de corriente continua (Direct Current, DC) del convertidor GFM se conecta la fuente primaria de energía que en el caso del presente artículo, es un sistema de almacenamiento de energía combinado para proporcionar servicios al sistema. El esquema general de control del convertidor GFM de la Figura 1 se divide en 4 capas: CTRL1, CTRL2, CTRL3 and CTRL4.

- CTRL1: Lazo de control interno de corriente del convertidor GFM-HESS.
- CTRL2: Lazo de control externo de tensión del convertidor GFM-HESS. Este lazo de control se encarga de controlar la tensión de AC en el punto de conexión en magnitud y en ángulo (que se traduce en magnitud de la tensión y la frecuencia virtual).
- CTRL3: Controles suplementarios de auto-sincronización y servicios de red. Este lazo de control proporciona las referencias de módulo de tensión y ángulo del CTRL2. El mecanismo de auto-sincronización sirve para que el convertidor pueda operar en sincronismo con una red arbitraria, que puede ser pasiva o puede tener generación. Hay distintas variantes de mecanismos de auto-sincronización, tales como el control droop potencia frecuencia (P-f) o control de máquina síncrona virtual (virtual synchronous machine, VSM) entre muchas otras variantes. Este mecanismo se traduce en una salida de referencia de ángulo, que será entrada del CTRL2. Además de la necesaria auto-sincronización del convertidor, este lazo de control servirá para proporcionar servicios a la red. Por ejemplo, control de frecuencia (control primario de frecuencia, emulación de inercia), control de tensión o amortiguamiento de oscilaciones, entre otros. La Figura 2 muestra los lazos de control suplementarios utilizados: control VSM (emulación de generador síncrono) con las características electromecánicas y droop potencia-reactiva tensión.
- CTRL4: Optimización del sistema. En esta capa de control se decide el punto de operación en régimen permanente del sistema. Este es un control centralizado y se encarga enviar las consignas a los distintos convertidores del sistema (consignas del CTRL3). El punto de operación depende de un algoritmo de optimización y podrá variar dependiendo de la aplicación. Esta capa de control se conoce Energy Management System (EMS) en el contexto de microrredes. La *Figura **3*** muestra un convertidor conectando energía renovable no convencional (por ejemplo, energía eólica o fotovoltaica) y el convertidor GFM-HESS con almacenamiento híbrido conectados a la red.

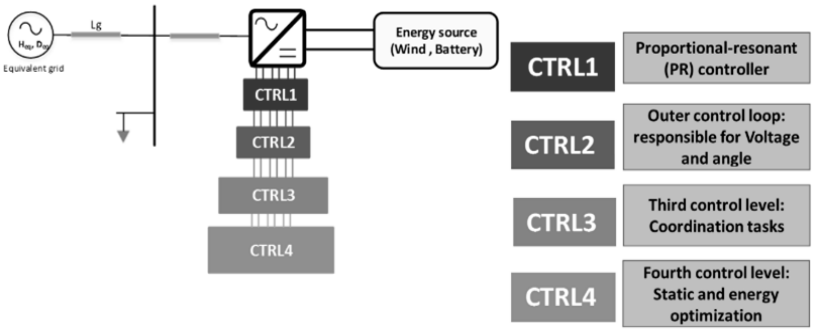


Figura 15: Esquema de control del convertidor GFM con almacenamiento híbrido.

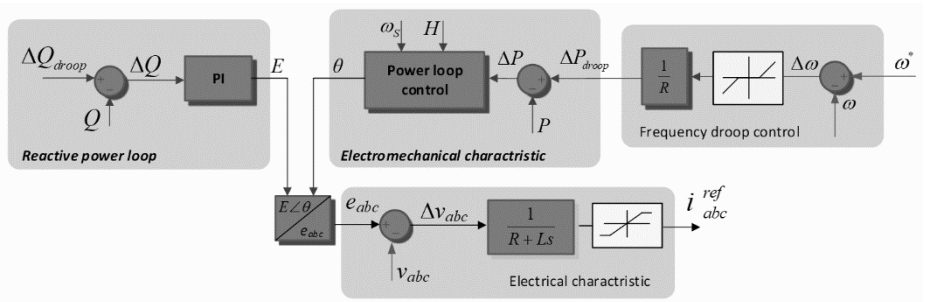


Figura 16: Control suplementario del convertidor GFM con almacenamiento híbrido (CTRL3).

El sistema de almacenamiento de energía híbrido del convertidor GFM-HESS propuesto por Hesstec consta de dos partes:

- Batería electroquímica: Este sistema de almacenamiento se utiliza para proporcionar energía durante tiempos largos, evitando carga/descargas rápidas de la batería, que pueden degradarla. Por ejemplo, una aplicación sería suministro de energía del convertidor GFM-HESS a una red pasiva durante horas. Este tipo de sistemas de almacenamiento se suele conocer como sistemas de almacenamiento con aplicación "energía".
- Banco de ultra-condensadores: Este sistema de almacenamiento se utiliza para proporcionar energía durante de forma rápida, pero durante tiempos relativamente cortos. Por ejemplo, una aplicación sería control primario de frecuencia y respuesta inercial del convertidor GFM-HESS. Este tipo de sistemas de almacenamiento se suele conocer como sistemas de almacenamiento con aplicación "potencia".

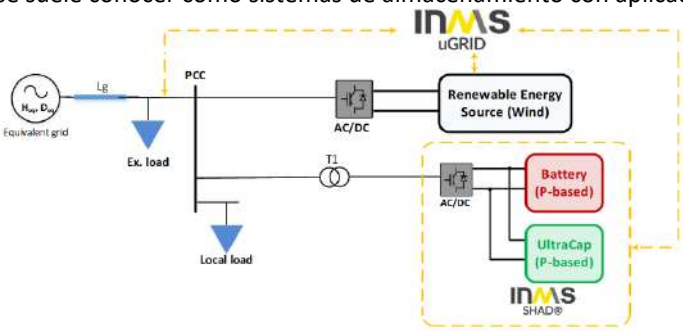


Figura 17: Convertidor de energía renovable y convertidor GFM con almacenamiento híbrido conectados a red

La combinación de ambas tecnologías de almacenamiento hace que el convertidor GFM-HESS sea extremadamente flexible y sea capaz de proporcionar servicios a la red de distinta naturaleza.
Entre las aplicaciones y servicios de red estudiados en el proyecto INERTIA+ se encuentran:

- Suministro a red pasiva
- Arranque en negro (black start)
- Operación en isla
- Transición entre modo conectado a red y modo isla
- Funcionamiento conectado a red y operación en isla
- Transición modo conectado a red a modo isla
- Transición modo isla a red a modo conectado a red: re-sincronización con la red
- Control de frecuencia
- Control primario de frecuencia (estatismo P-f)
- Respuesta inercial
- Control de tensión
- Control de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas (controles Power Oscillation damping, POD)
- Mejora de la estabilidad del sistema redes con tensión y frecuencia degradadas

RESULTADOS EXPERIMENTALES

En esta sección se presentan algunos resultados experimentales obtenidos en el proyecto INERTIA+. Las pruebas se llevaron a cabo en el laboratorio GridLab de Hesstec, que se encuentra en Paterna, Valencia, España. Las instalaciones pertenecen al Instituto Técnico de la Energía (ITE). La *Figura **4*** muestra el banco de pruebas del laboratorio GridLab. El sistema consiste en una microrred corriente alterna / corriente continua (AC/DC) con flexibilidad para analizar distintas configuraciones. Los parámetros principales de banco de pruebas se recogen en la *Tabla **1***. Los elementos principales de sistema son:

- Redes AC y DC con posibilidad de distintas configuraciones
- Red eléctrica, que puede ser conectada o desconectada con un bypass.
- Convertidor HESSTEC (GFM-HESS): Es el convertidor GFM con almacenamiento híbrido (batería y banco de ultracondensadores). Es el convertidor de interés para las pruebas.

- PSC1 y PSC2: Convertidores para extraer energía de la red. La fuente primaria de energía de los convertidores PSC3 y PSC4 vendrá de los convertidores PSC1 y PSC2.
- PSC3: Convertidor GFL, que se utiliza para emular consumos o fuentes de generación renovables
- PSC4: Convertidor GFM, que se utiliza para emular la red, Generador síncrono y Cargas (resistencias).

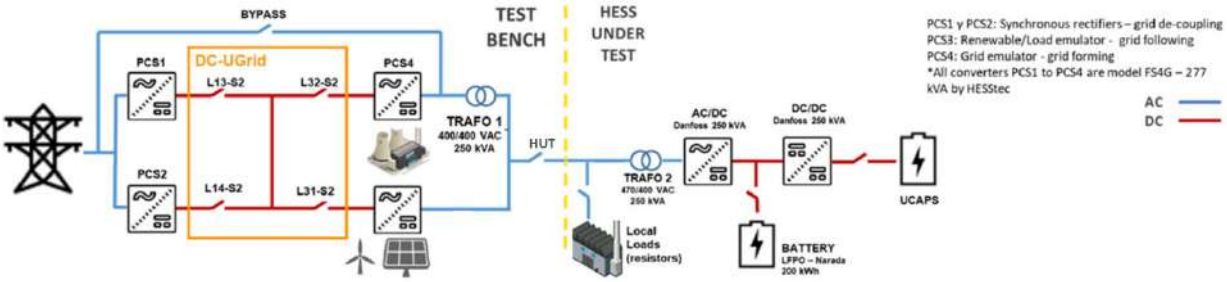


Figura 18: Banco de pruebas del laboratorio GridLab (Hesstec).

Tabla 6: Parámetros principales del banco de pruebas del laboratorio Gridlab (Hesstec).

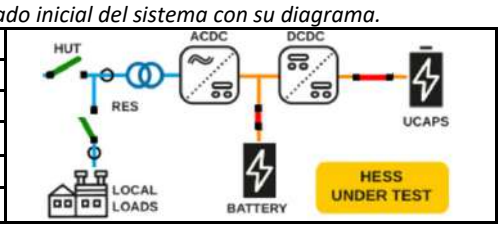
Benchmark Parameter	Value	Parameter	Value
Grid nom Voltage	400 V	Trasformer1 Grid/VSC side	400/400 V (250 kVA)
Grid nom Frequency	50 Hz	Nominal DC volt	600 Vdc
VSCs' Rated current	390 A	Frequency droop	2%
VSCs' Rated kVA	250 kVA	Voltage droop	5 %
VSCs' rated kW	233 kW	Voltage Rise time	100 ms
Trasformer2 Grid/VSC side	400/470 V (250 kVA)	Emulated inertia (H)	1 s

Test 1: Arranque en negro (black start) y operación en isla

En esta prueba, el sistema de la *Figura **4*** se encuentra desenergizado y se arranca únicamente con el convertidor GFM-HESS. La *Tabla **2*** muestra el estado inicial del sistema. La *Figura **5*** muestra la tensión en el punto de conexión del convertidor GFM-HESS y su inyección de corriente (en el nudo de alta del transformador 2 de la *Figura **4***). El sistema se arranca de forma suave y se alcanza una tensión estable para el sistema aislado. En la corriente se puede observar las componentes de *Inrush* durante la energización del transformador. De los resultados experimentales se concluye que el convertidor GFM-HESS es capaz de realizar un arranque en negro y de operar en isla.

Tabla 7. Test 1, Arranque en negro. Estado inicial del sistema con su diagrama.

Benchmark Parameter	Value
HUT a red	abierto
PCS4 and PCS3	0 MW (desconectado)
P GFM-HESS	0 MW
SOC-Batería	42 %
SOC-UCAP	71.2 %



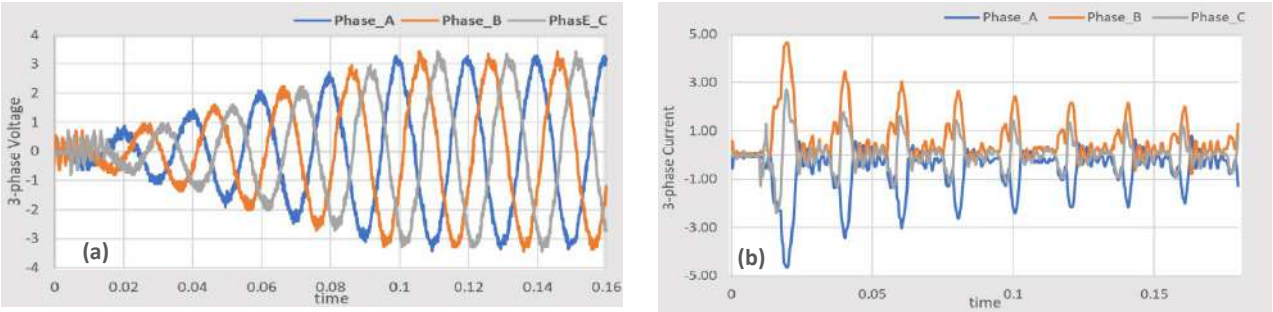


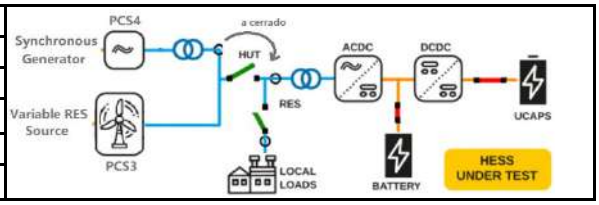
Figura 19: Test 1: Arranque en negro. (a) Tensión en el nudo de conexión del convertidor GFM-HESS y (b) su inyección de corriente.

Test 2: Resincronización con la red

En esta prueba se estudia el proceso de sincronización del sistema aislado (microrred) que contiene el convertidor GFM-HESS con la red eléctrica. Para ello, el convertidor GFM-HESS utiliza un error de sincronización que consiste en la diferencia de ángulos del punto de conexión de la microrred y de la red eléctrica. La *Tabla **3*** muestra el estado inicial del sistema para esta prueba. La *Figura **6*** los resultados de la resincronización de la microrred aislada con la red eléctrica. El procedimiento es el siguiente: en un principio la microrred está aislada y el control específico para resincronización está desactivado. Posteriormente, el control específico de sincronización se activa. Esto se traduce en que el convertidor GFM-HESS controla la frecuencia al mismo valor de frecuencia que tiene la red eléctrica. El último paso es cerrar el interruptor (interruptor HUT de la *Figura **4***). En la *Figura **6*** se observa un transitorio en el momento de realizar la sincronización. El convertidor GFM inyecta la potencia activa necesaria para realizar la resincronización. Gracias a la rápida respuesta de UCAP se obtiene una dinámica suave con una oscilación bien amortiguada.

Tabla 8. Test 2; Resincronización con la red. Estado inicial del sistema con su diagrama.

Benchmark Parameter	Value
HUT	abierto
PCS3 and PCS4	0 MW (conectado)
P GFM-HESS	9 kW
SOC-Batería	42 %
SOC-UCAP	71.2 %



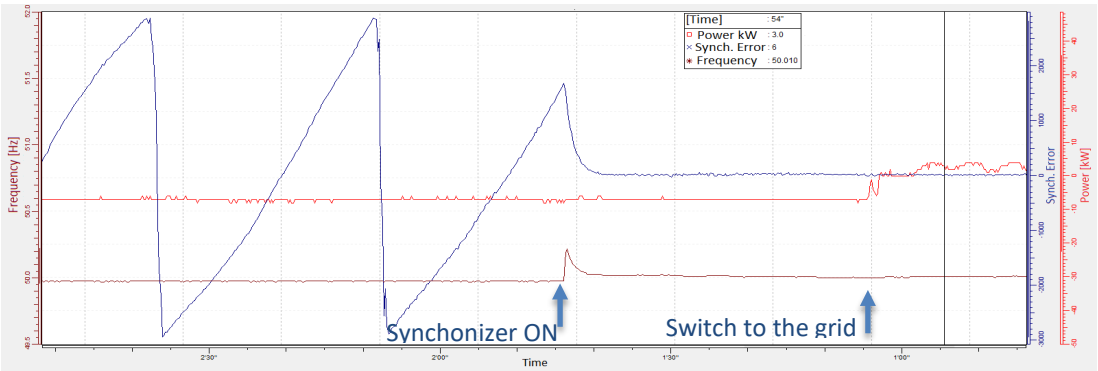


Figura 20: Test 2: Resincronización con la red. Sincronizador OFF en modo isla, sincronizador ON en modo isla y sincronizador ON cuando la microrred se conecta a la red. (a) Potencia inyectada por el GFM-HESS (kW), (b) error de sincronización (radianes) y (c) frecuencia de la microrred aislada (Hz).

Test 3: Control de frecuencia

En esta prueba se verifica el comportamiento del control de frecuencia de convertidor GFM-HESS. El esquema del control de frecuencia del convertidor es el de la *Figura **2***. Consiste en:

- Control primario de frecuencia: Estatismo potencia-frecuencia (ganancia droop). Nótese que este control tiene dos funciones: (a) auto-sincronización natural del convertidor y (b) control primario de frecuencia.
- Emulación de inercia: Momento de inercia J=2H (s).

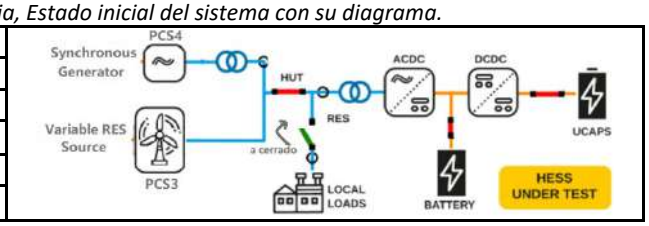
Para esta prueba, el convertidor PSC3 de la *Figura **4*** se comporta como carga y su potencia consumida es oscilante, con el objetivo de causar una frecuencia en la red que no es constante, sino que presenta oscilaciones, tal y como se daría en el caso de una oscilación real interáreas o entre generadores síncronos. Se desea estudiar el comportamiento de un convertidor GFM ante este tipo de eventos. El estado inicial del sistema se muestra en la Tabla 4.

Se comparan dos casos: Caso A: Sin control de frecuencia y Caso B: Con control de frecuencia.

La *Figura **7*** muestra los resultados del ensayo. En el caso A, la frecuencia del sistema presenta cambios grandes, debido a la perturbación periódica introducida por el convertidor PSC3. En cambio, en el caso B el control de frecuencia varía su producción de potencia activa para compensar las variaciones de frecuencia. En la Figura 7 se puede observar que gracias a la rápida respuesta de la UCAP, debido a la rápida inyección de potencia activa de la UCAP, la frecuencia del sistema mejora considerablemente, presentando variaciones muy pequeñas.

Tabla 9. *Test 3: Control de frecuencia, Estado inicial del sistema con su diagrama.*

Benchmark Parameter	Value
HUT a red	cerrado
PCS3 and PCS4	0 MW (conectado)
P GFM-HESS	9 kW
SOC-Batería	42 %
SOC-UCAP	71.2 %



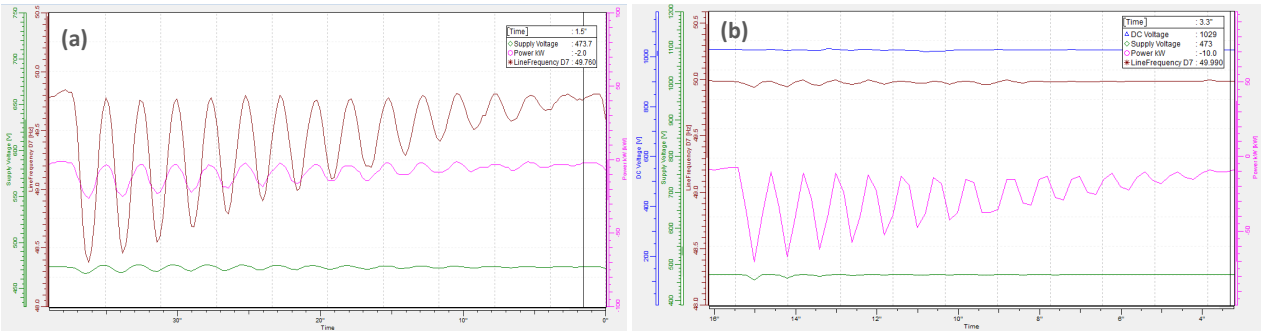


Figura 21: Test 3: Control de frecuencia. (a) sin control de frecuencia, (b) con control de frecuencia.

Tabla 10: Resultados

Mode of test	Under frequency	
Cases	**No VI**	**Con VI**
Droop control [%] (in Hz of GFM control)	10% (5 Hz)	0.1 % (0.05 Hz)
Default ROCOF (0.5 time window) [Hz/s]	0.925	0.08
Default Nadir (peak) [Hz]	51.34	50.04

CONCLUSIONES

Las conclusiones obtenidas en este trabajo son las siguientes:

- Se ha realizado una prueba de concepto de un convertidor grid forming (GFM) con un almacenamiento híbrido en un banco de ensayos experimental.
- Se ha comprobado experimentalmente las pruebas de arranque en negro, resincronización con la red y control de frecuencia con dicho convertidor
- Se ha comprobado la flexibilidad que proporciona un sistema de almacenamiento de energía híbrido para que un convertidor pueda proporcionar distintos servicios a la red.
- Gracias al aporte de inercia de manera inherente y su capacidad de aumentar la estabilidad de los nudos en los que están conectados, los sistemas GFM pueden proporcionar solidez y confiabilidad a la red y actuar como facilitador en el camino a la descarbonización de la futura red al permitir aumentar la penetración de RES. Los sistemas GFM permiten combinar los servicios y capacidades de gestionabilidad y ajuste del sistema que aportan los BESS con la estabilidad indicada.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto Inertia+ ha sido desarrollado por Hesstec y financiado por Iberdrola Renovables y Red Eléctrica (REDEIA).

REFERENCIAS

[1] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, 2012.

[2] E Rakhshani, A Perilla, JLR Torres, FM Gonzalez-Longatt, TB Soeiro, “FAPI controller for frequency support in low-inertia power systems,” IEEE Open Access Journal of Power and Energy 7, 276-286, 2020.

PROYECTO RES+: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO COMO SOPORTE A PARQUES RENOVABLES QUE PERMITEN UNA AMPLIA GAMA DE SERVICIOS DE RED AVANZADOS EN SISTEMAS GRID FOLLOWING: EXPERIENCIA A ESCALA REAL EN ESPAÑA

Elyas Rakhshani, Lead Technical Manager, HESStec.; **Jose Manuel Ruiz,** Lead System and Technology Engineer, HESStec.; **Eugenio Dominquez,** CEO, HESStec.
Mikel Sojo, Innovation Proceses Manager, ACCIONA Energía; **Javier Lasa,** Grid Codes Integration Expert, ACCIONA Energía; **Andrea Molina**, Innovation Research Manager, ACCIONA Energía; **Gustavo Quiñonez**, Grid Codes Integration Expert, ACCIONA Energía
Sergio Martínez Villanueva, System Reliability Expert, Red Eléctrica; **Miguel Lorenzo Sotelo,** Innovation Manager, Elewit

Resumen: Durante el proyecto RES+ se ha implementado en una planta renovable una amplia gama de servicios avanzados de red que mejoran la estabilidad del sistema, su funcionamiento y su fiabilidad, provistos por un sistema de almacenamiento híbrido de manera conjunta con un parque eólico. Estos servicios se caracterizan por tener respuestas temporales muy diversas desde respuesta muy rápidas (>100 ms a 1s), hasta servicios a medio y muy largo plazo (rango de horas a días). Para servicios a medio y largo plazo es posible utilizar batería de alta densidad de energía y baja dinámica. Pero para servicios rápidos como la emulación de inercia, el amortiguamiento de oscilaciones (POD) o la regulación de frecuencia, se requiere el uso de tecnologías específicas como ultracondensadores (UCAPS) o baterías de potencia. Para proporcionar esta gama completa de servicios, el sistema de almacenamiento de energía híbrido utilizado consiste en tecnologías de baterías combinadas con UCAPS, operando conjuntamente y buscando las sinergias entre ellas en tiempo real, sobre convertidores en operación *grid-following*. Tras los resultados obtenidos se concluye que el uso de UCAPS aporta capacidad de proporcionar servicios adicionales, como la emulación de inercia, y que gracias al uso de UCAPS el nivel de estrés sobre las baterías y por ende su degradación, se puede reducir significativamente, lo que permite disminuir el tamaño de la batería (CAPEX), proporcionar una reducción en los costes de operación y mantenimiento de las baterías (OPEX) y aumentar la sinergia con otros servicios mejorando la rentabilidad económica de la instalación.

Palabras clave: Sistema de almacenamiento híbrido, convertidor grid-following, regulación de frecuencia, emulación de inercia, amortiguamiento de oscilaciones.

CONTEXTO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El 23 de junio de 2020 el Gobierno de España aprobó el Real Decreto-ley (RD) 23/2020 con medidas para el despliegue de las energías renovables en España con el objetivo de que antes del año 2050 el sistema eléctrico sea 100% renovable. En concreto, en ese RD se indica que: "*la implantación masiva de generación renovable no gestionable y el cierre de las centrales térmicas están provocando una pérdida de gestionabilidad del sistema, lo que puede poner en riesgo la seguridad del suministro*". Para solventar esa pérdida de gestionabilidad, se inician medidas de carácter urgente hacia la legislación de la figura del almacenamiento, se habilita la hibridación de instalaciones que empleen distintas tecnologías de generación y se eliminan restricciones normativas que dificultaban el diseño eficiente de las instalaciones para un aprovechamiento óptimo del recurso renovable.

El sistema eléctrico tradicional, basado en generadores síncronos (gestionables) de gran tamaño, es capaz de proveer múltiples prestaciones (como por ejemplo la inercia o la potencia de cortocircuito entre otros) necesarias para mantener la estabilidad dinámica del sistema ante determinados eventos en la red y también son los encargados de proveer mayoritariamente los servicios de balance necesarios para poder ajustar el equilibrio entre producción y demanda en cada momento [1]. La creciente penetración de fuentes de generación renovable no gestionable y no síncrona, basadas en convertidores de electrónica de potencia, presenta nuevos retos para la operación estable y segura de los sistemas eléctricos. Esta tendencia es imparable, asociada a la transición energética hacia la sostenibilidad basada en fuentes de energía 100% renovables [2]-[3].

Por ello es necesario resolver diversos retos técnicos y operacionales, así como crear nuevas soluciones y modelos de negocio que den cabida a sistemas híbridos de generación renovable y almacenamiento que sean capaces de ofrecer servicios avanzados de red para garantizar la estabilidad y calidad del suministro a medida que esta generación renovable va desplazando a la basada en generadores síncronos. Estas capacidades desarrolladas serán diferenciales

para el cumplimiento de los futuros, y más exigentes, Códigos de Red tanto en España como internacionalmente, especialmente en sistemas eléctricos con fuerte penetración de renovables y/o sistemas pequeños o débilmente interconectados.

CASO DE ESTUDIO

Para demostrar y evaluar la efectividad de la solución híbrida (HESS) en la provisión de diferentes servicios de red, se ha considerado un emplazamiento genérico. El sistema real a 20 kV en el punto de conexión (planta experimental de Barasoain) se muestra en la Figura 1 y está compuesto por un aerogenerador de 3 MW, dos baterías de 1 MW cada una, una de ellas diseñada para la provisión de energía y otra de potencia, convertidores de electrónica de potencia, banco de UCAPS de 290 kW y transformadores, todo ello conectado al resto del parque eólico y con la red exterior.

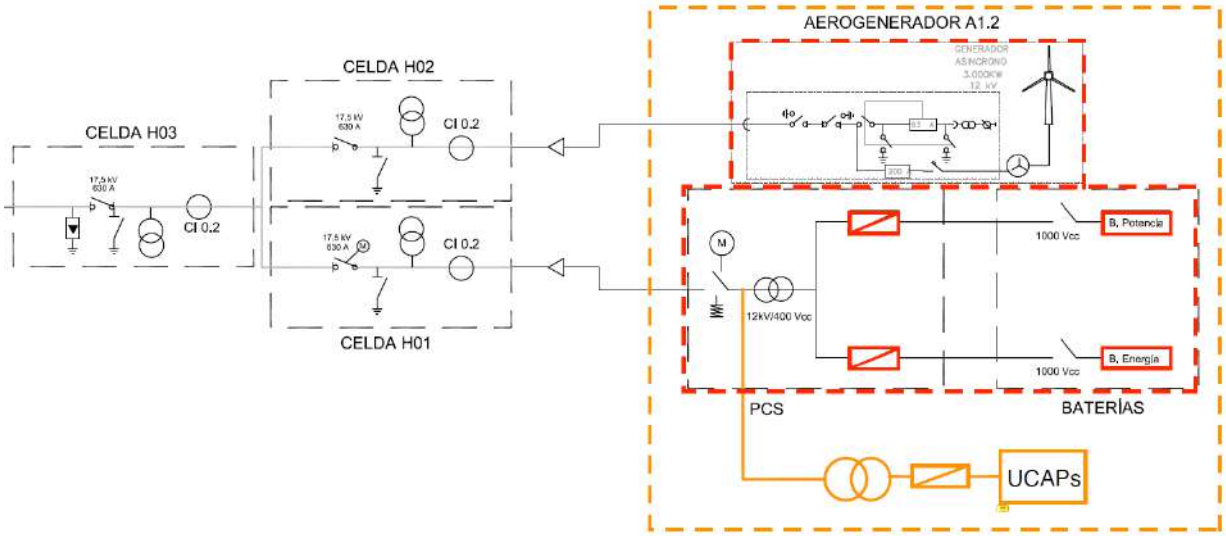


Figura 1. Esquema unifilar del sistema de pruebas real

ESTRUCTURA DE CONTROL

En la Figura 2 se representa la estructura de control jerárquico que lleva a cabo los diferentes niveles de control para unidades de generación conectada a la red mediante convertidores de electrónica de potencia. El primer nivel de control (CTRL1) consta del controlador de corriente interno capaz de proporcionar las consignas de tensión al convertidor. El segundo nivel de control (CTRL2) está relacionado principalmente con los controles del bucle externo y cumplimiento de Códigos de Red y servicios de soporte a red, este control proporciona la señal de entrada adecuada a CTRL1. Es en esta capa donde se implementan principalmente las funcionalidades de red avanzadas del proyecto, tales como: emulación de inercia, POD y regulación rápida de frecuencia, entre otros. En RES+ para el control de la batería se ha implementado un control tipo “droop” mientras que para los UCAPS se ha diseñado un control derivativo. Al combinar estos dos enfoques de control, integrados en una solución híbrida, es posible proporcionar y superponer diferentes tipos de servicios de forma simultánea tales como emulación de inercia y POD junto con regulación rápida de frecuencia. El tercer y el cuarto nivel de control (CTRL3 y CTRL4) están principalmente relacionados con la coordinación y la virtualización de componentes. En estos niveles de control se gestionan diferentes servicios menos intensivos en potencia y con tiempos de respuesta menos exigentes pero que movilizan mayores volúmenes de energía y que generalmente conllevan una retribución relevante por lo que en estos lazos de control también se integran algoritmos de optimización económica.

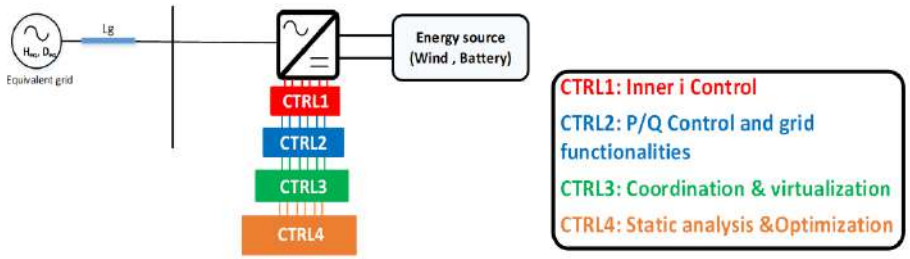


Figura 2. Estructura de control de la planta de generación conectada mediante convertidor para estudios dinámicos

Respuesta inercial (emulación de inercia)

La respuesta inercial consiste en un control continuo capaz de incrementos/disminuciones de gran cantidad de potencia activa proporcionales a la derivada temporal de la frecuencia de la red en el punto de conexión. La técnica utilizada para implementar la emulación de inercia como parte del servicio de respuesta inercial es un control derivativo implementado en el control de los UCAPS de la solución híbrida. La implementación de este control para UCAPS se debe a la rápida capacidad de respuesta de estos elementos para mover una gran cantidad de energía en un período de tiempo muy corto. Adicionalmente, un control proporcional tipo "droop" se ha implementado en las baterías para el respaldo de la respuesta durante eventos más largos. La ganancia del control "droop" (magnitud asimilable al "estatismo" en máquinas síncronas) se debe ajustar de acuerdo con diferentes requerimientos y Códigos de Red para asegurar una regulación óptima de frecuencia. La Figura 3 ilustra el esquema de control de respuesta inercial de la solución híbrida.

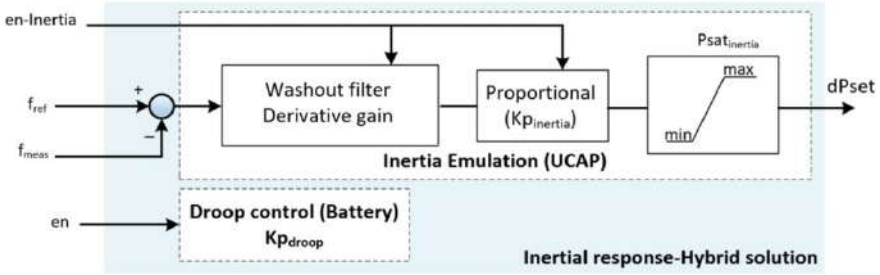


Figura 3. Esquema de control de respuesta inercial

Amortiguamiento de oscilaciones (POD):

El objetivo del control POD es contribuir a mitigar las oscilaciones de baja frecuencia de la red, que típicamente se sitúan en el rango de los 0,1 a 3 Hz. Como se puede apreciar en la Figura 4, la estructura principal del control POD consiste en un filtro paso alto – paso bajo que define los rangos de frecuencia, y un filtro de "lavado" (wash-out) con control derivativo como parte del control de los UCAPS. Las consignas calculadas por está funcionalidad modifican a las de potencia activa de la planta considerando el resto de servicios que estuviera proporcionando.

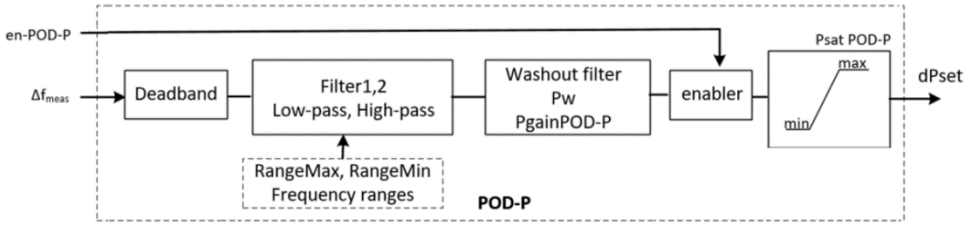


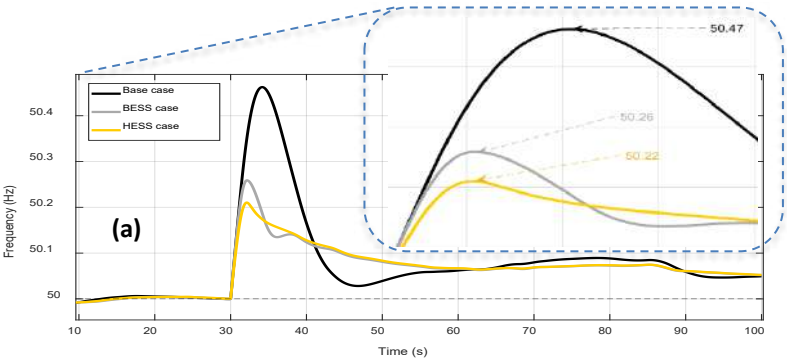
Figura 4. Esquema de control de POD, modo potencia activa..

RESULTADOS DEL PROYECTO

En el proyecto se han probado diversos tipos de servicios con el objetivo de mostrar las ventajas que aportan las soluciones híbridas (Baterías + UCAPS) frente a otras aproximaciones. Estos servicios van principalmente desde servicios rápidos (emulación de inercia, regulación rápida de frecuencia, amortiguación de oscilaciones, desplazamiento de ángulo de fase y huecos de tensión) hasta servicios lentos (como reducción de picos, control de velocidad de rampa y suavizado de potencia). Dentro de la primera fase del proyecto, todos los servicios han sido diseñados y probados dentro de la plataforma de simulación PSCAD/EMTDC y Matlab, y posteriormente en la segunda fase han sido implementados y probados a escala real en la planta experimental de Barasoain (propiedad de Acciona Energía) previamente mencionada y descrita. En el artículo, en aras de la claridad, se presentan y analizan algunos servicios seleccionados de la fase de simulación (regulación rápida de frecuencia y amortiguamiento de oscilaciones), por considerarse los de mayor interés y complejidad desde el punto de vista técnico y donde la aproximación de almacenamiento híbrido aporta mayores ventajas, y los resultados de uno de los test a escala real (regulación rápida de frecuencia).

Resultados de simulación seleccionados

En este test se genera un escalón de carga a los 30 s de la simulación para generar un evento de sobrefrecuencia, y de ese modo analizar y comparar el comportamiento del sistema en tres escenarios: un escenario base ("Base case" en la leyenda de la Figura 5) sin contribución de ningún sistema de almacenamiento, un segundo escenario "BESS case" con la contribución exclusivamente del sistema de baterías (BESS), y un tercer escenario "HESS case" con la contribución de la solución hibrida (BESS + UCAPS). En la Figura 5 se muestra de forma comparativa el comportamiento del sistema en los tres escenarios (a) así como una tabla resumen (b) con el valor máximo del RoCoF (ratio de variación de la frecuencia) y NADIR (valor máximo/mínimo de excursión de frecuencia durante el transitorio).



(b)	ROCOF (Hz/s)	NADIR (Hz)
Base case	0.18	50.47
BESS	0.18	50.26
HESS	0.15	50.22

Figura 5. Test de sobre-frecuencia, a) comparación de escenarios, b) comparativa de valores de RoCoF y Nadir.

Como se muestra en la Figura 5 a) y b), tras una abrupta pérdida de carga en t= 30 s, la frecuencia del sistema en el escenario base se incrementa rápidamente hasta 50,47 Hz que es un valor cercano a los límites admisibles habituales. No obstante, tras la incorporación bien del sistema BESS y, sobre todo, del sistema hibrido HESS (que adiciona UCAPS de 290 kW), el valor de NADIR se reduce considerablemente a 50,26 y 50,22 respectivamente. Igualmente se aprecian mejoras muy significativas en los valores de RoCoF en estos mismos escenarios (BESS y HESS) respecto al escenario base.

En la Figura 6 se presenta la potencia de salida generada/absorbida por las diferentes soluciones de almacenamiento en cada uno de los dos escenarios (BESS y HESS). Como se puede apreciar, la incorporación del sistema de 290 kW de UCAPS en el escenario HESS, se observa la capacidad de esta tecnología para proporcionar una gran cantidad de potencia con un tiempo de respuesta muy corto. El impacto de los UCAPS es visible incluso considerando que en esta simulación no le afecta la limitación física del sistema de baterías utilizado en cuanto a capacidad de carga.

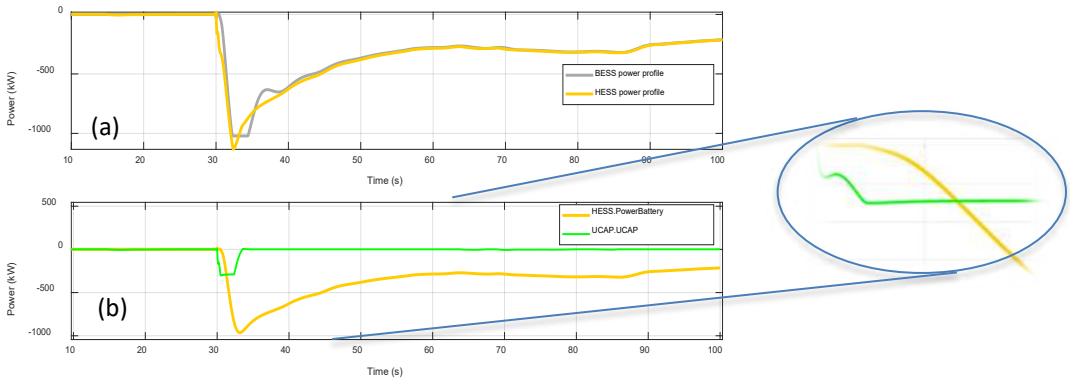


Figura 6. Potencia de los sistemas BESS y HESS durante el evento de sobre-frecuencia.

Otro test interesante es el relativo al amortiguamiento de oscilaciones (POD). El objetivo de este test es evaluar la capacidad del sistema HESS para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia inducidas por la red externa. Como se muestra en la Figura 7, se demuestra que el uso de UCAPS en el sistema HESS (curva amarilla) es capaz de amortiguar las oscilaciones mejor que el sistema BESS (curva gris). De acuerdo con los resultados obtenidos, el sistema HESS es capaz de inyectar/absorber potencia activa para amortiguar las oscilaciones inter-área lo cual se ve reflejado en la reducción del NADIR desde los 49,6 Hz hasta los 49,78 Hz.

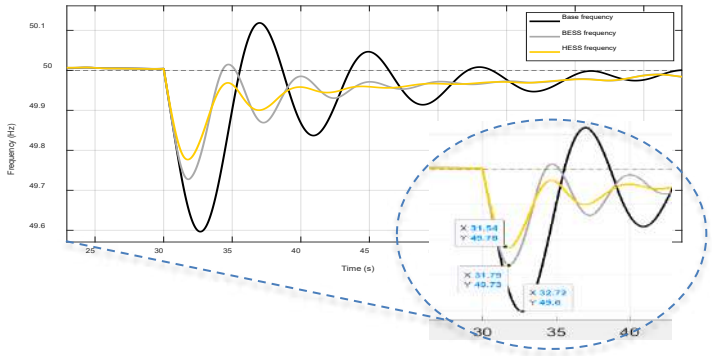


Figura 7. Comparativa de los resultados dinámicos durante el test de amortiguamiento de oscilaciones (POD).

Pruebas experimentales a escala real

Como se ha mencionado previamente, se han ensayado diversos tipos de servicios en la planta experimental de Barasoain. La configuración principal del entorno de ensayo se ha mostrado en la Figura 1. En esta sección se presentan los resultados de las pruebas de emulación de inercia usando únicamente el sistema de baterías (BESS) y el sistema de almacenamiento híbrido completo formado por baterías y UCAPS (HESS) ambos representados en la Figura 8. De acuerdo con los resultados experimentales obtenidos se observa una respuesta dinámica más rápida de los UCAPS. El retraso inicial del sistema BESS es de alrededor de 670 ms con un tiempo de subida de 850 ms (incluyendo el tiempo de retraso) mientras que con el sistema HESS, gracias a la contribución de UCAP, el retraso inicial (220 ms) y el tiempo de subida (380 ms) son mucho menores. Cabe señalar que, si se utilizase un sistema de comunicación más rápido al que actualmente posee la planta experimental donde se han realizado las pruebas, estos valores podrían ser mejores en el futuro.

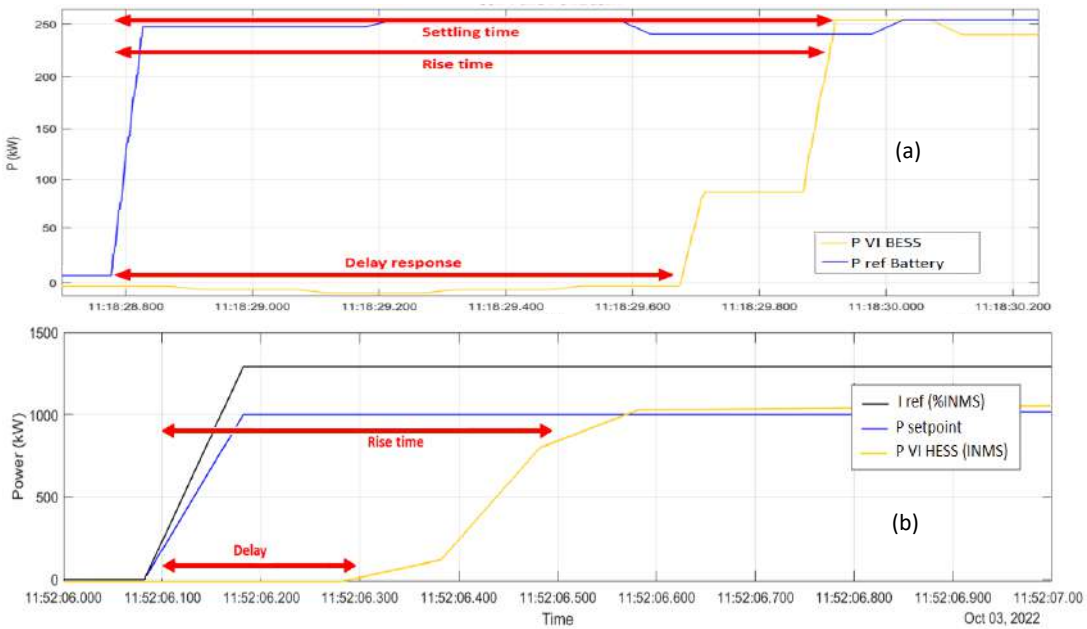


Figura 8. Comparativa de la respuesta dinámica real con BESS y HESS.

CONCLUSIONES

Las principales conclusiones que se pueden extraer de los resultados obtenidos hasta el momento son:

1. El empleo de soluciones de almacenamiento híbridas permite reducir el estrés térmico de la batería debido a cambios bruscos en las consignas de potencia de forma recurrente (cosa que ocurre para ciertos servicios). Estas soluciones permiten proporcionar respuestas con dinámicas más rápidas y servicios combinados de potencia y energía asegurando que la batería es operada dentro de su zona de confort y minimizando su degradación.
2. Incremento de la disponibilidad de las baterías evitando que entren en acción modos de operación limitada (autolimitada por el sistema de control de la batería) tras periodos con requerimientos muy exigentes.
3. Aprovechar la simetría de la velocidad de carga/descarga de los UCAPS y su capacidad para responder de forma continua y repetitiva a requerimientos de potencia sin problemas de degradación. Esta simetría es especialmente relevante ante eventos de sobre frecuencia dado que la capacidad de carga de las baterías suele estar limitada.
4. El empleo de soluciones híbridas permite optimizar la capacidad de la batería orientando su uso hacia la provisión de servicios más intensivos en energía (generalmente retribuidos) evitando así un sobredimensionamiento de ésta y mejorando la rentabilidad económica de la instalación en su conjunto.

REFERENCIAS

[1] J. P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGrawHill, 1994.

[2] E Rakhshani, A Perilla, JLR Torres, FM Gonzalez-Longatt, TB Soeiro, “FAPI controller for frequency support in low-inertia power systems,” IEEE Open Access Journal of Power and Energy 7, 276-286, 2020.

[3] C. Zhang, E. Rakhshani, N. Veerakumar, J. L. R. Torres and P. Palensky, "Modeling and Optimal Tuning of Hybrid ESS Supporting Fast Active Power Regulation of Fully Decoupled Wind Power Generators," IEEE Access, vol. 9, 2021.

ANÁLISIS, DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS BAJO DIFERENTES MODELOS DE GESTIÓN

Claudia Machado Cervera, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Noemi González Cobos, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Julio César Díaz Cabrera, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: La ciudadanía tiene un papel clave en la transición energética y las Comunidades Energéticas representan un instrumento de empoderamiento idóneo para darle un rol activo. Las comunidades energéticas son entidades complejas que pueden adoptar diferentes modelos de negocio en función de su estructura de funcionamiento, constitución legal, mecanismo de financiación, etc. En este sentido, es importante acercar a los consumidores el conocimiento y las herramientas necesarias para evaluar y diseñar una comunidad energética teniendo en cuenta sus necesidades y limitaciones, tanto tecnológicas como económicas. Con el fin de dar respuesta a esta necesidad, se ha desarrollado una herramienta que busca facilitar el diseño de comunidades energéticas teniendo en cuenta todos los aspectos anteriormente mencionados. La herramienta se centra en energía solar fotovoltaica, baterías, y movilidad eléctrica. Además, es capaz de analizar dos de los modelos de gestión que más se están implementado actualmente y que se diferencian entre sí en el modo de financiación de las infraestructuras: si la financiación se realiza entre los usuarios de la comunidad (*Energy as you Invest, EayI*) o si la financiación la realiza un tercer interesado a cambio de una cuota de pago de los usuarios (*Energy as a Service, EaaS*). A través de un modelo de optimización, que actúa como motor de cálculo, la herramienta realiza un análisis técnico-económico del escenario obteniendo diferentes indicadores y parámetros de configuración como los coeficientes de reparto, ahorros de cada usuario, periodos de retorno (de cada usuario – EayI o del inversor – EaaS), porcentaje esperado de excedentes, entre otros.

Palabras clave: Comunidad energética, transición energética, ciudadanos, optimización, modelos de negocio
Línea temática: Nueva dinamización en la red y nuevos modelos de negocio
Proyecto: HySGrid+

INTRODUCCIÓN

Las Comunidades Energéticas (CE) son un concepto que se ha incluido en el ámbito del sector energético recientemente y, que consecuencia de su relevancia en la transición energética en la actualidad, han sido definidas por la Comisión Europea como un modelo clave para trabajar en que la transición energética sea eficiente, efectiva y justa. En este sentido la Comisión Europea define dos conceptos dentro del término de Comunidad Energética: Comunidad Ciudadana de Energía o CCE (dentro de la Directiva UE 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad) y Comunidad de Energías Renovables o CER (Directiva UE 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables).

La principal diferencia entre ambos conceptos reside en que la CER promueve proyectos dentro de la comunidad basados en energías renovables (ya sea eléctrico, térmico o transporte) y en cambio, las CCE se centran en proyectos relacionados con el sector eléctrico (ya sea distribución, suministro, agregación, servicios de recarga para vehículo eléctrico y almacenamiento energético, entre otros).

Ambos conceptos se engloban en el término de Comunidad Energética Local (CEL) de acuerdo a la medida 1.13 del PNIEC (Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020). La trasposición de la CCE al marco jurídico español todavía no está disponible sin embargo, el término de CER está definido en el Real Decreto-ley 23/2020 como "*entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras*."

En cuanto a la figura legal de constitución de una CEL no existe una restricción siempre que se cumplan con lo principios de gobernanza impuestos desde las directivas europeas, basados en 3 principios: participación abierta y voluntaria, autonomía y control efectivo. En Europa, la mayoría de los proyectos de EC son cooperativas, pero también existen asociaciones. Además, también existen diferentes formas de estructura, organización, control, reparto de beneficios y costes de inversión, financiación, propiedad, etc y, como consecuencia, aparecen múltiples modelos de negocio. Se pueden distinguir a grandes rangos dos tipos de modelo de negocio dependiendo de titularidad y propiedad de las

instalaciones de generación de la CEL. Por un lado, "*Customer-side*" donde los miembros de la comunidad hacen frente a la inversión entre todos y, por lo tanto, son los titulares y propietarios de las instalaciones. Por otro lado, "*Third-party*" o también conocido como Energía como Servicio, donde otro agente es quien se hace cargo de los costes de inversión a cambio de un porcentaje de los beneficios de los usuarios finales.

Adicionalmente, dentro de las comunidades energéticas es posible llevar a cabo diferentes actividades como la generación de energía renovable, agregación, almacenamiento de energía, distribución, comercialización, servicios de eficiencia energética y estaciones de recarga de vehículo eléctrico, movilidad eléctrica, etc.; en las que los usuarios de la CEL están activamente involucrados y se benefician de las ventajas de estos servicios y actividades.

En definitiva, dada la complejidad y variedad de las comunidades energéticas es primordial conocer herramientas que contemplen los diferentes modelos de negocio, que sean compatibles con las formas jurídicas establecidas, que contemplen diferentes servicios dentro de la comunidad, que consideren las particularidades y preferencias de cada usuario, etc. Estas herramientas deben acercarse al consumidor final y facilitar a la toma de decisiones en el diseño de comunidades energéticas para la fase de planificación con el objetivo de impulsar la creación de este tipo de figuras. PM-CEL es una herramienta que nace con el objetivo principal de analizar la viabilidad técnico-económica de comunidades energéticas en la fase de planificación gracias a un modelo de optimización que maximiza los ahorros tanto de la comunidad como de cada individuo y minimiza los periodos de retorno de la inversión bajo diferentes modelos de negocio planteados y diferentes tecnologías (generación solar fotovoltaica, almacenamiento de energía, servicios de balance y movilidad eléctrica).

DESCRIPCIÓN

La herramienta PM-CEL tiene como objetivo principal determinar la viabilidad técnico-económica de una comunidad energética (CE). A partir de unos requisitos de entrada a especificar por un usuario (ya sea un miembro de la comunidad o gestor) se evalúan diferentes módulos, diferenciados entre sí según las tecnologías aplicadas, y se estiman variables de decisión. Los 4 módulos planteados son: autoconsumo colectivo (M1), autoconsumo con almacenamiento colectivo (M2), autoconsumo con almacenamiento colectivo y servicios de balance (M3) y, por último, movilidad eléctrica comunitaria (M4). La instalación/es de autoconsumo planteadas en los diferentes módulos están basadas en energía solar fotovoltaica (FV) y el almacenamiento, se centra en almacenamiento mediante baterías de Li-ion. En el M4 únicamente se consideran las reservas de sustitución (producto RR).

Se han planteado dos modelos de negocio en función de la financiación de la instalación de generación (y almacenamiento): *Energy as a Service* (EaaS) y *Energy as you Invest (EayI)*. El primero, considera que la inversión la realiza un tercer agente (no se considera miembro de la comunidad energética) y el segundo en cambio, son los miembros quienes asumen el coste de capital de la instalación estableciéndose unos coeficientes de reparto de la inversión calculados por la herramienta. En el caso de EaaS los miembros de la comunidad pagan una cuota (***Figura 1***), en función de los ahorros, al agente (o inversor) en lugar de pagar por la totalidad de la instalación, otorgando así al usuario final mayor flexibilidad económica y menor riesgo, ya que realiza un desembolso menor respecto al modelo de negocio EayI.

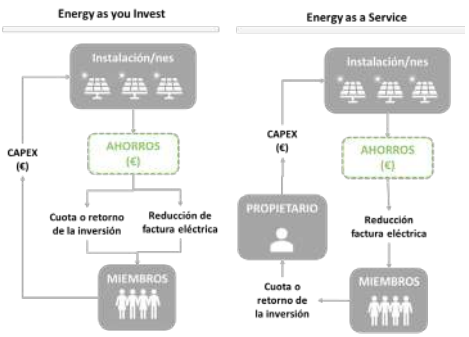


Figura 22. Modelos de negocio.

Adicionalmente, PM-CEL permite determinar el potencial fotovoltaico dada una superficie. De esta manera, el usuario introduce determinados datos y la herramienta estima el potencial fotovoltaico y proporciona diferentes escenarios de potencia instalada. En los escenarios con almacenamiento energético, selecciona la capacidad y características básicas de la batería para cada escenario de generación fotovoltaica propuesto. Los resultados comunes de los módulos obtenidos de la herramienta son coeficientes de reparto de generación para cada miembro de la comunidad, ahorros globales de la CE y de cada usuario, periodos de retorno (ya sea de cada usuario en EayI o del inversor en EaaS), excedentes horarios, demanda de la red eléctrica horaria, coste de la inversión, nuevo coste del término de la factura eléctrica e indicadores como SCR, EIR, SSR (Cielo et al., 2021), (Luz & E Silva, 2021), (Heendeniya, 2021) así como otros resultados específicos de cada módulo. Cabe destacar que, los ahorros se obtienen de comparar el escenario sin autoconsumo (BAU-Business as Usual) con el

escenario planteado en cada módulo teniendo en cuenta la disminución de demanda de la red eléctrica debido al autoconsumo y los beneficios de acogerse a la compensación simplificada de excedentes según la normativa española.

Las variables de salida como solución a un modelo de optimización para cada módulo y modelo de negocio que se centra en obtener los máximos ahorros para los usuarios de la CEL y mínimo periodo de retorno para el inversor (ya sea externo, o los mismos usuarios de la CEL los que realicen la inversión de capital). La herramienta facilita la toma de decisiones tanto desde el punto de vista de la comunidad energética como de cada miembro al obtener resultados tanto globales como individuales (respectivamente) además de aumentar la independencia del consumidor final y facilita que éste pueda tener un papel más activo en la toma de decisiones. En definitiva, PEM-CEL es una herramienta para ayudar tanto al gestor como los usuarios de la CEL a conocer la viabilidad técnico-económica de la instalación teniendo en cuenta los diferentes recursos y limitaciones, y necesidades de los usuarios que forman la CEL.

METODOLOGÍA

El primer paso para el uso de la herramienta para el modelo de negocio de autoconsumo colectivo (M1) se inicia con la introducción de información relativa a la comunidad energética por parte del usuario de la plataforma (ya sea miembro o una tercera parte interesada, principalmente un gestor). Estos datos son unos requisitos para el análisis a realizar. Para facilitar este proceso se ha implementado una interfaz gráfica (GUI), tal como se muestra en la ***Figura 2***.

Figura 23. Pantalla de inicio de sesión de la herramienta

Los datos de entrada pueden diferenciarse por un lado en datos relativos a los consumos eléctricos; y, por otro, en datos sobre la instalación de generación. El primer grupo de datos corresponden a los siguientes:

- Demanda eléctrica mensuales, anuales u horarios por cada consumidor (CUPS) de un año completo
- Localización de la comunidad energética
- Número de miembros de la comunidad energética
- Precio del término de energía (€/kWh) de cada periodo (P1, P2, P3) y del término de compensación de excedentes en caso de estar en mercado libre. En caso de estar en el mercado regulado (PVPC), no es necesario indicar ambos parámetros ya que la herramienta almacena los datos de la plataforma ESIOS [REF].
- Otras variables adicionales específicas de cada módulo (M2, M3, M4)
- Inversión máxima que cada usuario está dispuesto a realizar (únicamente en EayI).

Para la parte de generación, el usuario puede introducir la potencia pico fotovoltaica a instalar (opción A) o indicar que la herramienta simule varios escenarios y estime el potencial máximo (opción B). A continuación, se listan los parámetros necesarios a indicar para la instalación de generación en ambas opciones para el módulo M1.

<u>Opción A</u>

- Potencia pico fotovoltaica (kWp)
- Inclinación de los paneles
- Orientación de los paneles
- Pérdidas del sistema (opcional)

<u>Opción B</u>

- Superficie disponible (m2)
- Orientación de los paneles
- Inclinación de los paneles
- Tipo de superficie (inclinada o plana)
- Pérdidas del sistema (opcional)

Una vez introducidos los datos y conocida la potencia pico que se va a simular (ya sean varias – opción B - o un único valor de potencia pico – opción A), se aplica la metodología descrita en la ***Figura 3***, procediendo a obtener unas curvas horarias tanto de generación como de consumo que posteriormente, serán utilizadas en el modelo de optimización. Para la curva horaria de demanda eléctrica de cada usuario, a partir del valor anual, mensual u horario (de cada miembro) se caracteriza una curva horaria tipo de una semana para cada mes del año (un total de 12 semanas). De

manera análoga se obtiene para la curva tipo de generación, a partir de la generación eléctrica obtenida con los datos de entrada indicados y PVGIS (European Commission, 2022). Finalmente, estas curvas junto con los precios del término de energía y compensación de excedentes sirven de entrada al modelo de optimización obteniendo así los resultados de la viabilidad técnico-económica de las soluciones. Estos resultados se exponen al usuario de manera gráfica, facilitando el acceso a la información para la toma de decisiones en la fase de planificación de la CE.

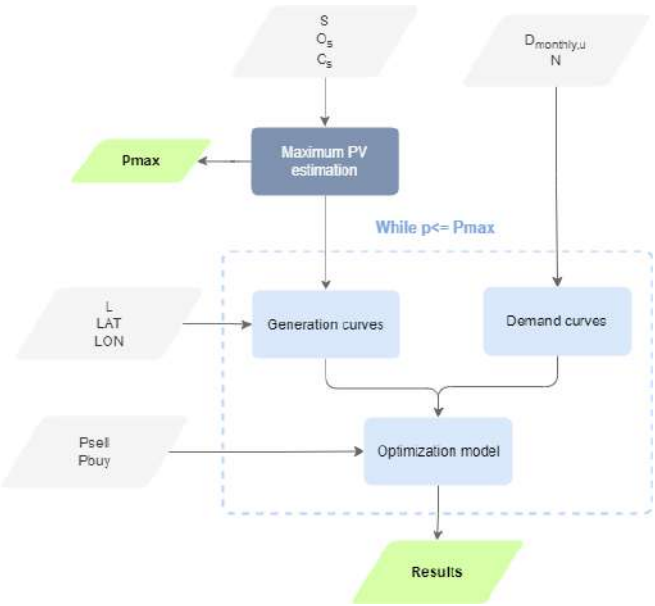


Figura 24. Metodología de la herramienta PM-CEL.

RESULTADOS OBTENIDOS

Las variables de salida del modelo de optimización permiten conocer para una determinada instalación de generación (ya sea generación solar o generación solar y almacenamiento), la energía demandada de la red eléctrica, así como excedentes y generación eléctrica para cada hora tanto, a nivel global de la comunidad energética como, para cada usuario. Además, se obtienen los coeficientes de reparto de la generación óptimos para maximizar los ahorros de los usuarios y de la comunidad, minimizando periodos de retorno de la inversión. Estos coeficientes son dinámicos, es decir, varían para cada hora del año de acuerdo con Orden TED/1247/2021 que modifica el Real Decreto 244/2019. Asimismo, en el modelo EayI, se obtiene la distribución óptima de los costes de inversión entre todos los usuarios teniendo en cuenta, la inversión máxima que cada individuo está dispuesto a realizar.

Adicionalmente, el modelo implementado permite conocer los indicadores SCR, SSR, EIR (Self-Consumption Ratio, Self-Sufficiency Ratio and Exported-Imported Ratio, respectivamente). El primero representa el porcentaje de energía consumida que proviene de la energía renovable generada, el segundo indica la proporción de energía producida que es consumida *in situ* y el último, indica la relación entre la energía inyectada y demandada a la red eléctrica.

Por otro lado, entre las variables económicas es posible analizar los periodos de retorno de cada usuario (en el modelo de negocio EayI) o periodo de retorno del inversor (EaaS). Además, en función de la cuota de pago de los miembros de la comunidad al inversor en EaaS, se estiman los beneficios anuales que obtendría el inversor, así como los ahorros mensuales y anuales de cada miembro y de la comunidad. Estos ahorros se calculan comparando con el BAU. Todos estos resultados se obtienen para cada potencia instalada de generación simulada, desde una potencia mínima hasta una potencia máxima definida en función de la superficie disponible en una o varias cubiertas y/o superficies. También es posible simular para una potencia pico sin necesidad de estimar a partir de las superficies disponibles.

Analizando los resultados de una comunidad energética de 5 consumidores con una superficie disponible en cubiertas con un potencial de 24 kWp aproximadamente, se obtienen resultados para distintas potencias pico instaladas.

Adicionalmente, en la ***Figura 4*** se muestran los ahorros relativos netos de cada usuario para el M1 EaaS para cada potencia pico simulada y para cada cuota de pago al gestor o inversor. Esta cuota se muestra en el eje "y". Los ahorros obtenidos en la comunidad aumentan a medida que aumenta la potencia pico de la instalación fotovoltaica y a medida que disminuye la cuota o porcentaje alfa. En este modelo de negocio, no son los usuarios los que realizan la inversión por lo que es interesante contrastar estos resultados con el periodo de retorno del inversor para poder dimensionar correctamente la instalación fotovoltaica. La herramienta también obtiene los ahorros relativos netos de cada miembro de la comunidad para cada cuota y para cada potencia pico.

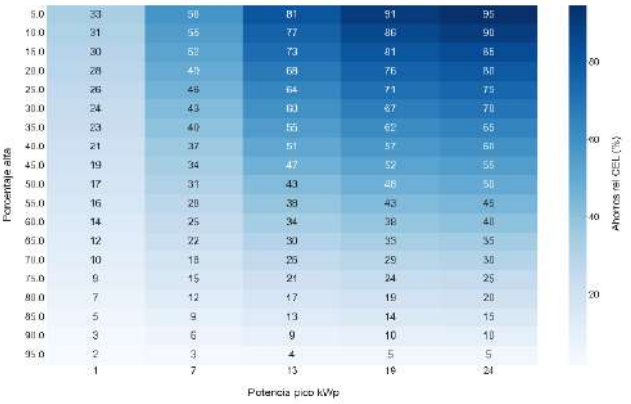


Figura 25. Ahorros relativos de la CE en función de la potencia pico y cuota de pago al inversor (M1

El periodo de retorno de una instalación fotovoltaica para autoconsumo está entre 5 y 7 años por lo que cifras mayores indican un sobrecoste debido a un sobredimensionamiento de la instalación respecto a los beneficios económicos que se obtienen. La ***Figura 5*** muestra los periodos de retorno del inversor para cada cuota de pago y potencia instalada simulada. Se observa que, para una potencia dada, a medida que disminuye la cuota de pago, el periodo de retorno aumenta. Esto indica que debe encontrarse un balance entre la inversión y los ahorros que beneficie a ambas partes: inversor y miembros de la comunidad, en el caso de EaaS. Cuotas de pago entorno al 40%-60% para potencias medias (entre 7 y 13 kWp) permiten alcanzar, para esta comunidad, periodos de retorno bajos y ahorros entre el 25% y 60%. Cabe destacar que en este modelo de negocio los beneficios de los miembros se reparten en valor absoluto, a partes iguales entre todos, por lo que en valor relativo puede no implicar valores proporcionales a su consumo. Por ejemplo, para 13 kWp y una cuota de pago de 40% los miembros obtienen ahorros de 58%, 38%, 52 %, 55 %, 60%. En el modelo EayI tiene en cuenta tanto los ahorros de cada usuario como la inversión que debería realizar para maximizar los ahorros tanto individual como globalmente (de la comunidad).

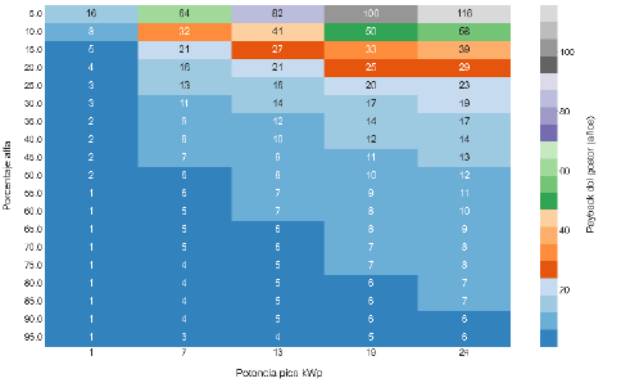


Figura 26. Payback del inversor en función de la potencia pico y cuota de pago (M1 EaaS).

Es interesante analizar también los indicadores energéticos de la instalación de generación. Para 1kWp los excedentes son nulos ya que la instalación fotovoltaica no genera suficiente energía como para que existan excedentes con el consumo total de esta comunidad. Por ello el EIR es nulo, el SCR es 100% (toda la generación renovable es consumida *in situ*, lo que indica que la instalación FV genera poca energía eléctrica en comparación con la demanda eléctrica total de la CEL) y el SSR medio de la comunidad es del 7% (grado de suficiencia bajo en consecuencia). A medida que aumenta la potencia pico (7 kWp y 13 kWp) aumenta el EIR, disminuye el SCR (a medida que se genera más, aumentan los excedentes) y el SSR alcanza valores entorno al 50% (aumenta el grado de suficiencia de la CEL). Cabe destacar que, sin almacenamiento y con estas curvas de carga de demanda eléctrica, el grado de SSR no es posible alcanzar el 100% ya que la generación fotovoltaica está disponible únicamente durante las horas solares por lo que no es posible cubrir el consumo nocturno. Para potencias instaladas elevadas (19 kWp y 24 kWp) los excedentes son elevados (EIR alcanza valores mayores al 100%) ya que se exporta una gran cantidad de energía a la red, el SCR disminuye todavía más ya que de la totalidad de producción eléctrica no es posible consumir gran parte por la comunidad, y el SSR se estanca en un valor de 50%. Esto indica que potencias iguales o mayores de 19 kWp para esta comunidad conllevan a un sobredimensionamiento de la instalación respecto a los consumos eléctricos. Estos valores también se analizan individualmente por usuario ya que se conoce el consumo, generación asignada, excedentes y demanda neta de la red.

En definitiva, tras el análisis del balance entre beneficios de la comunidad y periodo de retorno del inversor, así como los indicadores SSR, SCR y EIR resulta interesante, para esta comunidad en concreto, las potencias entre 7 kWp y 13 kWp y cuotas de pago entorno al 50%. La decisión última la tienen los miembros de la comunidad tras conocer que instalaciones (de entre las simuladas) pueden resultar viables técnica y económicamente obteniendo beneficios para todas las partes interesadas (miembros e inversores) no únicamente económicos sino medioambientales y sociales.

CONCLUSIONES

PM-CEL contribuye a acercar tanto a los usuarios finales como al gestor, la información necesaria para facilitar la toma de decisiones. El usuario (ya sea miembro de la comunidad o gestor) conociendo la o las superficies disponibles puede conocer el potencial máximo estimado de estas, así como conocer si es interesante aprovechar todo el potencial fotovoltaico para la comunidad o existen rangos de potencias pico que obtienen mejores rendimientos económicos para las partes interesadas. Asimismo, la herramienta simula diversas potencias dentro de un rango, y el usuario es capaz de visualizar resultados energéticos (balances) y económicos (ahorros, periodos de retorno…) tanto a nivel individual como de la CEL. En definitiva, el usuario obtiene información de la viabilidad técnica y económica de la CEL.

La figura de las comunidades energéticas trae beneficios no únicamente económicos a los miembros sino también es una fuente de generación de empleo local, proporciona beneficios sociales, aumenta la independencia energética y empoderamiento de los ciudadanos, entre otros. A pesar de que cada vez existen más CELs, existen ciertas barreras por parte de los consumidores finales relacionadas con el desconocimiento de la información y escasez de herramientas que tengan en cuenta todos los criterios de diseño de estas (reparto de beneficios, reparto de costes, preferencias de inversión de los usuarios, financiación de la CEL, etc). Este tipo de herramientas acercan esta información a los consumidores con el fin de promover y facilitar la creación de comunidades energéticas.

REFERENCIAS

- Cielo, A., Margiaria, P., Lazzeroni, P., Mariuzzo, I., & Repetto, M. (2021). Renewable Energy Communities business models under the 2020 Italian regulation. *Journal of Cleaner Production*, *316*. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128217
- . https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Heendeniya, C. B. (2021). Agent-based modeling of a rule-based community energy sharing concept. *E3S Web of Conferences*, *239*. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123900001
- Luz, G. P., & E Silva, R. A. (2021). Modeling energy communities with collective photovoltaic self-consumption: Synergies between a small city and a winery in Portugal. *Energies*, *14*(2). https://doi.org/10.3390/en14020323
- Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. (2020). *PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030*.
- European Commission. (2022). *Photovoltaic Geographical Information System PVGIS*. Interactive Tool

3.- AUTOMATIZACIÓN DE LA BAJA TENSIÓN: AUTOMATIZACIÓN DE RED, USUARIO ACTIVO, VEHÍCULO ELÉCTRICO, AUTOCONSUMO, CIUDADES, CONSUMOS GESTIONABLES.

UN NUEVO MODELO DE RED DE BT RESILIENTE PARA LA CARGA MASIVA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Imanol López Goiti, Director I+D+i, Merytronic 2012, S.L.
Haritz Zubia Urrutia, CTO, Ariadna Grid
Esther Plasencia Alonso, Directora I+D+i, Pronutec

Resumen:
Uno de los principales retos a los que se enfrentan los operadores de redes de distribución (DSO) en la actualidad es el aumento previsto de las sesiones de carga de vehículos eléctricos (VE), lo que afectará a la calidad y cantidad del suministro de energía entregado (debido a interrupciones, variaciones de tensión…). Además, la actual guerra ruso-ucraniana está empujando a los principales expertos europeos a abordar la transformación de las relaciones energéticas internacionales, donde los recursos energéticos distribuidos (DER) son una de las claves para tener independencia energética. En este artículo, se comparten soluciones innovadoras que utilizan la monitorización y la automatización del cuadro/línea de BT, así como transformadores OLTC y soluciones de automatización en cajas generales de protección (CGP). Estas soluciones se proponen para reforzar la fiabilidad de la red y potenciar la máxima penetración de los VE y de los recursos renovables locales en las redes de distribución. Esto ayudará a extraer los máximos beneficios de los VE, minimizar el impacto asociado en las redes de distribución y crear una red de baja tensión (BT) resiliente, flexible y optimizada.

Palabras clave: #VehículoEléctrico, #DER, #resiliente, #BajaTensión, #flexibilidad, #sensorización, #automatización, #TransformadorOLTC

INTRODUCCIÓN

El creciente uso de los VE está provocando una transición imparable en las redes de distribución eléctrica, en las que se están desplegando estaciones de carga exteriores a gran escala, así como de carga doméstica, con el fin de satisfacer las necesidades de los usuarios de VE. Por lo tanto, la penetración de los vehículos eléctricos en los próximos años aumentará la demanda de electricidad en la red de baja tensión. La actual red de BT no está preparada para acomodar este aumento previsto para los próximos años, ya que requiere grandes cantidades de energía en cortos periodos de tiempo y con un perfil de demanda variable derivado de un consumo no constante. Además, habrá que sumar el número creciente de recursos renovables locales conectados a la red de distribución que afectarán a la calidad del suministro energético:

- Produciendo cortes de energía por sobrecargas, fundiendo fusibles de protección o disparando interruptores, lo que afecta a los indicadores de calidad del suministro (como el número de interrupciones y la duración media de las mismas).
- Alterando la calidad del suministro eléctrico, por ejemplo, creando subidas de tensión como resultado de los DER o bajadas de tensión debido a una conexión de carga excesiva. Esto puede provocar sanciones administrativas a los DSOs y reclamaciones de los usuarios.
- Necesitando crear nuevas redes o reforzando las existentes para acomodar nuevas cargas.
- Envejeciendo prematuramente los activos de la red (transformadores, cables, etc.) debido a una carga excesiva, por encima de la capacidad nominal, acortando su vida útil, lo que provoca una mayor inversión en activos.

En este escenario altamente cambiante, los DSO tienen un papel fundamental en la prestación de un servicio eléctrico seguro y de calidad. Por ello, la monitorización de las condiciones de funcionamiento en tiempo real de las redes de BT (en términos de flujos de potencia, desequilibrios de fase, niveles de tensión y otros indicadores de calidad de la energía) se convierte en algo esencial para operar eficientemente este tipo de redes.

Para comprobar la resistencia de las redes de BT existentes en escenarios de penetración progresiva del VE, se ha simulado el aumento de carga en una gran población de más de 1.300 líneas de BT (más de 30.000 clientes) con un periodo de tiempo de 6 meses, a nivel del cuadro de BT del centro de transformación (fig.1).

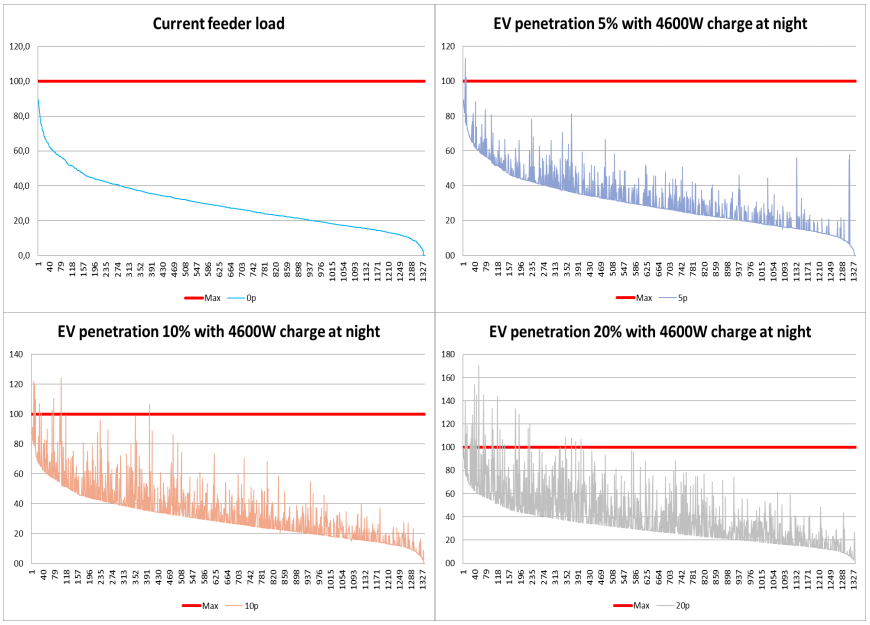


Figura 1. Penetración progresica del VE

Se puede observar que, con una penetración del VE del 40% (estimando 4600 W de carga simultánea por la noche), alrededor del 20% de las líneas sufrirán la fusión de los fusibles de protección.

DESARROLLO DE UNA RED DE BAJA TENSIÓN RESILIENTE

Para gestionar eficazmente las redes de distribución de BT y los retos que se presentan, los DSO necesitan tener acceso a datos precisos y oportunos. Este documento presentará varias soluciones que pueden aplicarse mediante el despliegue de múltiples dispositivos electrónicos y electromecánicos y que se utilizarán para la supervisión en tiempo real.

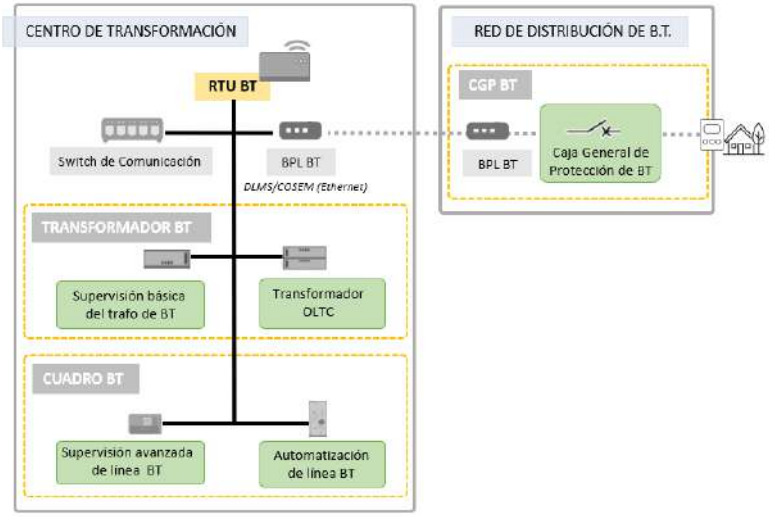


Figura 2. Dispositivos instalados para crear una red de BT resiliente frente a la carga masiva de vehículos eléctricos

Este grupo de dispositivos electrónicos y electromecánicos se controla en un bus Ethernet mediante una unidad terminal remota de BT (RTU BT), utilizando el protocolo DLMS/COSEM sobre TCP/IP. Los datos obtenidos en tiempo real (parámetros eléctricos, alarmas y estado de la automatización) se envían al SCADA/ADMS del DSO utilizando el protocolo IEC 60870-5-104, aunque podrían utilizarse otros protocolos como DNP3, IEC 61850, etc. La RTU BT actúa como maestro de la comunicación con todos los dispositivos y se comunicará a través de un módem/router con el sistema de gestión central del DSO y/o el SCADA/ADMS. Todos los dispositivos electrónicos propuestos a continuación cumplirán con los requisitos de ciberseguridad de acuerdo con la norma IEC 62443-4-1, que describe los requisitos del ciclo de vida del desarrollo de productos relacionados con la ciberseguridad para los productos destinados a ser utilizados en el entorno de los sistemas de control y automatización industrial y proporciona orientación sobre cómo cumplir los requisitos descritos para cada elemento.

Supervisión de BT básica/avanzada

Supervisión básica de BT

La supervisión básica de BT consiste en un sistema (compuesto por sensores de corriente y tensión y su dispositivo electrónico asociado), que se instala para supervisar la salida del transformador de BT del centro de transformación. Mide los principales parámetros eléctricos por cuadro de BT, como la tensión y la corriente RMS, potencia/energía activa, reactiva y aparente, factor de potencia, etc. y genera valiosos informes para los DSO (valores medios, máximos y mínimos...). Además, incluye dos funcionalidades extra:

- Las mediciones de **calidad de la energía** se realizan por transformador, para evaluar los armónicos, caídas de tensión, *flicker*, cortes… Estas mediciones de calidad de la energía (en base a la norma IEC 61000-4-30) garantizan un suministro de energía de alta calidad y reducen las reclamaciones de los clientes.
- La **corriente de fugas a tierra** es la corriente que fluye desde las partes activas del cuadro de BT a tierra en presencia de un fallo de aislamiento. La medición de esta corriente ayuda a los técnicos a detectar las pérdidas técnicas en la red de BT, especialmente las de alta impedancia, que son las que tienen magnitudes de corriente de defecto similares a las corrientes de carga y no disparan las protecciones de los fusibles.

Supervisión avanzada de BT

La Supervisión Avanzada de BT consiste en varios dispositivos instalados en cada línea de distribución para supervisar el estado de cada línea, utilizando transformadores de corriente trifásicos y tomas de tensión para las mediciones del interruptor de BT -dentro del fusible-. Mide los mismos parámetros eléctricos que la supervisión básica de BT, pero por línea de BT. También ofrece a los DSO la posibilidad de detectar varias perturbaciones en la red de BT, como la detección de fusibles fundido, sobrecorriente, subtensión... Una de las ventajas de esta solución es su sencillez para ser incluida físicamente en los cuadros de distribución de BT ya instalados, sin necesidad de realizar modificaciones constructivas, como muestra la figura 3.

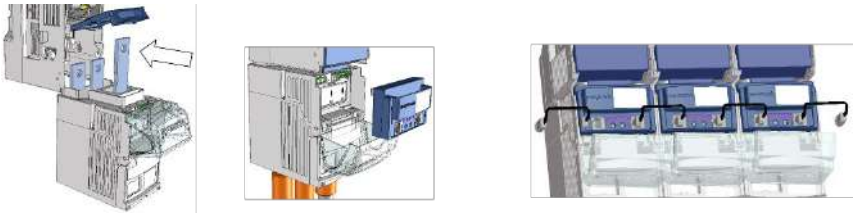


Figura 3. Integración del supervisor de línea de BT

Se proponen varias funcionalidades/algoritmos, basados en los datos recogidos de la supervisión avanzada de BT:

- **Planificación de la red y mejora de la planificación**: añadiendo los datos de los contadores inteligentes, se puede realizar un descubrimiento automático de la topología de la red y realizar una simulación detallada del flujo de potencia de la red, para encontrar posibles puntos de congestión. Como resultado, este sistema puede determinar, por ejemplo, si la red puede soportar la conexión de un nuevo cliente de VE y decidir si lo permite directamente o si es necesario reforzar la red. Con esta información, se puede mejorar la previsión de la red de BT (previsión de demanda y generación) y la disponibilidad, así como un mantenimiento predictivo y preventivo.

- **Carga inteligente (*Smart Charging*)**: cuando un VE requiere una carga rápida, se lleva a cabo una simulación *on-line* de flujo de potencia para averiguar qué ocurriría con la calidad de la energía de la red, indicando si esa carga causará o no problemas, lo que puede dar lugar a un ajuste (reducción) de la potencia de carga solicitada. Esto puede ayudar a racionalizar la demanda de energía ajustando los perfiles de carga con la capacidad de la red. Para ello, se puede utilizar el protocolo OCCP (*Open Charge Point Protocol*) para comunicarse con la estación de carga y limitar la potencia de carga solicitada.

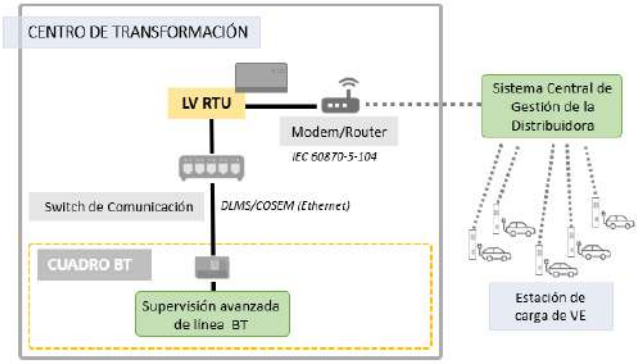


Figura 4. Carga Inteligente, arquitectura

Transformador OLTC (*On-Load Tap Changer*)

El transformador OLTC permite cambiar la relación del transformador de distribución de MT/BT, por lo que se puede realizar un control activo de la tensión. Se trata de una posible solución para gestionar las tensiones más cercanas a los clientes residenciales y, por tanto, aumentar la capacidad de acogida de los DER o VE correspondientes sin afectarles. Las imprevisibles oscilaciones inherentes a la integración de VE y DER pueden dificultar el control del nivel de tensión hasta los clientes finales y, por tanto, mantener los límites establecidos por la normativa local. Este transformador es una alternativa rentable en comparación con los refuerzos tradicionales de la red para facilitar estas integraciones.

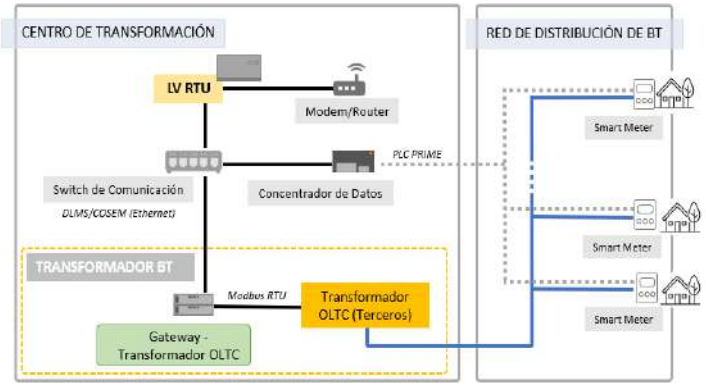


Figura 5. Transformador OLTC, arquitectura

La solución propuesta consiste en un *gateway* que se comunica con diferentes transformadores OLTC de terceros utilizando varios protocolos (típicamente Modbus RTU), por lo que el cambio de tomas puede ejecutarse fácilmente y con un coste reducido, ya que no se requiere ninguna inversión para desarrollos de integración a medida. Los concentradores instalados en el CT pueden obtener mediciones de tensión de los contadores inteligentes situados en la red de distribución de BT (utilizando, por ejemplo, el protocolo PLC PRIME), por lo que se puede ejecutar un algoritmo localmente (en el centro de transformación) para determinar un punto de ajuste del transformador que garantice un control de tensión adecuado. Esta ejecución local del algoritmo es un claro ejemplo de *edge computing* en el centro de transformación de la red de BT.

Automatización de acometida y líneas de BT

El siguiente paso es acometer la posibilidad de tomar decisiones e interactuar con la red a partir de toda la información obtenida con los medios vistos en los puntos anteriores. Las bases portafusibles tradicionales se sustituyen por interruptores inteligentes de accionamiento remoto (un subconjunto que consiste en un fusible de *back-up* en serie con un interruptor-seccionador controlado electrónicamente por línea y fase). Además, se añade un interruptor en la acometida del cuadro de baja tensión, integrando también funcionalidades de supervisión básica de BT.

El principal reto técnico de este dispositivo de protección es hacerlo compatible con los centros de transformación existentes mediante el diseño de un producto de dimensiones reducidas que pueda ser compatible mecánicamente con una base portafusibles estándar. Este interruptor controlado electrónicamente implementa funciones de protección de sobrecorriente, según la norma IEC 60255-151. También incluye funcionalidades de supervisión avanzada de BT.

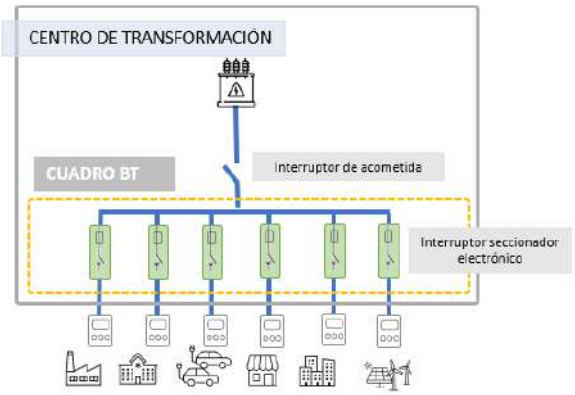


Figura 6. Automatización de líneas de BT, arquitectura

Desde la perspectiva de la movilidad eléctrica, se utiliza para llevar a cabo estrategias de control (utilizando capacidades de conmutación) en caso de carga masiva de vehículos eléctricos, así como para mantener las capacidades de protección de línea de BT. La automatización de la línea está diseñada principalmente para reducir la duración de las interrupciones utilizando reconectadores rápidos de cierre automático y controlados a distancia. Además, puede utilizarse en caso de fallos intermitentes en la red de BT para recuperar al cliente reconectando la línea automáticamente.

Automatización de la Caja General de Protección (CGP) de BT

La conexión domiciliaria de BT es el último punto de la red de distribución propiedad de los DSO. Consiste en una caja de material aislante que incluye los elementos de protección (fusibles) de las líneas eléctricas generales de una instalación eléctrica para evitar que los fallos en su red interna afecten a la red de BT del DSO y, por tanto, a otros clientes.

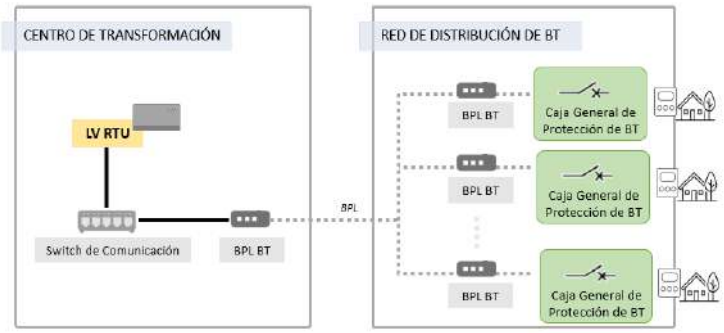


Figura 7. Arquitectura de la CGP de BT

La CGP de BT automatizada sustituye la caja estándar por un interruptor automatizado y controlado a distancia para permitir funciones avanzadas (como el control remoto, la automatización, la protección y la supervisión) y crear una red de BT resiliente (mediante reconectadores e incluso una red de BT mallada). Se trata de un elemento instalado fuera de la subestación secundaria que funciona en coordinación con los sistemas que operan en ella, a través de una tecnología de comunicación de línea eléctrica de banda ancha en BT o BPL (*Broadband over Power Line*).

Esta solución envía información clave sobre el estado de la red en tiempo real, por lo que también incluye funcionalidades de supervisión avanzada de BT. También implementa funciones de protección contra sobrecorriente, según la norma IEC 60255-151, para garantizar la selectividad o la discriminación de los interruptores.

FUTURAS APLICACIONES

Mallado de redes de BT

Las redes de BT son extensas y tienen una topología compleja, que es difícil de modelar con precisión y hace que el mallado autónomo sea un reto. La falta de información sobre el estado de carga de los componentes individuales de la red dificulta la implementación de cualquier tipo de control autónomo de mallado. Una combinación de los dispositivos de supervisión y automatización anteriormente explicados (automatización de líneas de BT y CGPs de BT), contadores inteligentes y algoritmos (descubrimiento automático de la topología de la red y simulación del flujo de potencia) permitirá la posibilidad de crear una red de BT autónoma.

El mallado de la red de BT es crucial para crear una red de BT altamente resiliente, pues proporciona una mayor fiabilidad del servicio que la topología común (sistema radial). Además, el funcionamiento de los conmutadores proporcionará flexibilidad operativa y reducirá el número de interrupciones del suministro debido a la carga incontrolada de vehículos eléctricos.

Tecnología V2G

No cabe duda de que la transición a los vehículos eléctricos planteará complejos retos a los consumidores de energía. Los flujos de electricidad serán cada vez más complejos y bidireccionales, sobre todo si los VE se utilizan para devolver la energía a la red a través de la tecnología *Vehicle-to-Grid* (V2G). El concepto V2G puede mejorar el rendimiento de la red eléctrica en zonas, optimizando su eficiencia, estabilidad y fiabilidad. En ese contexto, un vehículo con capacidad V2G ofrece apoyo a la potencia reactiva, regulación de la potencia activa, seguimiento de fuentes de energía renovables variables, equilibrio de cargas y filtrado de armónicos de la corriente. Desde el punto de vista de la red de distribución de BT, el mayor reto es integrar la comunicación entre todos los sensores y dispositivos instalados en la red para que funcionen de forma coordinada con los VE.

RESUMEN

La alta penetración del VE provocará una nueva y elevada demanda eléctrica a la red eléctrica, especialmente a nivel de distribución. La red de distribución eléctrica actual no podrá soportar un aumento simultáneo tan repentino de la demanda de energía eléctrica. Por lo tanto, es de crucial importancia evaluar y conocer el impacto de la alta penetración de los vehículos eléctricos en las redes de distribución. Todas estas redes presentan características diferentes en cuanto a longitud y sección de cables, potencia, número y tipo de cargas, curvas de demanda, equilibrio de fases, etc. Por lo tanto, la capacidad de las redes de la BT para la carga de VE varía de una a otra y no es constante durante las distintas horas del día.

En este documento se han propuesto varias soluciones para crear un mapa digital de la red de BT con un control *on-line* y preciso de todos los parámetros eléctricos (datos en tiempo real), lo que permitirá a los gestores de redes de distribución realizar por primera vez una evaluación detallada del rendimiento de la red de BT. Esta red estará totalmente supervisada y automatizada a través de dichos dispositivos. Esto permitirá:

- Aportar la capacidad de regular el tiempo y capacidad de carga de los VE en función de las cargas existentes en la red, el número de VE que solicitan la carga y la capacidad de la red
- Minimizar los cuellos de botella y puntos de congestión
- Minimizar/posponer las inversiones de mejora de la red
- Garantizar la calidad y la seguridad de la energía eléctrica
- Permitir una gestión optimizada en los próximos escenarios de flexibilidad venideros

ALGORITMO OPF PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE RED Y LA RESOLUCIÓN ANTICIPADA DE CONGESTIONES MEDIANTE EL DESPACHO DE RECURSOS ENERGÉTICOS EN BAJA TENSIÓN

Amaia González-Garrido, Investigador, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Andrés Felipe Cortés Borray, Investigador, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
José Emilio Rodríguez Seco, Responsable "Power Systems", TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

Resumen: El aumento de los recursos energéticos distribuidos, presentan nuevos retos a la hora de planificar y operar eficientemente las futuras redes de distribución activas. Los algoritmos de estimación de estado y flujo de potencia óptimo, ampliamente utilizados en las redes de transporte, necesitan ser adaptados a las características y complejidad de las redes de baja tensión para garantizar una operación segura y eficiente, y posibilitar el despacho de los recursos energéticos y otros activos flexibles de la red. Este artículo presenta un estimador de estado para redes de baja tensión desequilibradas, verificando el número mínimo de medidas sensorizadas necesarias para una precisión adecuada, mediante el test de observabilidad. En segundo lugar, se propone un algoritmo de flujo de potencia óptimo para redes de baja tensión con usuarios activos, que permiten controlar su generación solar o algunos consumos gestionables desplazables. Para el caso expuesto, las pérdidas de la red se reducen en torno al 57% cuando se realiza un control de potencia de dichos recursos controlables (red activa), frente a no controlarlos, reduciendo el flujo de potencia bidireccional y posibles congestiones en baja tensión. El tiempo computacional es adecuado para su aplicación cercano al tiempo real (aproximadamente 16 segundos), pero para su implementación en redes de distribución más extensas será necesario un enfoque distribuido de la solución, así como mayores esfuerzos hacia la digitalización y monitorización de la baja tensión.

Palabras clave: Automatización de la baja tensión, estimador de estado, flujo de potencia óptimo, usuario activo.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, las redes de distribución de media y baja tensión (MT/BT) presentan nuevos retos en cuanto a planificación y complejidad técnica operativa, principalmente, por la creciente penetración de los recursos energéticos distribuidos (DER), como los generadores fotovoltaicos, los vehículos eléctricos y otros consumos flexibles. Especialmente, porque la incertidumbre y variabilidad de la operación de dichos recursos puede ocasionar impactos negativos en términos de coste, calidad y seguridad del suministro para el operador de la red de distribución (DSO). En consecuencia, en las próximas décadas, estos nuevos recursos energéticos producirán condiciones de mayor estrés en las redes de distribución tales como los flujos de potencia bidireccionales, desviaciones anómalas de tensión, e incremento en el desequilibrio de potencia.

Por lo tanto, es imprescindible avanzar en la modernización y digitalización de las redes de distribución (Futured, 2021), haciéndolas más inteligentes, fiables, flexibles, eficientes y sostenibles, tanto para asegurar la operación segura y eficiente de la red, como para hacer frente al reto global de la descarbonización. En este sentido, una mayor monitorización, observabilidad y controlabilidad de la red deberá estar apoyada desde el despliegue y uso potencial de los contadores inteligentes en tiempo real, hasta la mejora en las funcionalidades de monitorización y control de los sistemas de gestión avanzados de la red de distribución (en inglés, ADMS) de los DSOs.

Concretamente, los algoritmos de estimación de estado (Distribution System State Estimator, DSSE) y flujo de potencia óptimo (en inglés, OPF), ampliamente utilizados en las redes de transporte, necesitan ser adaptados a las características y complejidad de las redes de BT para garantizar una operación segura y eficiente de las mismas, así como posibilitar el despacho de los recursos energéticos y otros activos flexibles de la red, considerando criterios económicos, técnicos y medioambientales. Para ello, se deberán considerar mecanismos de flexibilidad, u otros incentivos que promuevan este aporte de flexibilidad y de gestión de la demanda por parte de los propietarios o agregadores de estos recursos (Papadimitrakis et al., 2021).

DESCRIPCIÓN DE LAS SOLUCIONES PROPUESTAS

En primer lugar, los algoritmos de estimación de estado se utilizan para conocer el estado de la red en tiempo real y, por tanto, son imprescindibles a la hora de tomar decisiones operativas. Estos algoritmos parten de las medidas redundantes en tiempo real de los equipos de medida de la red, contadores inteligentes y pseudo-medidas (p. ej.,

predicciones de medida), para estimar el estado global de la red, p. ej., las tensiones en los nodos. Sin embargo, la observabilidad limitada de la red (medidas sensorizadas: consumos, flujos de potencia…), la complejidad de la formulación trifásica y el desconocimiento de la topología de la red de BT dificulta la precisión y convergencia de dichos algoritmos (Ahmad et al., 2018). A esto se suma el requerimiento de la herramienta del OPF, la cual busca, generalmente, minimizar las pérdidas totales de la red y/o el coste operacional de sus activos, satisfaciendo la demanda dentro de los límites técnicos operativos de la misma. Este tipo de algoritmos son cada vez más necesarios para gestionar la red de distribución de manera más rápida y efectiva a través del control de los activos tradicionales del DSO (p. ej., transformadores con cambiador de tomas) y de los nuevos recursos energéticos controlables existentes en MT y BT de los usuarios activos. Sin embargo, la formulación del problema OPF está caracterizada por funciones cuadráticas y no convexas (Garces, 2016), que hacen que el problema se deba aproximar y descomponer mediante diferentes técnicas para que su resolución sea factible ante un modelo de grandes dimensiones, como redes BT.

Para atacar las limitaciones descritas, este artículo presenta una extensión del modelo determinista del estimador de estado por interpolación de mínimos cuadrados ponderados (Weighted Least Squares, WLS) para las redes tetrafilares de distribución desequilibradas. Asimismo, se evalúa la precisión y condición necesaria de los datos de entrada para disponer de un estimador de estado fiable, atendiendo al nivel de observabilidad y monitorización en tiempo real. Respecto al OPF, se ha aplicado la técnica de relajación cónica de segundo orden (SOCP) para aproximar el problema, permitiendo su factibilidad y convergencia. Esta formulación permite efectuar el control directo de los recursos energéticos, principalmente los generadores fotovoltaicos y cargas desplazables, que aportan flexibilidad a la operación de red para minimizar las pérdidas de la red. Este modelo se ha implementado de manera descentralizada, con el fin de poder evaluar en paralelo diversas regiones de red, mejorando su escalabilidad y aplicación en tiempo *pseudo-real*. Además, la formulación de una optimización multitemporal del OPF con horizontes cercanos al tiempo real, permite resolver congestiones con anticipación. Se presenta la convergencia, precisión y tiempo computacional del OPF. Ambos algoritmos han sido validados sobre un modelo de red de distribución de BT real, trifásico y desequilibrado.

METODOLOGÍA Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En la Figura 1 se detalla el diagrama de bloques para ambos algoritmos, los cuales requieren de las medidas sensorizadas o pseudo-medidas, e información de la topología de la red. En este apartado se describe la formulación matemática desarrollada para los algoritmos de estimación de estado (incluyendo el test de observabilidad) y OPF, que han sido desarrollados para su aplicación en redes de distribución de BT trifásicas y desequilibradas.

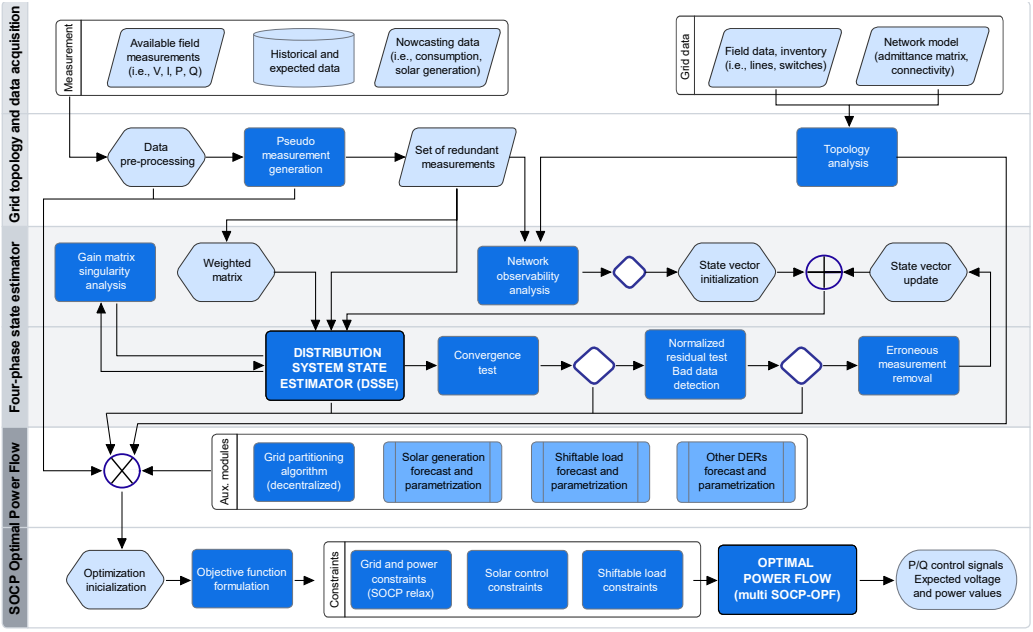


Figura 1. Digrama de bloques de secuencia de el estimador de estado y flujo óptimo de potencia (Elaboración propia).

Estimador de estado en redes de distribución desequilibradas

El algoritmo de estimación de estado de la red de distribución se basa en la formulación y resolución del problema por mínimos cuadrados ponderados (WLS). Esta técnica es ampliamente usada también en otros campos para estimar los parámetros desconocidos en un modelo de regresión lineal cuando existe un cierto grado de correlación entre los residuos (errores), teniendo éstos, diferente valor de ponderación del error cometido.

El estimador de estado parte de un sistema de ecuaciones tal y como se muestra en la Ecuación 1:

$$\textit{Ecuación 1: } \boldsymbol{z} = \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{r} \;\rightarrow\; \begin{bmatrix} \boldsymbol{z_1} \\ \vdots \\ \boldsymbol{z_m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{h_1}(\boldsymbol{x_1}, \boldsymbol{x_2}, \dots, \boldsymbol{x_{N'}}) \\ \vdots \\ \boldsymbol{h_m}(\boldsymbol{x_1}, \boldsymbol{x_2}, \dots, \boldsymbol{x_{N'}}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \boldsymbol{r_1} \\ \vdots \\ \boldsymbol{r_m} \end{bmatrix}$$

siendo z el vector de medidas (potencia, tensión, corriente…); m el número de medidas independientes; $h(x)$ el vector de funciones de medida cuya longitud es igual al vector de medidas; x el vector de estado que contiene las variables de estado; r o $(z - h(x))$ el vector de residuos de medida (error entre las medidas disponibles y las funciones de medida); y N' el número de variables de estado que depende de los nodos y fases del modelo.

Las funciones de medida son las expresiones matemáticas que definen el flujo de potencia por una línea, la tensión en un nodo, o la primera ley de Kirchhoff para las inyecciones en cada nodo de la red, atendiendo al modelo de red.

La función objetivo del estimador de estado ($J(x)$) minimiza el error obtenido entre las medidas disponibles (z_i) y la estimación de dichas medidas haciendo uso de las funciones de medida ($h_i(x)$), de acuerdo con la Ecuación 2.

$$\textit{Ecuación 2: } \min \quad J(x) = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{m} w_i \cdot [z_i - h_i(x)]^2$$

Para minimizar la función objetivo, se aplica el método de los multiplicadores de Lagrange que hacen uso de la matriz jacobiana (definida como la matriz formada por las derivadas parciales de primer orden de una función multivariable). Aplicando la aproximación de las series de Taylor a dichas derivadas parciales, es posible resolver mediante el método iterativo de Gauss-Newton el sistema no lineal de ecuaciones definido en la Ecuación 3:

$$\textit{Ecuación 3: } \boldsymbol{G}(\boldsymbol{x_k}) \cdot (\boldsymbol{x_{k+1}} - \boldsymbol{x_k}) = \boldsymbol{H^T}(\boldsymbol{x_k}) \cdot \boldsymbol{W} \cdot [\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x_k})]$$

siendo $G(x_k)$ la matriz de ganancia compuesta por las derivadas parciales de primer orden de la matriz jacobiana $g(x)$ de la función objetivo $J(x)$, $\Delta x_{k+1} = (x_{k+1} - x_k)$ es la diferencia entre los valores de las variables de estado entre dos iteraciones consecutivas, y k el índice de la iteración, $H(x)$ la matriz jacobiana de las funciones de medida $h(x)$, W la matriz diagonal de pesos y $[z_i - h_i(x)]$ los residuos de medida.

Para más información acerca de la formulación aplicada al DSSE, se puede consultar (Chaminda Bandara et al., 2021).

Test de observabilidad

El principio de observabilidad consiste en analizar el conjunto de medidas disponibles de forma que se puedan identificar zonas de la red con pocas medidas (i.e. difícilmente observables). En el caso que existan zonas no observables de la red, se deben incorporar pseudo-medidas que conviertan la red de distribución en observable (p. ej., predicciones mediante modelos de inteligencia artificial (Sun et al., 2016)).

El test de observabilidad verifica la observabilidad completa de la red y evalúa el requisito mínimo de medidas necesarias antes de ejecutar el algoritmo de estimación de estado. Esto se debe cumplir con el criterio de la Ecuación 4. Sin embargo, se recomienda al menos $m \approx 2 \cdot N'$ para asegurar una convergencia y precisión adecuada.

$$\textit{Ecuación 4: } m \geq N' \rightarrow \; N' = \; 2(4 \cdot N) - 1$$

siendo m el número de medidas linealmente independientes, N' el número de variables asociadas al vector de variables de estado, y N el número de buses de la red. En un sistema trifásico equilibrado se puede afirmar que el número de variable de estado debe corresponder a $2N - 1$. Sin embargo, en un sistema trifásico desequilibrado es necesario considerar las medidas de todas las fases y neutro del sistema, atendiendo a la Ecuación 4.

Flujo óptimo de potencia en redes activas de baja tensión

En este apartado se describe la función objetivo y las restricciones del algoritmo SOCP-OPF desarrollado. El algoritmo SOCP-OPF multitemporal propuesto tiene como objetivo minimizar las pérdidas totales de la red desde el punto de vista del DSO con un horizonte temporal variable (p. ej., 1 hora), mediante el control directo de la generación local (control PQ) y las cargas desplazables (no interrumpibles) existentes en la red de BT.

La función objetivo minimiza las pérdidas de energía activa por los conductores de fase (LL, compuestos por los sets de nodos (i,k)), formuladas como la diferencia entre los flujos de potencia salientes ($SF_{ik,t}$) y los flujos de potencia entrantes ($ST_{ik,t}$) entre los nodos i y k para cada instante de tiempo t (p. ej., 5 minutos, 15 minutos, 1 hora, etc.) dentro del horizonte temporal T deseado, despreciando el conductor neutro, tal y como se expresa en la Ecuación 5.

Ecuación 5: $$\min\ \mathbb{Re}\left[\sum_{t\in T}\sum_{(i,k)}\left(SF_{ik,t}-ST_{ik,t}\right)\right]\quad \forall(i,k)\in LL,\ \forall\, t\in T$$

Las restricciones de la red se consideran extendiendo la relajación cónica de segundo orden del OPF en (Garces, 2016) para redes desequilibradas multifase, donde la Ecuación 6 hace referencia a la tensión de referencia del nodo de cabecera (*slack*), la Ecuación 7 a la aproximación convexa de las tensiones nodales, la Ecuación 8 a los límites operativos de la tensión de red, la Ecuación 9 y la Ecuación 10 a los flujos de potencia aparente entrante y saliente por las fases, la Ecuación 11 al balance de potencia aparente nodal, la Ecuación 12 a la potencia aparente máxima en el nodo *slack*, y la Ecuación 13, al rango de potencia aparente del generador renovable.

El generador renovable es capaz de controlar la potencia activa de salida ($SG_{i,t}^{\mathbb{Re}}$) entre la potencia disponible instantánea ($\overline{PG_{i,t}}$) y un mínimo técnico ($\underline{PG_{i,t}}$). Del mismo modo, se permite el control de la potencia reactiva, dentro de los límites del convertidor renovable, para contribuir a la reducción de las pérdidas de la red.

Ecuación 6: $$h_{i,t}=\left(V_{i,t}^{slack}\right)^2\quad \forall\, i\in N_{slack},\ \forall\, t\in T$$

Ecuación 7: $$\left\|\begin{pmatrix}2\cdot w_{ik}\\ h_i-h_k\end{pmatrix}\right\|^2\le h_i+h_k\quad \forall(i,k)\in L,\ \forall i\in N$$

Ecuación 8: $$(1-\delta)^2\le h_{i,t}\le(1+\delta)^2\quad \forall i\in N,\ \forall\, t\in T$$

Ecuación 9: $$SF_{ik,t}=y_{ik}^{*}\cdot\left(h_{i,t}-w_{ik,t}\right)\quad \forall(i,k)\in L,\ \forall\, t\in T$$

Ecuación 10: $$ST_{ik,t}=\ y_{ik}^{*}\cdot\left(w_{ik,t}^{*}-h_{k,t}\right)\quad \forall(i,k)\in L,\ \forall\, t\in T$$

Ecuación 11: $$SG_{i,t}-SD_{i,t}+\ ST_{i,t}-\sum_{k\in F}^{n}SF_{ik,t}+ST_{i\in N_{slack},t}^{slack}\ =0\quad \forall(i,k)\in L,\ \forall\, t\in T$$

Ecuación 12: $$\left\|ST_{i,t}^{slack}\right\|\le\overline{S_{\varphi}^{slack}}\quad \forall\, i\in N_{slack},\ \forall\, t\in T$$

Ecuación 13: $$\underline{PG_{i,t}}\le\ SG_{i,t}^{\mathbb{Re}}\le\ \overline{PG_{i,t}}\quad \forall i\in N,\ \forall\, t\in T$$

El algoritmo OPF propuesto permite el control de cargas desplazables disponibles en la red, es decir, aquella demanda que se puede desplazar en el tiempo para reducir las pérdidas de la red, siempre y cuando se garantice el consumo total de electricidad a lo largo del horizonte temporal T. De acuerdo con la Ecuación 14, la energía activa y reactiva consumida a satisfacer inicialmente (PD_i^{energy}, QD_i^{energy}) en T, debe ser igual a la suma de las consignas de potencia activa y reactiva en cada periodo ($SD_{i,t}^{\mathbb{Re}}, SD_{i,t}^{\mathbb{Im}}$), manteniendo el factor de potencia constante. Según la Ecuación 15, la potencia activa consumida no puede ser superior a la potencia contratada o al valor máximo de la demanda en dicho periodo. Las consignas de potencia activa están comprendidas entre cero y la potencia máxima ($\overline{PD_i}$) de acuerdo con la Ecuación 16, pudiendo ser mayor que cero en caso de cargas críticas. Este modelo de OPF sólo considera el despacho técnico de los recursos energéticos mediante un control directo en tiempo real. Sin embargo, el modelo puede ser complementado con otros modelos de mercado, mecanismos de flexibilidad de la demanda y despacho económico de los recursos, que evalúen la remuneración económica de los mismos.

Ecuación 14: $$\sum_{t\in T}SD_{i,t}^{\mathbb{Re}}\cdot\Delta t=PD_i^{energy}\quad ;\quad \sum_{t\in T}SD_{i,t}^{\mathbb{Im}}\cdot\Delta t=QD_i^{energy}\quad \forall i\in N,\ \forall t\in T$$

Ecuación 15: $$\overline{PD_i}=\left\{max\left(SD_{i,t}^{\mathbb{Re}}\right)^{*},\ PD_i^{contracted}\right\}\quad \forall i\in N,\ \forall t\in T$$

Ecuación 16: $$0\le\ SD_{i,t}^{\mathbb{Re}}\le\overline{PD_i}\quad \forall i\in N,\ \forall t\in T$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Modelo de red de baja tensión

Una de las innovaciones que abarca este artículo es la consideración y análisis detallado de una red real no equilibrada, debido a que la mayor parte de los estudios realizados hasta la fecha consideran una red de transporte o distribución equilibrada (Arboleya et al., 2019), obviando las corrientes que pueden producirse por el neutro. Es muy habitual simplificar el esquema de conexión de redes trifásicas aplicando la reducción de Kron. Sin embargo, las redes de distribución de baja tensión en Europa se caracterizan por tener una longitud larga con los neutros de las cargas conectadas a tierra y ser sistemas desequilibrados, de modo que la reducción de Kron no es adecuada.

El modelo de red utilizado ha sido extraído a partir de los datos públicos de una red de distribución de BT tetrafilar real en la región de Pola de Siero (Asturias), presentada en (Koirala et al., 2020). Tras el procesamiento de datos y extracción de la matriz de admitancias, el modelo de red de distribución en BT cuenta con 261 consumidores asociados, 115 buses de baja tensión (3 Fases + Neutro), que asciende a un total de 460 nodos. Los algoritmos de estimación de estado y flujo óptimo de potencia se han formulado y validado con este modelo de red.

Estimador de estado en redes con baja observabilidad

El estimador de estado hace uso de las medidas disponibles de las inyecciones nodales (consumos de los contadores inteligentes agregados a nivel de nodo), de los flujos de potencia y de la tensión de cabecera del alimentador (*slack*).

En el escenario base (sin errores y disponibilidad de 1856 medidas de flujo y potencia nodal), el RMSE obtenido es de 2.9×10^{-8} p.u. en la estimación del módulo de la tensión, y de 3.4×10^{-8} rad para el ángulo de la tensión, con una tolerancia del WLS en 15 segundos de 1.9×10^{-7} en los módulos de tensión. Adicionalmente, el algoritmo DSSE proporciona una respuesta precisa considerando medidas con errores aleatorios (errores típicos de los sensores, comunicaciones, redondeos, etc.), como se observa en la Figura 2(a). Con una desviación standard del 1.5%, el RMSE se mantiene en torno a 6×10^{-4} p.u. en la estimación del módulo de la tensión y 6.8×10^{-6} rad para los ángulos.

Finalmente, se puede verificar el test de observabilidad en las redes con baja observabilidad. Este escenario con observabilidad limitada pretende evaluar la convergencia y bondad de la estimación, a medida que se limita el número de las medidas disponibles, afectando a la observabilidad de la red. Se seleccionan las medidas de flujos de potencia de manera aleatoria mediante el método de Monte Carlo, y se eliminan sucesivamente. Posteriormente, se verifica el test de observabilidad para conocer el número de medidas disponibles y se ejecuta el DSSE para evaluar la precisión y convergencia en el resultado. De acuerdo con el test de observabilidad, se recomendaban al menos $m \approx 2 \cdot N'$, es decir, 1838 medidas. Tal y como se puede observar en las Figuras 2(b) y 2(c), cuando se dispone de menos de 1752 medidas, la red es no observable, la tolerancia no es alcanzada y la precisión empeora abruptamente.

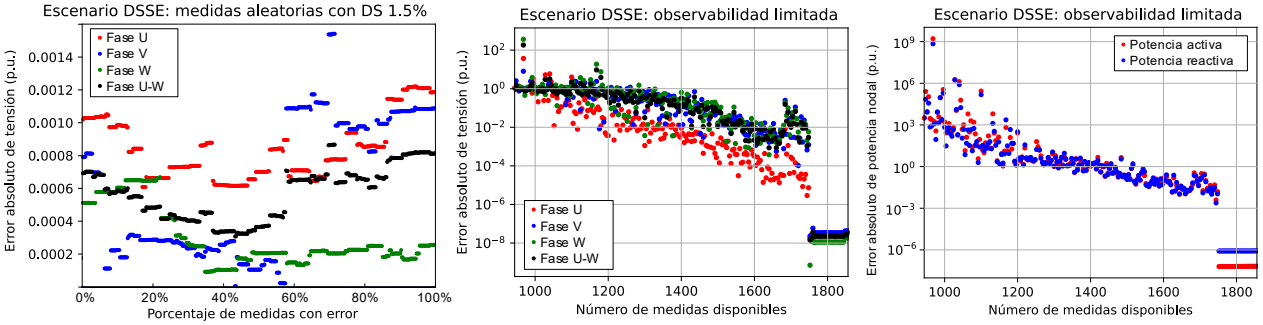


Figura 2. a) error del módulo de las tensiones para el escenario de error aleatorio $\sigma = 1.5\%$, b) error del módulo de las tensiones con observabilidad limitada y c) error de la potencia activa nodal con observabilidad limitada (Vb = 240 V, Sb = 1 kW).

Flujo óptimo de potencia en redes activas de baja tensión

En este apartado se valida el algoritmo multi-SOCP-OPF para redes activas, en el que el DSO determina las consignas de control óptimas de los recursos, variando el punto de operación de la generación solar fotovoltaica (P y Q) y cargas desplazables en el horizonte temporal definido por la optimización, para reducir las pérdidas de red. Se ha incluido

generación solar trifásica conectada en varios puntos (buses 8, 11, 23 Y 24) y se han seleccionado como cargas desplazables la demanda conectada a los buses 15 y 17, tal y como se observa en la Figura 3(a-b). El OPF utiliza las inyecciones nodales que provienen del estimador de estado, SCADA o previsiones, como entrada (*input*) en la optimización. Se puede observar cómo las consignas de los generadores y cargas son modificadas tras la ejecución del OPF. El OPF ha sido implementado en Python sobre la interfaz CVXPY, usando el solver ECOS.

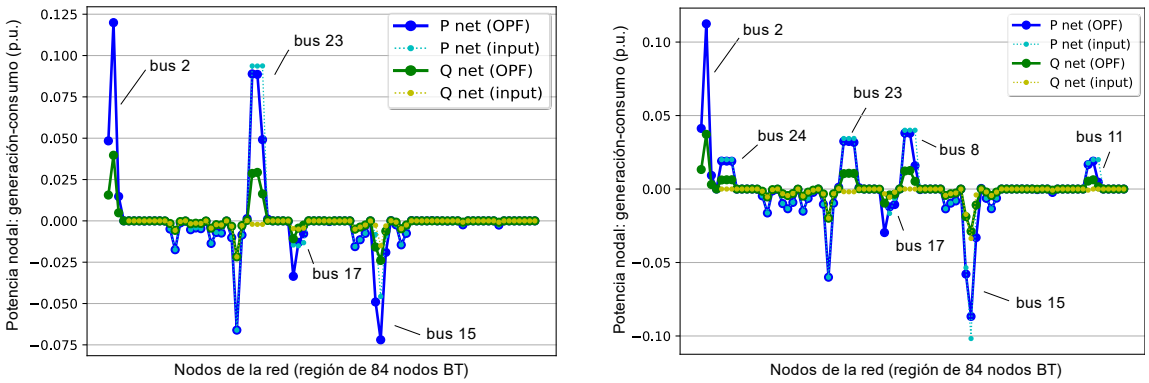


Figura 3. Potencia nodal (generación - consumo) en red activa con generación local controlable y cargas desplazables aplicando el algoritmo multi SOCP-OPF en dos instantes de tiempo dados dentro del horizonte de optimización: (a) t=0 y (b) t=1.

Para el ejemplo mostrado, las pérdidas activas de la red activa (con el control de los recursos) se reducen en un 79% respecto al Caso Base (sin generación solar), mientras que éstas se limitan a un 63% para la red pasiva (sin control). En la Figura 4 se muestran las pérdidas y flujos de potencia para una región de red de 84 nodos. El tiempo computacional asciende a 16 s para compilar y 0,4 s para resolver el problema de 1248 variables - 2956 restricciones.

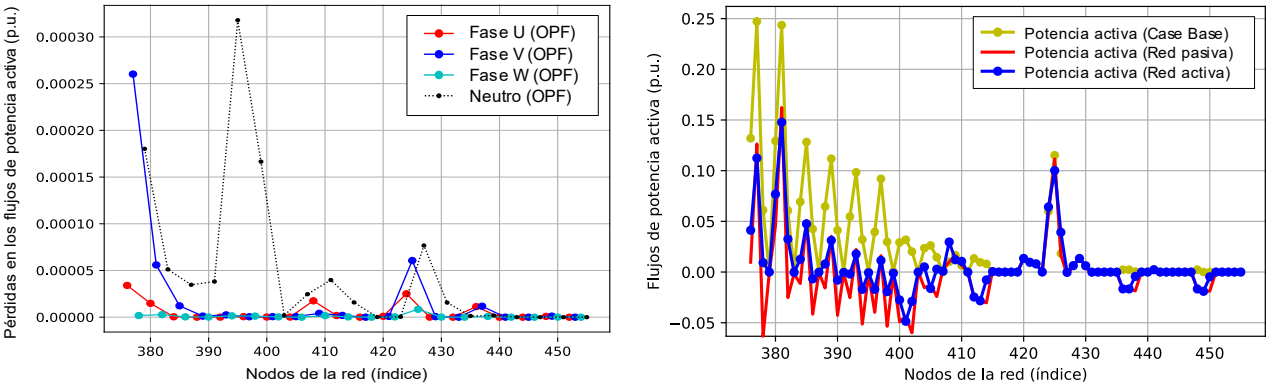


Figura 4. a) pérdidas por fase y b) flujo de potencia activa en un instante dado (t=0) aplicando el algoritmo multi SOCP-OPF.

CONCLUSIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS

El estimador de estado desarrollado es preciso ante errores aleatorios, pero su mayor limitación es ante una baja observabilidad de la red de BT, por lo que se deben realizar esfuerzos hacia la digitalización y monitorización. La inteligencia artificial puede apoyar la generación de pseudo-medidas o en la abstracción del modelo de red. Por otro lado, se ha validado que el algoritmo multi SOCP-OPF desarrollado para redes de distribución en BT desequilibradas permite el control de los recursos energéticos en tiempos de respuesta cercanos al tiempo real y con gran precisión. Es necesario ahondar en algoritmos distribuidos que permitan su despliegue en redes de distribución más extensas y avanzar hacia estrategias de control que incluyan la cuantificación económica de la provisión de flexibilidad.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido parcialmente financiado por el Gobierno Vasco en el proyecto TWIN-net "*Gemelo Digital De La Red De Distribución Eléctrica Para Maximizar La Integración De Energías Renovables*" (ELKARTEK KK-2020/00050).

REFERENCIAS

La lista de referencias bibliográficas por orden alfabético:

Ahmad, F., Rasool, A., Ozsoy, E., Sekar, R., Sabanovic, A., & Elitaş, M. (2018). Distribution system state estimation-A step towards smart grid. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 81, pp. 2659–2671). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.071

Arboleya, P., Koirala, A., Suarez, L., Mohamed, B., & Gonzalez-Moran, C. (2019). Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low-Voltage Terminal Distribution Network. *IEEE Transactions on Industry Applications*, *55*(6), 7230–7239. https://doi.org/10.1109/TIA.2019.2913825

Chaminda Bandara, W. G., Almeida, D., Godaliyadda, R. I., Ekanayake, M. P., & Ekanayake, J. (2021). A complete state estimation algorithm for a three-phase four-wire low voltage distribution system with high penetration of solar PV. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *124*. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106332

Futured. (2021). *Flexibilidad en Redes de Distribución Eléctrica*.

Garces, A. (2016). A quadratic approximation for the optimal power flow in power distribution systems. *Electric Power Systems Research*, *130*, 222–229. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.09.006

Koirala, A., Suárez-Ramón, L., Mohamed, B., & Arboleya, P. (2020). Non-synthetic European low voltage test system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *118*. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105712

Papadimitrakis, M., Giamarelos, N., Stogiannos, M., Zois, E. N., Livanos, N. A. I., & Alexandridis, A. (2021). Metaheuristic search in smart grid: A review with emphasis on planning, scheduling and power flow optimization applications. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 145). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111072

Sun, H., Feng, G., Nikovski, D., & Zhang, J. (2016). Dynamic State Estimation Based on Unscented Kalman Filter and Very Short-Term Load and Distributed Generation Forecasting. *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*.

4.- TECNOLOGÍAS DE DIGITALIZACIÓN: *EDGE COMPUTING*, ANALÍTICA DE DATOS, GESTIÓN DE ACTIVOS, IOT, INTELIGENCIA ARTIFICIAL, ROBÓTICA, CIBERSEGURIDAD, *BLOCKCHAIN*, *DIGITAL TWINS*, REALIDAD MIXTA Y AUMENTADA, DRONES, ELECTRÓNICA DE POTENCIA, INGENIERÍA DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS, CERTIFICACIÓN.

REALIZACIÓN DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA SISTEMAS INDUSTRIALES CRÍTICOS

Esteban Gutiérrez Mlot, Investigador, Centro Tecnológico CIRCE
Jose Saldana, Investigador, Centro Tecnológico CIRCE
Ricardo J. Rodríguez, Investigador, Universidad de Zaragoza

Resumen: El trabajo en progreso presentado consiste en un banco de pruebas basado en herramientas de software libre y modular organizadas para evaluar de forma sencilla medidas de protección contra ciberataques en infraestructuras críticas sin afectar a su disponibilidad. El entorno se valida con un caso de uso en el que interviene el protocolo SunSpec en un sistema de Recursos Energéticos Distribuidos (DER). Se detectan ataques tipo person-in-the-middle (PiTM) con mecanismos implementados en dispositivos de computación distribuida sin grandes requisitos de computación.

Palabras clave: ciberseguridad, infraestructura crítica, banco de pruebas.

INTRODUCCIÓN

El paradigma Industria 4.0 surge de la digitalización de la industria, con el objetivo de descentralizar paulatinamente el sistema de control industrial (ICS). Aunque esta evolución trae muchas ventajas (como una mayor productividad y eficiencia, entre otras), también presenta algunos inconvenientes como consecuencia de la adopción de equipos y procedimientos informáticos estándar en el mundo del control de la automatización industrial. Además, dificultades como la creciente conectividad y el trabajo remoto ponen sobre la mesa varios desafíos relacionados con la ciberseguridad de los activos de la industria, especialmente en el ámbito de las infraestructuras críticas.

En este sentido, las infraestructuras críticas tienen unos requisitos de ciberseguridad especialmente exigentes, en particular en términos de disponibilidad. La necesidad de mantener los sistemas críticos en funcionamiento, evitando largas paradas de mantenimiento y la larga vida útil de los dispositivos ya instalados, han favorecido el uso de equipos heredados, que con frecuencia se interconectan con dispositivos modernos utilizando protocolos antiguos e inseguros.

Modbus es un ejemplo de estos protocolos de comunicación heredados. Originalmente concebido para su uso con controladores lógicos programables en 1979 [1], hoy en día se ha convertido en un protocolo de comunicación estándar de facto para dispositivos electrónicos industriales. Así, una variante de Modbus que funciona sobre TCP/IP (llamada Modbus/TCP) se usa ampliamente en los sistemas de Recursos de Energía Distribuida (DER) [2]. Reconociendo tanto la popularidad de Modbus como la falta de modelos de información estandarizados, en 2009 SunSpec Alliance inició un proyecto para definir modelos de información estándar para dispositivos DER [3], creando la especificación SunSpec Modbus. Este estándar permite la interoperabilidad entre los componentes del sistema DER, definiendo el contenido de registros Modbus y una serie de funciones para gestionarlos.

En los sistemas DER, los recursos eléctricos se conectan directamente a la red de distribución pública. Son sistemas con un rango de potencia bajo, entre 3 kW y 50 MW, y generalmente se ubican cerca del usuario final (por ejemplo, una casa o una empresa) como generadores de respaldo, en general, fotovoltaica y baterías. Los sistemas DER requieren un amplio intercambio de datos, lo que los hace tener una gran exposición a los ataques cibernéticos. Además, como los sistemas DER forman parte de los sistemas eléctricos nacionales, se consideran infraestructuras críticas. Realizar pruebas de penetración o probar la ciberseguridad de nuevos dispositivos en estos entornos es muy difícil o incluso imposible. Por ello, es importante contar con una plataforma fácilmente desplegable, sobre la cual se puedan realizar pruebas de ciberseguridad rigurosas, transparentes y replicables.

Las últimas tendencias en contramedidas de ciberseguridad incluyen el despliegue de Sistemas de Detección de Intrusos (IDS) en la red para detectar automáticamente amenazas potenciales. Trabajando en las capas de red y transporte, un IDS monitorea y analiza las comunicaciones en busca de anomalías o firmas, que pueden ser signos de violaciones o amenazas a las políticas de ciberseguridad. Un IDS puede ser una poderosa herramienta defensiva para infraestructuras críticas debido a su capacidad para proteger contra ataques desconocidos y los que utilizan vectores de ataque completamente nuevos (conocidos como ataques de día cero) [4].

En este trabajo todavía en desarrollo, hemos creado un banco de pruebas para evaluar mecanismos de ciberseguridad para la protección de dispositivos DER contra ataques. Además, como caso de estudio, la plataforma de pruebas de

penetración creada, se utiliza en un entorno controlado para evaluar la seguridad de los sistemas y protocolos de comunicación de un controlador de un banco de baterías de iones de litio que está expuesto a un ataque convencional. Finalmente, se presenta un IDS que se ha desplegado en un sistema embebido (denominado Energy Box [5]) y que está basado en herramientas de código abierto.

El resto de este documento está organizado de la siguiente manera. El capítulo III presenta el banco de pruebas propuesto y una demostración de su uso. Finalmente, el capítulo IV expone las conclusiones de este trabajo y establece próximos pasos.

BANCO DE PRUEBAS PARA EVALUAR LA CIBERSEGURIDAD EN SISTEMAS DER: CASO DE ESTUDIO

Este capítulo presenta el banco de pruebas y un caso de uso donde lo evaluamos. Nuestro banco de pruebas es una plataforma desarrollada específicamente para realizar diferentes tipos de experimentos con el fin de evaluar la ciberseguridad de los dispositivos DER. Primero presentamos los requisitos cubiertos por nuestro banco de pruebas y los elementos que componen el caso de uso para el banco de pruebas. Finalmente, presentamos el caso de uso, mostrando un tipo particular de ataque y su detección.

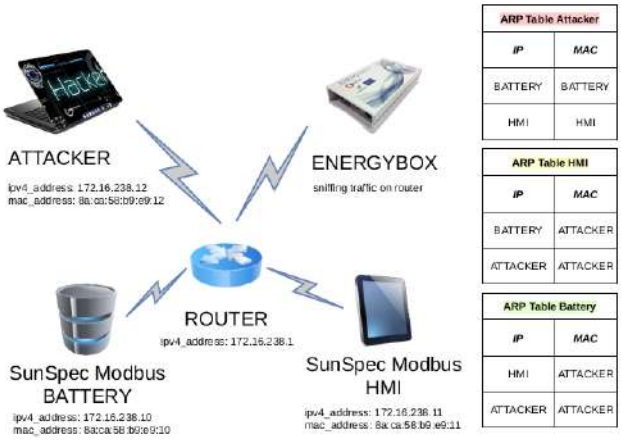


Ilustración 1 Elementos que componen el banco de pruebas

Descripción del banco de pruebas

A pesar de la implementación de las últimas prácticas en ciberseguridad, muchos sistemas DER aún tienen vulnerabilidades que pasan desapercibidas durante las evaluaciones de ciberseguridad. Además, la necesidad de una operación constante a menudo dificulta detener estos sistemas y desplegar y evaluar las contramedidas de ciberseguridad apropiadas. Nuestro banco de pruebas proporciona una forma de probar exhaustivamente las medidas de protección diseñadas para los sistemas DER.

El objetivo del banco de pruebas es permitir la generación de conjuntos de datos sobre la ejecución de un ataque en sistemas DER. Rodofile et al. definió diez requisitos para crear conjuntos de datos de ataque específicos para los ICS [6]:

1. capacidad para analizar mensajes
2. capacidad para replicar pilas de protocolos
3. capacidad para rastrear el tráfico en redes locales
4. poder inyectar mensajes anómalos en la red
5. poder modificar datos de mensajes en tiempo real
6. proporcionar un servicio maestro para enmascaramiento
7. proporcionar un servicio subordinado para enmascaramiento
8. proporcionar descubrimiento/reconocimiento de red para aplicaciones
9. capacidad de reproducir mensajes anteriores
10. capacidad de producir “inundación” de mensajes.

Nuestro banco de pruebas cubre todos estos requisitos. Este ha sido construido para un sistema de almacenamiento de energía que utilice el protocolo de comunicación y control SunSpec número de modelo 803. Este modelo especifica cómo se configuran los registros Modbus para un banco de baterías de iones de litio. Este escenario se seleccionó de un caso de uso utilizado en el proyecto EU H2020 TALENT [7], y es una aplicación de batería que se encuentra comúnmente en las redes de monitoreo DER, donde la batería se consulta de forma rutinaria y devuelve un valor.

La Ilustración 1 muestra el diagrama de red para este caso de uso. El banco de pruebas de ejemplo consta de tres nodos virtuales y un dispositivo físico. Los nodos virtuales se crean utilizando tres perfiles de configuración (interfaz hombre-máquina (HMI), batería y atacante) y se implementan en una máquina física mediante la tecnología de contenedores Docker. En cuanto al dispositivo físico, llamado Energy Box, es un concentrador de datos polivalente para el funcionamiento de Smart Grids. Contiene varias interfaces de comunicación y una CPU integrada. Se utiliza principalmente para capturar y almacenar información, ejecución de algoritmos de red y control de instalaciones eléctricas.

Actualmente estamos trabajando en una versión virtualizada de este nodo para hacer que el banco de pruebas sea escalable y fácilmente extensible con técnicas como “Hardware-in-the-loop”. El código fuente está disponible en un repositorio creado en GitHub [8].

Una vez que se arrancan los nodos virtuales, la HMI inicia la comunicación con la batería utilizando el protocolo SunSpec Modbus, sondeando el nodo para obtener información en un intervalo de tiempo específico. Todos los nodos están conectados mediante el motor Docker, que expone su interfaz de red a la Energy Box. Por lo tanto, el motor actúa como un "enrutador", es decir, se utiliza para enrutar paquetes y asignar direcciones IP.

El nodo HMI tiene una interfaz web a la que se puede acceder a través de un navegador. La interfaz sondea la batería en busca de datos cada 5 segundos y muestra tres medidas de batería diferentes proporcionadas por el modelo SunSpec considerado en este caso de uso: voltaje promedio; corriente media; y temperatura media. El nodo Batería simula un conjunto de baterías de iones de litio que funcionan en condiciones normales.

Finalmente, el nodo Attacker está implementado en una máquina que ejecuta Kali Linux, una distribución de Linux basada en Debian diseñada para análisis forense digital y pruebas de penetración que tiene una rica colección de herramientas de software para diferentes tareas relacionadas con la evaluación de la seguridad cibernética.

Ataque simulado

En este banco de pruebas, el atacante realizará principalmente un ataque PiTM. Suponemos que ya están dentro de la red LAN. En este ataque, se intercepta la comunicación entre la HMI y la batería. Los mensajes enviados desde la batería a la HMI se modifican reemplazando los valores de temperatura originales con valores falsos creados por el atacante.

Para realizar este ataque con éxito, el atacante debe seguir ciertos pasos. Primero, tienen que escanear la red. Para ello, se realiza un escaneo activo y pasivo para identificar posibles superficies de ataque, vulnerabilidades, servicios, protocolos, direcciones y puertos que puedan ser utilizados para comprometer los sistemas objeto de ataque.

La información que se podría obtener sobre la red incluye direcciones de origen y destino, puertos utilizados y comandos de control y configuración. Además, también se puede obtener información sobre dispositivos industriales como fabricante, número de modelo, comandos permitidos y mapas de memoria.

Esta información es procesada por el atacante para preparar el siguiente paso del ataque. Tras conocer la dirección IP y los puertos de origen y destino, el atacante se conecta a los dispositivos haciéndoles creer que se están comunicando directamente entre sí. Para ello, realizan un ataque de suplantación de identidad ARP. En este ataque, se envían paquetes ARP falsificados para modificar las tablas ARP de los dispositivos de red.

Estas tablas almacenan las direcciones ARP que se necesitan con más frecuencia durante la comunicación. De esta forma, la dirección MAC del atacante se asocia con las direcciones IP de las víctimas.

Así, los paquetes que se envían entre dos máquinas tienen la dirección IP de destino correcta, pero con la dirección MAC del atacante, por lo que el conmutador de red los recibe y los envía al puerto físico al que está conectado el atacante.

```
▸ Frame 72: 131 bytes on wire (1048 bits), 131 bytes captured (1048 bits)
▸ Ethernet II, Src: 8a:ca:58:b9:e9:10 (8a:ca:58:b9:e9:10), Dst: 8a:ca:58:b9:e9:12 (8a:ca:58:b9:e9:12)
▸ Internet Protocol Version 4, Src: 172.16.238.10, Dst: 172.16.238.11
▸ Transmission Control Protocol, Src Port: 502, Dst Port: 56576, Seq: 27, Ack: 37, Len: 65
▾ Modbus/TCP
    Transaction Identifier: 3
    Protocol Identifier: 0
    Length: 59
    Unit Identifier: 0
▾ Modbus
    .000 0011 = Function Code: Read Holding Registers (3)
    Byte Count: 56
  ▸ Register 0 (UINT16): 803
  ▸ Register 1 (UINT16): 26
  ▸ Register 2 (UINT16): 0
  ▸ Register 3 (UINT16): 0
  ▸ Register 4 (UINT16): 0
  ▸ Register 5 (UINT16): 0
  ▸ Register 6 (UINT16): 0
  ▸ Register 7 (UINT16): 0
  ▸ Register 8 (UINT16): 0
  ▸ Register 9 (UINT16): 0
  ▾ Register 10 (UINT16): 30
      Register Number: 10
      Register Value (UINT16): 30
```

Ilustración 2 Fragmento de salida de Wireshark

A partir de ahora, el atacante puede realizar diferentes ataques como: *sniffing*, que permite al atacante obtener todo el tráfico de comunicaciones y buscar información específica como correos electrónicos, contraseñas o cookies web para realizar ataques de suplantación de identidad o robo de identidad; *proxy*, que permite modificar los paquetes para cambiar la información del protocolo, finalizar conexiones, eliminar paquetes, etc.; o *inyección de paquetes*, insertando paquetes de red que cambian el comportamiento esperado de los dispositivos industriales.

Las pruebas de penetración realizadas en el controlador de batería se detallan a continuación. Hay que tener en cuenta que este escenario de ataque supone que el atacante tiene acceso a la red local o que el ataque se origina dentro de la red local a través de un nodo de red legítimo controlado por el atacante y que puede ejecutar comandos de forma remota.

Como se explicó anteriormente, en este caso de uso los comandos utilizados por el atacante se ejecutan en un nodo con el sistema operativo Kali Linux. Para realizar el escaneo de la red, el atacante sigue estos pasos:

- Identificación de los dispositivos en la red local mediante nmap (por ejemplo, nmap -sP 172.16.238.0/24).
- Identificación de puertos abiertos en el controlador de batería, también mediante nmap (por ejemplo, nmap -Pn -p 502 172.16.238.10).
- Identificación de direcciones Modbus, puertos, comandos y memoria utilizando analizadores de paquetes de redes de datos como tcpdump o Wireshark. En la Ilustración 2 se muestra un fragmento de una captura de Wireshark. Como se muestra, se pueden identificar las conexiones entre la batería y la HMI, así como los comandos de control y los mapas de memoria.

Para realizar el ataque de suplantación ARP, el atacante utiliza la herramienta *arpspoof* con las direcciones IP de los dispositivos detectados previamente como parámetros de entrada (por ejemplo, arpspoof -t 172.16.238.10 172.16.238.11).

Después de realizar este ataque, el atacante comienza a recibir información. Esta información es bastante útil para ejecutar ataques posteriores porque permite conocer las direcciones, puertos, comandos y mapas de memoria de la batería y la HMI.

Para completar el ataque PiTM, el atacante cambia un valor de la batería (en concreto, el valor de temperatura media). Este valor se encuentra en el registro número 10 del modelo de Banco de Baterías de Ion-Litio utilizado en este escenario. En particular, el valor de la temperatura se cambiará de 30 a -10 usando *Python3* y *Scapy*, que es una poderosa biblioteca interactiva de manipulación de paquetes para Python.

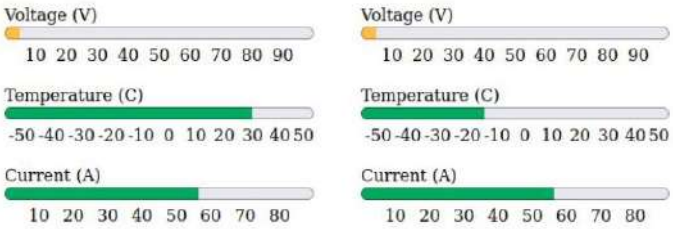


Ilustración 3 Valores originales de HMI (lado izquierdo) y falsos (lado derecho).

Cuando se ejecuta el script de Python, inspecciona cada paquete recibido de la batería, buscando el registro 10. Si lo encuentra, cambiará su valor asociado al nuevo valor. Después de cambiarlo, se recalculará el checksum del paquete (para que no se descarte por errores de transmisión) y finalmente se envía a la HMI como si lo enviara la propia Batería.

Para comprobar si el ataque tiene éxito, vamos a utilizar el propio dispositivo HMI, que tiene una interfaz web que muestra tres valores (voltaje, temperatura e intensidad) recibidos de la batería, actualizados cada 3 segundos. La Ilustración 3 muestra dos capturas de pantalla de la interfaz web del dispositivo HMI antes y después del ataque.

Detección del ataque PiTM

La detección de ataques PiTM se realiza en el dispositivo Energy Box integrado, que ejecuta un IDS de red de código abierto llamado Snort. Este IDS utiliza una serie de reglas que ayudan a definir la actividad maliciosa de la red y se utilizan para encontrar paquetes que coinciden con las reglas y generar las alertas correspondientes.

Se crean reglas específicas para detectar ataques de suplantación ARP. En este caso de uso, las reglas se definen en el momento de creación de la red, en el que se asocia cada dispositivo existente en la red con su dirección MAC actual. De esta forma, cuando se detecta tráfico de red con direcciones MAC e IP no esperadas, el sistema genera una alarma en la consola del administrador. Como puede verse en la ilustración 4, el ataque se detecta con éxito y se informa al usuario sobre la dirección IP de la víctima (la Batería) y del atacante.

```
02/06-19:05:53.997061 [**] [1:472:4] ICMP redirect host [**] [Classification: Potentially Bad Traffic] [Priority:2] {ICMP} 172.16.238.12 -> 172.16.238.10
```

Ilustración 4 Ejemplo de alarma Snort

DISCUSIÓN Y TRABAJO FUTURO

En este trabajo en desarrollo, presentamos un banco de pruebas creado para evaluar la ciberseguridad de los sistemas DER contra ataques a dispositivos de comunicación basados en SunSpec. Utilizando nuestro banco de pruebas en un entorno controlado compuesto por una HMI y un controlador de batería, hemos demostrado que el sistema industrial es vulnerable a los mismos ataques que los sistemas de información convencionales. Además, hemos utilizado el dispositivo embebido Energy Box para desplegar un IDS de código abierto que nos permite mitigar los ataques emitiendo alarmas cuando se detectan eventos de amenazas.

Como trabajo futuro, nuestro objetivo es expandir el banco de pruebas con un nuevo conjunto de datos creado a partir de la prueba de nuevos casos de uso relacionados con infraestructuras críticas. También tenemos la intención de mejorar la detección de anomalías, cambiando el detector basado en reglas por uno que utilice algoritmos dinámicos (usando inteligencia artificial) optimizados para ejecutarse en dispositivos integrados con recursos de hardware limitados.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos el soporte financiero al proyecto TALENT, programa de la Unión Europea H2020 bajo el acuerdo N. 864459 (UE-19-TALENT-864459).

REFERENCIAS

[1] Modbus Organization, Inc., «Modbus FAQ,» [En línea]. Available: https://modbus.org/faq.php. [Último acceso: 9 Abril 2022].

[2] R. Chauhan y K. Chauhan, Distributed Energy Resources in Microgrids: Integration, Challenges and Optimization, Elsevier, 2019.

[3] SunSpec Alliance, «SunSpec Energy Storage Model,» [En línea]. Available: https://sunspec.org/sunspec-energy-storage-model-description. [Último acceso: 9 Abril 2022].

[4] R. Leszczyna, Cybersecurity in the Electricity Sector: Managing Critical Infrastructure, Springer International Publishing, 2019.

[5] G. Fernández, H. Bludszuweit, J. Torres y J. Almajano, «Optimal demand-side management with a multi-technology battery storage system,» de *ICREPQ'18*, Salamanca, 2018.

[6] N. R. Rodofile, K. Radke y E. Foo, «Framework for SCADA cyber-attack dataset creation,» de *Proceedings of the Australasian Computer Science Week Multiconference*, Geelong (Australia), 2017.

[7] European Union's Horizon 2020, «TALENT project,» [En línea]. Available: https://talentproject.eu. [Último acceso: 22 Abril 2022].

[8] E. Gutiérrez Mlot, «DER Testbed,» [En línea]. Available: https://github.com/esguti/TestbedDER. [Último acceso: 27 Abril 2022].

PROYECTO DE VIRTUALIZACIÓN DE UN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Pablo López Pérez, Smart Grids Manager, Cuerva
Alberto Sánchez Pérez, Head of Innovation, Cuerva
Peter Rawlins, VP Business Development, Barbara
Juan Pérez-Bedmar, VP Growth, Barbara

Resumen: De manera tradicional, el hardware y el software de los equipos de un Centro de Transformación se han instalado de manera completamente integrada, dando lugar a sistemas "legacy" desactualizados y con baja capacidad computacional y de comunicación.

Para solucionar este problema, la virtualización de un Centro de Transformación nos permite realizar una separación entre el hardware y el software, dotando de nuevas funcionalidades avanzadas a los equipos ya existentes y mejorando así su ciclo de vida útil.

En el proyecto conjunto entre Cuerva y Barbara, se ha realizado la virtualización de un Centro de Transformación de su red de distribución mediante un Nodo Edge con alta capacidad computacional, siendo capaz de integrar los distintos dispositivos desplegados en dicho centro: concentrador, supervisores avanzados de baja y media tensión, control de las celdas de línea, etc.

Gracias a la implementación del Edge Computing en el Centro de Transformación se puede realizar el procesamiento de los datos en local de las distintas fuentes de datos, y tomar decisiones de manera autónoma sin tener que pasar por un sistema centralizado tipo SCADA.

Esta automatización de la toma de decisiones es esencial, sobre todo en la baja tensión, dado la penetración de recursos energéticos distribuidos no gestionables que estamos experimentando en las redes de distribución, siendo el Centro de Transformación el elemento clave para poder gestionar los flujos de energía.

Palabras clave: Edge Computing, Gestión de Activos, IoT, Ciberseguridad: *Tecnologías de Digitalización*

ANTECEDENTES

Cuerva es una empresa del sector energético, fundada en 1939 en Granada. Comenzó llevando electricidad a zonas rurales de la provincia de Granada a través de generación renovable mediante generación hidráulica. Actualmente, tiene 9 líneas principales de negocio en las que cubre toda la cadena de valor de la energía, desde generación, distribución, comercialización, servicios energéticos a clientes. Cuenta con más de 140 empleados y tiene presencia en 3 países: España, Perú y Panamá.

Desde 2019, Cuerva está en un proceso de aceleración empresarial que se apoyaba en la digitalización de parte de sus procesos y activos. Cuerva tiene el objetivo de acercarse más al cliente final, mejorando la calidad del suministro y ofreciendo nuevos servicios de mayor valor. Una de las líneas en las que Cuerva decidió trabajar es en la conexión de sus equipos industriales situados en Centros de Transformación y la ejecución de algoritmos de Edge Computing, virtualizando completamente sus instalaciones.

Barbara fue la opción elegida por Cuerva para poner en marcha esta iniciativa ya que, gracias a su plataforma de Edge Computing Industrial, tenían a su alcance conectores con los principales protocolos industriales que sus equipos utilizan y les permitía hacer el despliegue, ejecución y gestión de algoritmos de Edge Computing. Con esto, Cuerva se acercaba a la obtención del dato en tiempo real, que era y es su objetivo principal

EL PROYECTO

Para realizar esta virtualización, era necesario disponer de datos en tiempo real (<1 minuto) de las celdas de línea de sus centros de transformación y de los detectores de paso de falta, así como poder comunicar con el concentrador y el supervisor avanzado de baja tensión mediante Web Services, para disponer así de alarmas instantáneas sobre calidad de suministro: sobre o subtensiones, sobreintensidades, corrientes de neutro, etc.

De manera tradicional, los datos de los supervisores instalados en media tensión van hacia el SCADA, en el caso particular de Cuerva mediante protocolo IEC-60870-104, y este SCADA es un sistema bastante rígido de por sí que no permite configurar eventos y alarmas a medida, y su integración con aplicaciones de terceros es muy complicada, dado que también es un sistema crítico para el distribuidor por y para la operación de la red. Es por eso por lo que se necesitaban otro tipo de soluciones más orientadas al dato.

La instalación de Nodos Edge con el software de Barbara en los centros de transformación y el uso de la plataforma Barbara para la gestión y control de la inteligencia de estos nodos, fueron la solución elegida para llevar a cabo el proyecto.

Alcance del proyecto

El alcance del proyecto implicó desde la selección de los Nodos Edge que mejor se adaptasen a nivel hardware y de capacidades de computación, hasta el desarrollo y configuración de módulos software dentro de la plataforma Barbara que permitieran todas las operaciones que Cuerva requería, como:

- **Conectar con varios equipos industriales** situados en los centros de transformación. Esto implicó desarrollar nuevos conectores en la plataforma Barbara para la comunicación industrial a través de protocolos como Modbus RTU, IEC-60870-5-104, Web Services, entre otros.
- **Comunicar de manera inalámbrica con la infraestructura IT** de Cuerva. Esto se realizó configurando los conectores de red y de protocolos de comunicaciones IoT que la plataforma Barbara ya disponía
- **Correr algoritmos de Edge Computing** localmente para el tratamiento de datos, paquetizados en contenedores Docker. La plataforma Barbara permitía ya esta funcionalidad
- **Gestionar remotamente los propios Nodos Edge** para poder actualizar el firmware (drivers, protocolos de comunicaciones, otros) y el software (contenedores Docker) sin la necesidad de disponer de personal en el centro de transformación. La plataforma Barbara ya permitía esta funcionalidad

El proyecto se llevó a cabo entre los meses de marzo de 2020 y marzo de 2021 y se desarrolló en 3 fases

1. Fase de desarrollo (marzo - octubre 2020)
2. Fase de despliegue (octubre 2020 - enero 2021)
3. Fase de obtención de datos (octubre 2020 - marzo 2021)

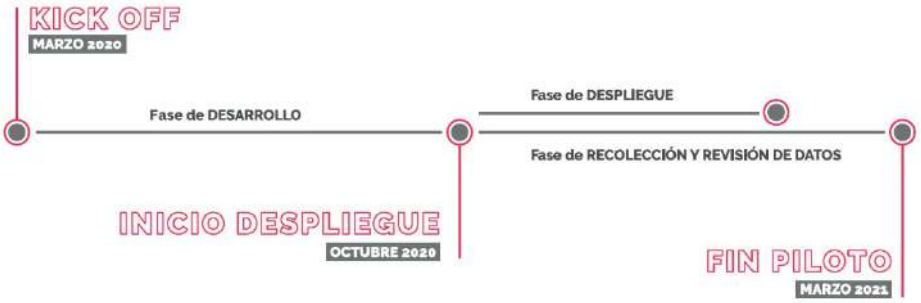


Figura 1. Fases del proyecto

En la actualidad, el proyecto se encuentra en fase de mejora continua, trabajando con distintas empresas y centros tecnológicos para incorporar algoritmos de terceros de forma concurrente con los existentes para incorporar nuevas funcionalidades al Centro de Transformación virtualizado.

El Reto

La mayor dificultad del proyecto residía en crear nuevos conectores industriales que permitieran comunicar con la diversidad de protocolos, de dispositivos y de fabricantes distintos con las peculiaridades de cada uno. A su vez, los conectores ya existentes de red (3G/4G) y de protocolos IoT (MQTT y AMQP) tuvieron que ser configurados y personalizados para permitir el envío de datos en tiempo real a los sistemas de Cuerva.

Gracias a la plataforma Barbara, Cuerva pudo desarrollar, desplegar, depurar y operar sus algoritmos de Edge Computing que les permitían gestionar de manera inteligente sus centros de transformación. Entre las distintas tecnologías usadas destacan:

- Docker, como tecnología de paquetización de los algoritmos de Edge Computing
- MQTT / AMQP, para el envío de datos a la infraestructura de Cuerva
- BBDD interna en el Nodo Edge (InfluxDB), lo que permite que ante una pérdida de comunicación no se produzca la pérdida de ningún dato. Esta base de datos tiene almacenamiento para aproximadamente un día de datos.

Arquitectura de la solución

La solución desplegada implicaba componentes tanto en la nube para la gestión de los propies equipo, así como en el propio centro de transformación para realizar la conexión física entre el nodo Edge y los distintos dispositivos a integrar

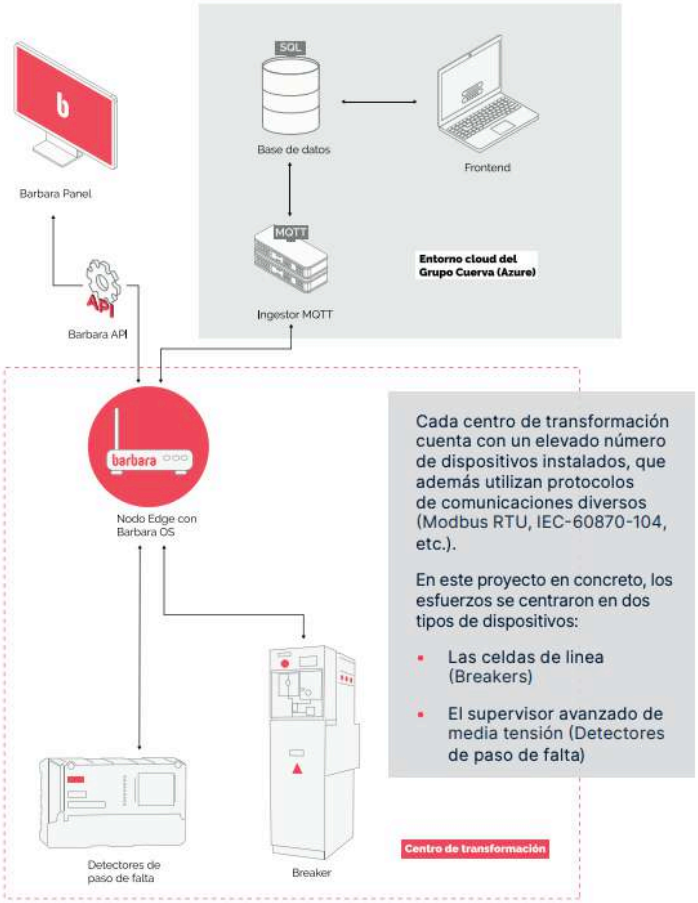


Figura 2. Esquema de la arquitectura de la solución

- **Las celdas de líneas (Breaker)** permiten monitorizar y controlar el centro de transformación, así como modificar la explotación de la red a través del control del relé de estas celdas. En este proyecto utilizamos el Ekor RCI del fabricante Ormazábal. Cuenta con dos protocolos paralelos de comunicación:
    - IEC 60870-5-104. Integrado directamente en el despacho de control (SCADA) de Cuerva
    - MODBUS RTU. Protocolo objeto de integración en este proyecto, el cual se usará para la captura de datos desde el Nodo Edge.
- L**os detectores de paso de falta** miden en el lado de alta del transformador, dando valores de tensión, intensidad, potencia activa y reactiva por fase, así como una serie de eventos que pueden ocurrir en la red como direccionalidad de la falta, tipo de falta, etc. En este proyecto utilizamos el dispositivo 2TCA del fabricante ZIV, y su protocolo de comunicación es el IEC-60870-5-104, soportado ya por la plataforma Barbara.
- El **concentrador** se encarga de recoger la medida de los contadores telegestionados desplegados en la red de baja tensión, comunicando con ellos a través de PLC y volcando los datos mediante ficheros en un FTP. Dicho concentrador también permite la interacción con un tercero mediante Web Services en SOAP, lo que habilita la posibilidad del envío de órdenes, peticiones de datos o cambios de configuración en el propio Edge mediante esta vía
- El **supervisor avanzado de baja tensión** sigue una filosofía similar al concentrador, pero en este caso los datos los recoge de las tarjetas instaladas en el cuadro de baja tensión para medir, en tiempo real, cada fase de cada línea de baja tensión. Al igual que el concentrador, se puede comunicar con él mediante Web Services en SOAP.
- **El Nodo Edge**: El Software Barbara OS, está insertado en el Nodo Edge, lo que permite la ejecución segura de aplicaciones de Edge Computing, así como su monitorización y gestión remota. Estas aplicaciones han sido desarrolladas en contenedores Docker directamente por Cuerva.

Medidores y resultados

Los resultados principales de este proyecto están orientados a reducir al mínimo el tiempo para disponer del dato de los distintos dispositivos integrados. La siguiente tabla muestra dichos resultados, tanto absolutos como relativos, de cada uno de dichos dispositivos:

Dispositivo	**Tiempo Inicial (s)**	**Tiempo Edge (s)**	**Mejora (s)**	**% Mejora**
RCI	200	30-45	170-155	85-77,5
DPF	200	30-45	170-155	85-77,5
SABT	300	30-45	270-255	90-85

Tabla 11. KPIs de latencia del proyecto

Donde:

- **Tiempo Inicial** (s). Periodo de tiempo comprendido entre que el dispositivo vuelca el dato y está disponible en la plataforma Cloud de Cuerva.
- **Tiempo Edge** (s). Periodo de tiempo comprendido entre que el Nodo Edge hace la llamada en local a cada dispositivo y el dato está disponible en dicho Nodo.

A partir de obtener estos dos valores, se obtiene la mejora en tiempos tanto en valores absolutos como relativos, y como se puede observar los valores son bastante elevados, del orden del 77,5 y 90% de mejora, reduciendo los tiempos entre 2,5 y 4,5 minutos, lo que es esencial para poder llevar a cabo la toma de

decisiones en tiempo real en el Edge. Gracias a la reducción de la latencia, mejoramos los tiempos de respuesta ante cualquier posible anomalía que pueda ocurrir en la red, lo que impacta directamente en los índices de calidad de suministro (TIEPI y NIEPI).

Por otro lado, también se ha realizado el cálculo del volumen de datos evitado de enviar a la nube gracias a hacer los procesos de ETL (extracción, transformación y carga) en el propio Edge, lo que también contribuye a la reducción de los propios costes de almacenamiento de la infraestructura de Cuerva. En este sentido, el ahorro diario de tráfico de datos gestionado en el propio Edge es de 1,4 MB. Aunque este número parezca pequeño, hay que tener en cuenta que el piloto solo atañe a un centro de transformación, si escalamos este número a la totalidad de centros que posee Cuerva estaríamos hablando de más de 700 MB gestionados de manera anual y no enviados a la nube para su procesamiento.

Conclusiones

El sector eléctrico se encuentra inmerso en un profundo cambio, con una cada vez mayor penetración de recursos renovables distribuidos, cambiando de manera radical la forma tradicional de explotar la red de distribución: donde antes los flujos de energía eran únicamente unidireccionales (de grandes generadores hacia el consumo), ahora son bidireccionales (cualquier punto de consumo puede ser también un punto de generación), siendo necesaria la interoperabilidad en tiempo real con información de activos de generación y consumo mediante ontologías y funcionalidades comunes para favorecer la incorporación de los mecanismos de flexibilidad entre los distintos agentes implicados en los mercados locales: prosumidores, agregadores, comercializadores, distribuidor, etc.

En este contexto, es necesario dotar de inteligencia al centro de transformación para que sea capaz de tomar decisiones en tiempo real y poder gestionar de manera eficiente los flujos de energía entre los distintos agentes: generaciones fotovoltaicas, baterías, vehículos eléctricos, etc.

En este sentido nace el proyecto de Virtualización de un Centro de Transformación, siendo capaces de integrar los dispositivos ya existentes en un centro de transformación en un Nodo Edge, aumentando la interoperabilidad con los equipos gracias a usar protocolos industriales comunes y trabajando con ellos de manera simultánea, con las correspondientes ventajas que se obtienen y que impactan en el negocio de la distribución: reducción de latencia, tiempos de respuesta, ahorro en infraestructura cloud, incrementar las funcionalidades de los sistemas legacy, etc.

Por otro lado, la ciberseguridad de los datos también es muy importante en el mundo Edge. Por ello, el dispositivo se ha desarrollado teniendo en cuenta las buenas prácticas definidas en la norma IEC-62443, la cual aborda la ciberseguridad para la tecnología operativa en sistemas de automatización y control, siendo el Nodo Edge totalmente robusto ante cualquier ciberataque que se pudiera producir gracias a contar con tecnologías avanzadas en temas de ciberseguridad.

Como continuación del proyecto, Cuerva y Barbara están trabajando con otros proveedores de tecnología para el despliegue de algoritmos contenereizados (a través de Docker) en el propio Edge, para su ejecución en tiempo real que contribuya a la toma de decisiones sin tener que pasar todo el tráfico de datos por el Cloud para su análisis.

TRANSFORMACIÓN DIGITAL EN LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS ACTIVOS DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICA

Jordi Cuadrado Borbonés, Tecnificación del Transporte, Red Eléctrica de España
Gonzalo Zambranos Hernández, Ingeniería de Subestaciones, Red Eléctrica de España
Alexandra Burgos Melguizo, Tecnificación del Transporte, Red Eléctrica de España
Jesús Calvo Laso, Sistemas de Información, Redeia

Resumen: Disponer de la información necesaria de los activos a lo largo del ciclo de vida es imprescindible en el mundo actual. Entendemos por información datos en contexto, confiables, compartidos, interconectados, accesibles de forma ágil. Esto nos permite generar conocimiento y mayor eficiencia en el desarrollo y la gestión de los activos. Los avances en herramientas y metodologías, como BIM (Modelado y Administración de Información de la Construcción), nos acercan a un cambio de paradigma: trabajar desde el origen con datos plenamente digitales, en procesos cada vez más integrados y automatizados. De esta forma, se consigue mejorar la toma de decisiones en fase de diseño y construcción, así como facilidades para la explotación de los datos en fases posteriores y evolución de los activos.

Red Eléctrica está transformando el paradigma de flujos y procesos de trabajo, pasando de uno tradicional basado en CAD y documentos, a un enfoque integral que proporciona un modelo completo y rico en información. Actualmente se ha desplegado para Ingeniería de Protección y Control de Subestaciones y está en expansión hacia el resto de tipología de activos. La transformación en curso está siendo una fuente de eficiencia y ahorro en costes, calidad y seguridad. Asimismo, se está potenciando y desarrollando el capital humano que hace posible esta transformación.

Palabras clave: BIM: Modelado y Administración de Información de la Construcción, Activo Digital, Ingeniería parametrizada de Protección y Control, Automatización de procesos de ingeniería, Ingeniería basada en datos y configuradores, Ciclo de Vida Activos, Transformación Digital, Gemelo Digital.

UNA APUESTA POR EL FUTURO EN EL PRESENTE: ORIGEN

Red Eléctrica está inmersa en el programa de proyectos Origen. La misión de Origen es hacer posible que, a la vez que se diseñan y construyen los activos físicos, ir elaborando su reflejo en el mundo digital. Se trata de generar, ordenar y clasificar la información desde el origen, desde el proceso o persona que la genera, de la forma más eficiente posible; tener la información interconectada y establecer mecanismos que garanticen la calidad de los datos. Los datos en contexto, que suponen información confiable, y la información interconectada, compartida, accesible de forma ágil es la que nos permite generar conocimiento y eficiencia.

La transformación que Red Eléctrica ha iniciado en la gestión de la información estructural de los activos de la Red de Transporte pasa por tener un punto de acceso único, unos modelos de datos adaptados a las necesidades de todo el ciclo de vida, del tipo de activo, y de los grupos de interés. No se trata sólo de herramientas, se trata de personas, procesos y herramientas que permitan la gestión de la información de forma eficiente y que abre las puertas a necesidades emergentes y a posibilidades que se impulsarán a futuro. La evolución de las metodologías y herramientas para el diseño y desarrollo de infraestructuras, así como de las tecnologías de integración, almacenamiento, explotación y visualización de datos, hace posible avanzar hacia el nuevo paradigma del activo digital, o en su terminología más extendida, gemelo digital, como fuente de conocimiento y eficiencia en la gestión del ciclo de vida de los activos de la Red de Transporte Eléctrica en España.

El alcance general del programa de proyectos Origen incluye:

- Disponer de un modelo de datos integrado, para todo el ciclo de vida del activo, en función de la especialidad o ámbito concreto del activo.
- Transformar la generación de la información para posibilitar que esté integrada en los procesos y que fluya de manera continua y sencilla a lo largo de estos.
- Desacoplar el consumo de información de la generación, en el sentido de disponer de un punto único de acceso a la información, siendo transparente para la persona usuaria las fuentes origen de los datos.
- Establecer mecanismos para garantizar la calidad de los datos en cualquier momento del ciclo de vida.

El programa de proyectos Origen, teniendo en cuenta las especificidades de los diferentes tipos de activos como pueden ser Líneas y Subestaciones, se articula en varias líneas de trabajo:

- MODELA:
  - Disponer de un modelo de datos integrado, para todo el ciclo de vida del activo, y la arquitectura TI, junto las herramientas necesarias. Revisión de procesos en aras de una simplificación, mayor optimización y conexión entre ellos.
- CREA:
  - Implementar los modelos y procesos evolucionados definidos en las líneas MODELA. Despliegue de procesos, herramientas, metodologías y aplicaciones, formaciones, adaptación de funciones y procesos legados.
- DOCUMENTA:
  - Transformación en la generación de documentación para su integración en el modelo de datos global.
- VISUALIZA:
  - Desarrollo de componentes para facilitar el acceso y visualización de los datos desde donde sea necesario.

Garantizar la coordinación de todas las líneas de trabajo y disponer de los mecanismos necesarios para asegurar la calidad de la información a lo largo de todo el ciclo de vida del activo, así como la gestión del cambio cultural son clave para el éxito del proyecto.

Debido a la magnitud de alcance de Origen se contempla un marco temporal amplio de varios años para cumplir la misión. Desde mediados de 2021 y en poco más de un año, los avances generales más significativos han sido:

- Creación de un espacio único desde el que acceder a la documentación de las instalaciones de la Red de Transporte (buscador ágil con acceso a múltiples fuentes).
- Creación de un portal de generación automática de documentos, a partir de plantillas gestionadas por negocio y datos de múltiples fuentes.
- Evolución y diseño de nuevos procesos, modelos de datos y arquitectura. Esta línea de trabajo, aún no finalizada, e iniciada con los activos de líneas aéreas y protección y control, establecerá las bases para el resto de activos.

Teniendo en cuenta este largo horizonte temporal y las distintas líneas de trabajo, en este artículo ejemplificamos cómo estamos transformando ya la realidad diaria, profundizando con un caso en que se trata el activo de subestaciones eléctricas de alta tensión, desde la etapa inicial del diseño e ingeniería, y el ámbito de la protección y control.

MODELA Y *CREA* PROTECCIÓN Y CONTROL: DEL CAD A LA INGENIERÍA PARAMETRIZADA

Contexto de Ingeniería de Protección y Control

En el ámbito de la ingeniería de control y protección para subestaciones, los marcos y herramientas de trabajo que se han venido utilizando en las últimas décadas han sido efectivos, hasta ahora. En el flujo de trabajo de ingeniería es habitual utilizar soluciones tipo normalizadas como plantillas o librerías de referencia para su utilización en la generación de los esquemas eléctricos de un proyecto concreto. A menudo, la variabilidad de casos y la necesidad de adaptación a situaciones particulares propician que el número de estas soluciones tipo se incremente exponencialmente. Es común, además, que estas soluciones tipo estén constituidas por planos individuales, habitualmente en formato CAD (.dwg), sin inteligencia, difíciles de gestionar y lo que es más importante, no son explotables por máquinas, aspecto clave para la automatización del proceso de ingeniería.

Una subestación puede incluir varios miles de hojas de esquemas eléctricos, que, si bien con la introducción a lo largo de los años futuros de la subestación digital facilitada por la IEC 61850 se reducirán en una parte, deben ser gestionados, modificados y validados, pues no sólo constituyen la base para la construcción del activo, sino que componen la documentación de detalle necesaria para el mantenimiento y explotación de la instalación. En consecuencia, la gestión y edición individual de estos planos implica una alta cantidad de trabajo manual y que los eventuales errores e inconsistencias sean difíciles de detectar.

El actual entorno de integración masiva de energía renovable propiciado por la transición energética y acelerado por la necesidad de independencia energética de Europa implica una enorme cantidad de proyectos en la Red de Transporte Eléctrico en un corto espacio de tiempo. Esta nueva realidad está llevando a muchas empresas en el sector a tomar la decisión de apostar por la digitalización como medio para conseguir una mayor agilidad, además de eficiencia y potenciar a su vez las tareas de mayor valor añadido.

Para comenzar esta transformación, son necesarias una serie de consideraciones de partida. La digitalización, en primer lugar, implica establecer una visión a largo plazo, una estrategia corporativa que contemple una perspectiva transversal de transformación implicando a otras áreas e impactando en procesos y flujos de trabajo. Es necesario el apoyo de los órganos directivos para otorgar soporte y autonomía a las personas que llevan a cabo la iniciativa de transformación. De la misma forma, el equipo responsabilizado de llevar a cabo la misión debe poder contar con la dedicación y los recursos necesarios para desarrollar la iniciativa. Estas consideraciones, están en consonancia con experiencias en la creación de organizaciones "primero digital" (Fuchs et al. 2018). El compromiso con la mejora continua debe ser parte del equipo de trabajo, el cuál participa en el establecimiento del nuevo proceso de trabajo, y que a su vez implica la adaptación de funciones y conocimientos. Se crean nuevos perfiles para mantener las nuevas formas de trabajo, y van perdiendo sentido otros de menor valor añadido, derivados de la mayor eficiencia y automatización.

En el contexto de los TSOs (*Transmission System Operators*) y, más concretamente en la parte de ingeniería eléctrica, existen diversos grados de implantación de herramientas de diseño y construcción electrotécnica (ECAE: *Electrical Computer Aided Engineering*) [1], muy asimilables a un entorno de herramientas BIM (Modelado y Administración de la Información de Construcción), para los sistemas automáticos de subestación. Sin embargo, en el mundo industrial está extendido y consolidado el uso de ECAE para desarrollar la ingeniería de control, automatización y mecatrónica. Generalmente el sector eléctrico por sus esenciales condiciones de servicio y disponibilidad adopta posturas de implementación de nuevos procesos y herramientas de una forma más garantista y conservadora.

La situación de partida para el proceso de ingeniería de control en Red Eléctrica se basaba principalmente en un flujo de trabajo soportado por archivos de esquemas eléctricos en formato AutoCAD (.dwg) y de hojas de cálculo en Microsoft Excel, que conformaban la librería de soluciones tipo y que se particularizaban para un proyecto concreto de una subestación. Esto se materializaba en un entregable formado por archivos PDF, nativos DWG y listados en Excel que conformaban la solución de ingeniería válida para construcción, pruebas y mantenimiento.

Con este tipo de formatos los datos no constituyen realmente información digital puesto que no son confiables, no son plenamente accesibles y en consecuencia no pueden ser explotados, a nivel base de datos. Están literalmente "atrapados" dentro de un dibujo o documento, precisando en todo momento de la interpretación de una persona especialista para la extracción de un sentido de la información, o conclusión. El mundo actual ha cambiado a un enfoque esencial a datos. Los dibujos, esquemas y documentos pasan a ser información modelada en bases de datos.

Técnica y arte de nuestra transformación: *MODELA* y *CREA*

En el caso de la transformación del servicio de ingeniería de protección y control, se articuló inicialmente el proyecto de prueba de concepto INGENIA (INGEniería de Subestaciones Nuevas formas de hacer más Inteligente Avanzada/Ágil). Los objetivos principales establecidos en esta fase fueron obtener el mayor nivel de automatización posible, a la par que, incrementar la calidad de los esquemas eléctricos, hasta el cero errores constructivos. Para esta fase inicial se trabajó siguiendo una adaptación de las prácticas SkunkWorks (Rich & Janos, 1994).

Tras la realización de sesiones de benchmarking específicas y una exhaustiva exploración de las soluciones comerciales existentes y su proceso de selección, se obtuvieron dos soluciones finalistas que fueron analizadas en detalle. Una de las soluciones, recientemente había incorporado una nueva tecnología, EPLAN Cogineer, de diseño basado en reglas configurables que a partir de las decisiones de ingeniería permitía reutilizar la información de Bloques y Circuitos Inteligentes Funcionales para la generación automatizada de esquemas eléctricos. Esta prueba de concepto supuso un caso de éxito, en la que el equipo consiguió demostrar una automatización del proceso superior al 50% y validar en un caso real su constructibilidad. Tras la validación de la viabilidad técnica, quedaron sentadas las bases y el caso de negocio para abordar con mayores garantías las siguientes fases.

Con MODELA se inició una revisión de procesos, ya no sólo en el ámbito de ingeniería, sino también abordando fases posteriores como la construcción, que incluye las pruebas, puesta en marcha y el mantenimiento. Se ha trabajado en los procesos evolucionados, con una perspectiva asimismo de herramientas software y de identificación de retos en cuanto a capacitación y especialización de personas y gestión del cambio.

En paralelo y antes del despliegue masivo de los nuevos procesos con CREA, se está paulatinamente extendiendo en una masa crítica de proyectos (alrededor de 1/3 de la carga de trabajo de ingenierías de protección y control), para asegurar la adaptación y robustez al combinar en paralelo la forma de trabajo tradicional y la evolucionada.

Resultados y beneficios

Diseño plenamente digital

Hasta fechas recientes, los esquemas eléctricos, eran únicamente líneas y símbolos: datos. Pero datos que precisan siempre de una persona para interpretarlos y extraer un propósito de esos dibujos, es decir información. Se ha dotado de inteligencia a los esquemas eléctricos, y estos pasan a contener información. Ahora, se está en disposición de construir digitalmente en un ordenador antes de hacerlo en la realidad, mediante la suite EPLAN implementada.

Para la incorporación de estructura y clasificación de elementos, se ha optado por seguir la estructuración de sistemas industriales conforme a la IEC 81346 [2], mediante la cual, con la consideración selectiva de aspectos, se puede encontrar la información desde diferentes puntos de vista o necesidades. Asimismo, se han incorporado designaciones de la IEC 61355 [3] en cuanto gestión de páginas.

Se ha creado una Librería Técnica de Materiales, ligada a la herramienta de modelado en la cual se dispone de los objetos con las características técnicas del material a instalar. Esto permite automatizar la verificación de no existencia de ciertos errores en cuanto a funcionalidad y constructivos. Asimismo, esta Librería permite tener de manera centralizada, fiable, y fácilmente accesible las características técnicas de materiales también para usos de mantenimiento. Esta orientación a objetos permite una reutilización altamente granular de componentes, que se han agrupado en Bloques Inteligentes Funcionales y Circuitos Funcionales Inteligentes, que conforman partes reutilizables y que se pueden particularizar de forma adaptativa, de un circuito eléctrico. Esta reutilización de objetos también proporciona una mayor agilidad en la retroalimentación de cambios, mejoras y correcciones ante la detección de errores en las soluciones estándar de una forma masiva y prácticamente inmediata, facilitando la mejora continua.

Otro de los avances en cuanto a calidad y automatización es la derivación automatizada de listados de cables, materiales, diagramas, etc. a partir de esquemas eléctricos inteligentes. El tradicional proceso de creación de listados de cableados es muy intensivo en tiempo y tareas manuales, y por su complejidad -al haber en un proyecto típico miles de orígenes y destinos de cables- es proclive a la introducción de errores e incoherencias con los esquemas eléctricos, principalmente discordancias entre planos de cableado y esquemas funcionales. Actualmente, no existe posibilidad de discrepancia o error entre una representación y otra, al ser un único modelo. A su vez se eliminan de raíz las dedicaciones manuales tanto en obra como su posterior corrección conforme a obra, a la vez que se aporta una mayor flexibilidad y capacidad de generación de representaciones bajo demanda.

Los tradicionales esquemas de cableado estaban diseñados para satisfacer, de forma simultánea, las necesidades de sus diferentes destinatarios en todo su ciclo de vida, a considerar: montaje (fase de construcción), pruebas-*commisioning* (fase de puesta en servicio) y finalmente mantenimiento. Para ello se llegó a una solución de compromiso en la representación, por la que se intentaba satisfacer, aunque no fuera de forma completa, las necesidades de todos ellos. Con la nueva metodología pueden diseñarse diferentes listados y diagramas específicos con la información focalizada a satisfacer las necesidades particulares de cada destinatario.

Hasta ahora, las necesidades de modificación y trabajo en obra han exigido la entrega de la documentación en papel para su tratamiento y modificación a mano alzada en la propia instalación. Las nuevas tecnologías y el uso de dispositivos electrónicos portátiles permiten asumir cada vez más cómodamente estas funciones. La entrega de un PDF navegable y buscable agiliza el trabajo en obra. En este caso, los planos en PDF incluyen con marcadores los árboles detallados de navegación de páginas con la estructura de los circuitos, árboles de materiales o elementos y navegación inteligente entre las distintas vistas de un elemento. Adicionalmente, las modificaciones realizadas desde obra se pueden trasladar directamente y en tiempo real al personal de gabinete técnico para su revisión y modificación.

En los proyectos, los actores involucrados necesitan datos contenidos en los esquemas eléctricos. Los equipos de control y protección electrónicos, IEDs (*Intelligent Electronic Device*) se nutren de listados *pinout* de entradas y salidas para enlazar las configuraciones y ajustes con la parte cableada. Asimismo, los fabricantes de los armarios y paneles eléctricos precisan de información contenida en los esquemas para sus procesos de producción industrial. Ambos actores pueden ahora reutilizar datos que antes se introducían manualmente. Igualmente, el personal de montaje y

cableado en obra puede utilizar extracciones de datos para facilitar el tendido de mangueras y la elaboración automatizada de etiquetas de cableado.

Configurador

Las innovaciones aplicadas nos permiten tener una base sólida de datos estructurados, clasificados, ordenados, con propósito y sentido, en forma de información reutilizable que nos permite avanzar hacia la etapa de gestión automatizada:

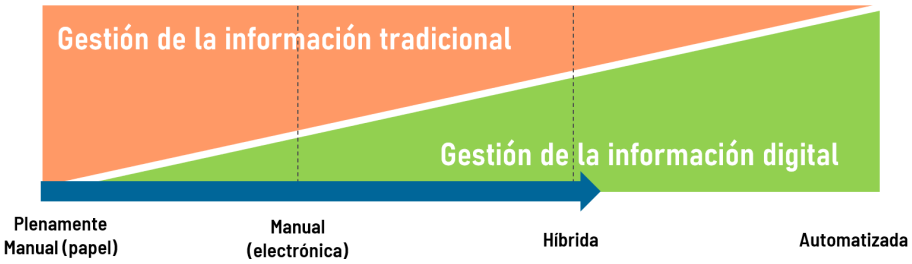


Figura 1. La estructuración y estandarización habilitan la automatización de la gestión de información.

Con esta base establecida se ha profundizado en la automatización, no sólo de tareas de delineación como la generación de listados de cables, si no para aplicar por primera vez, y a escala masiva, la tecnología *Cogineer* al negocio de ingeniería de protección y control de subestaciones de alta tensión. *Cogineer* es un complemento de la suite EPLAN Electric que proporciona el entorno para construir configuradores personalizados a las necesidades de negocio y que permiten generar de forma automatizada los esquemas eléctricos de un proyecto específico.

Cogineer proporciona al especialista de control y protecciones un formulario donde introduciendo las decisiones de ingeniería y los materiales específicos que afecten al proyecto, genera de forma automatizada -hasta cotas del 70%- un proyecto de esquemas ya particularizado a una subestación concreta. Se trata de un motor de inteligencia codificada en un conjunto de reglas, que utiliza la librería de Bloques y Circuitos Inteligentes Funcionales (soluciones de referencia) para componer los esquemas de un proyecto. Constituye una “cadena de montaje” de documentación de proyectos automatizada, que garantiza la coherencia de la información y reduce los potenciales errores humanos.

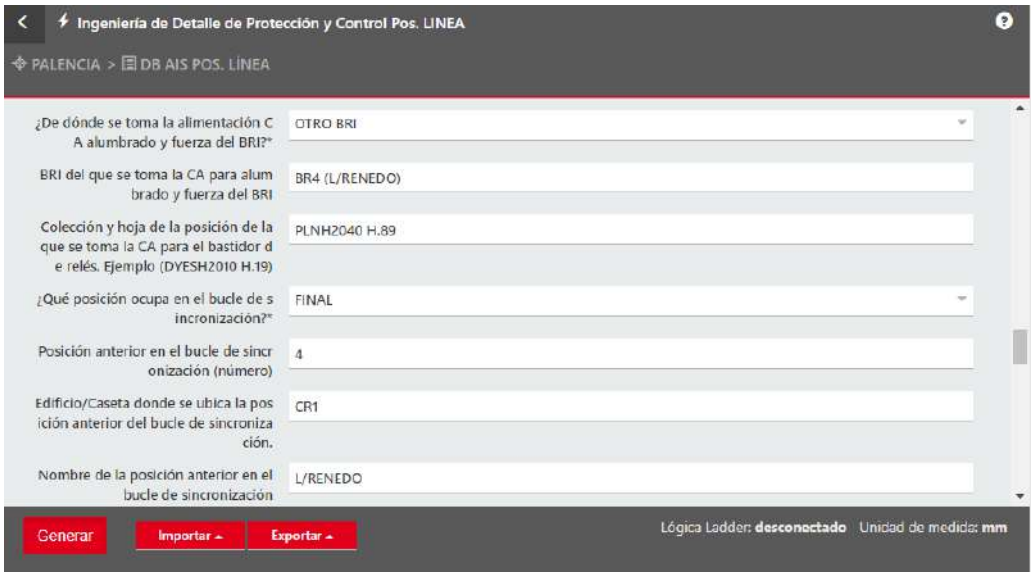


Figura 2. Configurador de ingenierías de protección y control: plasmación de decisiones de ingeniería.

Por otra parte, cabe mencionar la evolución de perfiles, puesto que se reducen las tareas de menor valor añadido. Como consecuencia, se aprovechan mejor los recursos y el tiempo, automatizando gran parte de la delineación. Se liberan recursos para la innovación operativa, el desarrollo de nuevos casos de uso, la evolución y mejora continua.

CONCLUSIONES

Red Eléctrica está embarcada en un viaje transformacional de la gestión de la información estructural de sus activos, desde su origen, construyendo el reflejo digital de los mismos a la vez que se diseñan y construyen en su parte física. La ingeniería parametrizada para los activos de sistemas de protección y control en subestaciones ha supuesto ya una primera demostración fehaciente de los beneficios, y también de los retos, del nuevo paradigma de desarrollo de activos plenamente digital. Algunos de los primeros resultados obtenidos, ejemplificados por el caso de protección y control, son:

- Mayor calidad de la ingeniería, drástica reducción y prevención de errores.
- Incremento de eficiencia en tiempos y costes: primer caso conocido en el sector con cotas de hasta el 70% de automatización del proceso de ingeniería para nuevas instalaciones.
- Mejoras y mayor facilidad para fabricación, montaje, pruebas y mantenimiento.
- Potenciación del conocimiento y habilidades de las personas involucradas y liberación de tiempo para tareas de mayor valor añadido.
- Establecidas las bases para una mejor toma de decisiones en base a datos técnicos más fiables y explotables.

Con el marco de gobernanza establecido, dedicación, implicación e impulso decidido y mantenido en el tiempo de la organización, se conseguirá lograr la misión de una mayor optimización en la gestión estratégica de datos. Aportamos mayor valor a los grupos de interés, siendo una verdadera fuente de eficiencia, calidad, seguridad y estamos mejor preparados para las nuevas posibilidades que surgirán en el futuro.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a todos los compañeros, colaboradores e impulsores sus esfuerzos, implicación, voluntad de evolución y progreso, ya que están haciendo posible este viaje de exploración y transformación.

REFERENCIAS

- Fuchs, S., Kroll, K. & Nowicke, J., 2018 https://www.mckinsey.com/capabilities/operations/our-insights/capital-projects-creating-digital-first-organizations (17 octubre 2022)
- Rich, B. R., & Janos, L. (1994). Skunk works: A personal memoir of my years at Lockheed (Vol. 81). Boston Little, Brown.

[1] ECAE https://de.wikipedia.org/wiki/Electrical_Computer_Aided_Engineering (17 octubre 2022)

[2] IEC 81346 https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0069691 (17 octubre 2022)

[3] IEC 61355 https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0043428 (17 octubre 2022)

PROTECCIÓN CONTRA VULNERABILIDADES EN REDES INTELIGENTES

Andrea García, Desarrolo de Negocio OT, Rhebo
Alex Benito, Jefe de Ventas de Landis+Gyr España y Portugal
Javier Rodríguez, Director de Ventas, Landis+Gyr EMEA

Resumen: Hoy en día, los cortafuegos son una medida de seguridad insuficiente para salvaguardar nuestras infraestructuras frente a la amenaza de posibles ciberataques que están cada vez más presentes en nuestro entorno actual. Las infraestructuras críticas requieren una estrategia de ciberseguridad más sólida y completa que tenga en cuenta la creciente convergencia de los sistemas de tecnologías de la información (IT) y de tecnologías de la operación (OT).

RHEBO ha implementado estas estrategias de ciberseguridad en múltiples empresas de diferentes sectores; y nos gustaría presentar, como ejemplo, los casos de éxito de Sonnen/Shell y Baywa R.E, en el sector energético.

Palabras clave: Ciberseguridad, redes IT y OT, seguridad OT, IDS, infraestructuras críticas, vulnerabilidades, ciberataques

INTRODUCCIÓN

Rhebo ofrece sistemas sencillos y eficaces de ciberseguridad y detección de intrusiones (IDS) para infraestructuras industriales distribuidas de OT. La solución supervisa continuamente los sistemas de control industrial (ICS) y OT e informa de cualquier anomalía en las redes.

Rhebo da soporte a las empresas del sector energético a lo largo del ciclo de vida de la ciberseguridad industrial, desde el análisis inicial de riesgos hasta la supervisión OT gestionada con detección de amenazas e intrusiones.

Convergencia IT/OT

La convergencia IT/OT es la integración de los sistemas IT con los sistemas OT. Los sistemas IT se centran en la computación datos y la gestión de los procesos asociados dichos datos; los sistemas OT supervisan los eventos, los procesos y los dispositivos, y realizan ajustes en la operativa de las redes y los procesos industriales.

Hoy en día, los mundos IT y OT están convergiendo. Los avances en tecnologías como el internet de las cosas (IoT) y el análisis de datos masivos están permitiendo que sistemáticamente el mundo de la información digital vea, comprenda e influya en el mundo operativo físico. Cuando se implementa correctamente, la convergencia IT/OT puede fusionar los procesos empresariales, los conocimientos y los controles en un único entorno uniforme.

Nuevos Retos de seguridad

La red eléctrica se está fragmentando debido al aumento de los recursos energéticos renovables, la construcción de nuevos centros de transformación y el desarrollo de infraestructuras de energía inteligentes. Estos activos individuales de la red suelen estar situados lejos de la sala de control central. Por ello, el control se realiza cada vez más de forma digital a través de un acceso remoto. Para asegurar estos sistemas periféricos, los operadores de sistemas de distribución y transmisión suelen confiar exclusivamente en los cortafuegos. Estos detectan de forma fiable los malwares conocidos. Sin embargo, los cortafuegos son ajenos a los nuevos patrones de ataque y a los ataques profesionales que a menudo se prolongan durante meses o años. Con varios cientos de miles de nuevas variantes de malware cada día, la ciberseguridad limitada a la identificación de patrones conocidos resulta muy poco fiable. Los mecanismos de protección en OT y en sistemas de control industrial (ICS) son mínimos. El personal in situ rara vez está formado y autorizado para mantener los ICS. La comunicación dentro de las plantas suele ser una caja negra para la sala de control central. Las comunicaciones incorrectas o corruptas dentro de las subestaciones, centros de transformación y otros sistemas de energía controlados a distancia no pueden detectarse hasta que ya han afectado al suministro eléctrico. Esto facilita que los ciberdelincuentes exploren las redes OT como parte de su reconocimiento, se muevan lateralmente dentro de la infraestructura, avancen en la propagación de la amenaza, llegando a causar y mantener la interrupción.

SEGURIDAD OT

Las infraestructuras energéticas modernas requieren un enfoque integral de la ciberseguridad, desde la sala de control central, pasando por el ICS y la OT, hasta todos y cada uno de los dispositivos distribuidos del Internet Industrial de las Cosas (IIoT). Algunas consideraciones importantes para una seguridad OT sin concesiones [2]:

- La ciberseguridad comienza con la visibilidad:
  - Identificación de todos los dispositivos y sistemas OT, incluyendo sus propiedades, versiones de firmware y protocolos, conexiones y comportamiento de la comunicación (detección e inventario de activos).
  - Análisis en profundidad de las vulnerabilidades CVE (Common Vulnerabilities and Exposures) [3] documentadas existentes.
  - Identificación de la exposición al riesgo, de las brechas de seguridad y de los estados de error técnico.
  - Informe de auditoría detallado y taller con recomendaciones prácticasv.

- La ciberseguridad no termina en el perímetro de la red. Supera la seguridad del cortafuegos perimetral, mediante la integración de la detección de anomalías que no interfiere con los procesos industriales críticos:
  - Visibilidad en tiempo real del comportamiento de las comunicaciones de todos los activos OT e ICS (protocolos, conexiones, frecuencias).
  - Notificación y localización en tiempo real de eventos (anomalías) que indiquen ciberataques, manipulaciones o estados de error técnico.
  - Identificación temprana de ataques a través de puertas traseras, vulnerabilidades previamente desconocidas y adversarios internos que los cortafuegos no detectan (defensa en profundidad) [4].

- La ciberseguridad necesita recursos y conocimientos:
  - Apoyo de expertos para el funcionamiento del sistema de supervisión de la seguridad OT.
  - Análisis forenses rápidos y evaluación de las anomalías OT.
  - Actuación rápida en caso de incidentes.
  - Análisis regulares de los ciberriesgos OT y evaluaciones de madurez para la mejora continua.

Arquitectura de Seguridad OT

La arquitectura de la solución de seguridad OT en infraestructuras críticas debe ser eficiente y sencilla:

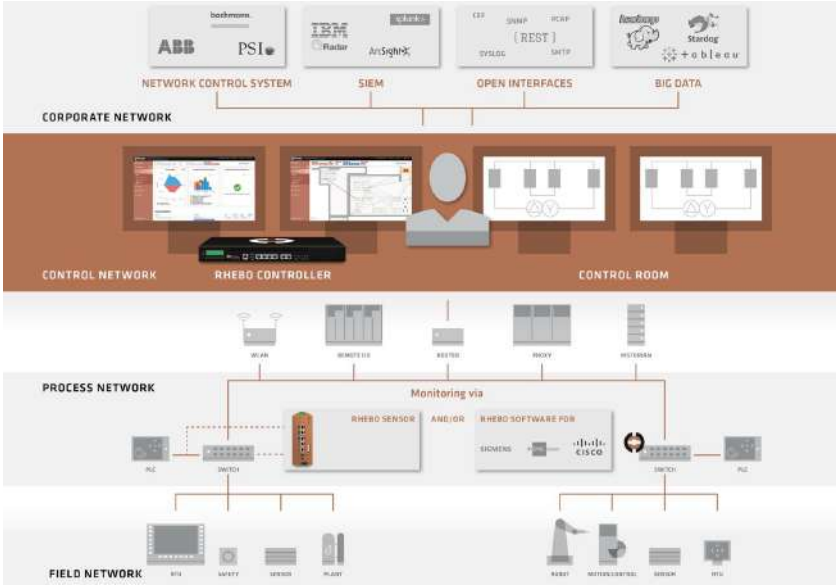


Figura 1. Arquitectura de seguridad OT

Tal y como se puede observar en la figura anterior, los componentes de la solución de seguridad OT son:

- Controlador principal. El controlador principal, que recibe información y datos constantemente, está desplegado en la sala de control, para observar en tiempo real si se ha producido algún cambio o incidente en la red o en su perímetro [2]. El software de seguridad OT se ejecuta en el controlador principal, proporcionando una visibilidad total al operador de seguridad sobre las anomalías de la red.

- Sensores. Estos sensores se despliegan en diferentes puntos geográficos sobre el terreno, tanto en la red (por ejemplo, subestaciones y centros de transformación) como en el perímetro de la red (por ejemplo, generación distribuida, infraestructura de recarga y contadores inteligentes). Envían información y datos constantemente al controlador principal, donde todos los datos se supervisan de forma centralizada y fiable, independientemente de lo lejos que estén distribuidos en la red. Es importante señalar que estos sensores pueden desplegarse como dispositivos hardware, pero también como software integrado en productos de terceros.

Para gestionar la seguridad en las redes OT, es necesario tener una representación de todo el inventario de activos, es decir, un mapa de todos los activos OT junto con sus principales características, como el fabricante y el modelo, la ubicación y su configuración hardware y software.

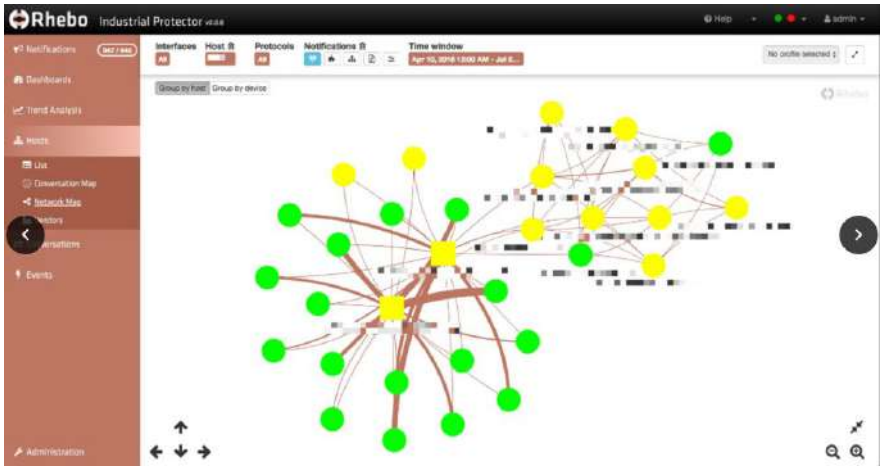


Figura 2. Ejemplo de inventario de activos en una empresa de energía

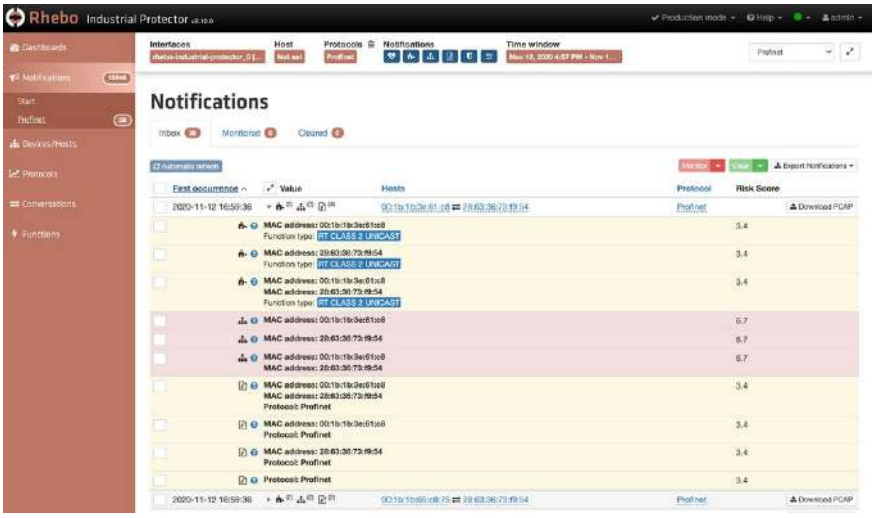


Figura 3. Ejemplo de ventana de notificación de anomalías de seguridad

El sistema de detección de intrusos detecta en tiempo real nuevos dispositivos en las redes, así como flujos de datos de red no autorizados, como el acceso a un activo crítico desde redes externas, y los presenta al operador de seguridad de forma sencilla e intuitiva.

También cabe mencionar que los colores ilustran cualquier posible anomalía y, por consiguiente, crean alertas en tiempo real para mitigar el riesgo cibernético.

Protocolos Detectados y Analizados

Para que la detección de amenazas y la supervisión de ICS y OT sean eficaces en el sector energético, es fundamental que se admitan múltiples protocolos de comunicación.

Nuestra solución de seguridad OT soporta más de 150 protocolos IT y OT [2], que pueden ser detectados y analizados en tiempo real (por ejemplo, IEC60870-5-104, IEC61850, DNP3, Modbus, DLMS/Cosem, SNMP, FTP, STP, LDAP, IPsec, DHCP, STOMP, TFTP, Web Services Discovery, .NET TCP Binary Protocol, ARP, CISCO, IPv6, HTTP/S, etc.).

CASOS PRÁCTICOS

Queremos presentar dos casos prácticos en el sector energético en los que se ha desplegado con éxito esta metodología y solución de seguridad OT:

- Sonnen/ Shell [5]
- Baywa R.E. [6]

Sonnen/Shell

Sonnen es un proveedor líder de sistemas de almacenamiento de energía y soluciones de energía renovable. La ciberseguridad de sus productos y soluciones es esencial para Sonnen.

Sonnen suministra sistemas de almacenamiento de energía (ESS) residenciales y comerciales, que suelen estar conectados – como cualquier otro dispositivo IIoT – a la red doméstica local del cliente final. Estas redes locales son más fácilmente accesibles para los atacantes y carecen de un IDS específico para la comunicación industrial entre el ESS y el sistema de supervisión central de Sonnen.

El creciente número de ESS que se conectan al sistema central de supervisión de Sonnen aumenta el riesgo de hacerse con el control de todo el parque de baterías y, por ejemplo, se utilice de forma indebida como una red de bots [7] o se cierre de forma orquestada.

Los ESS de Sonnen distribuidos a nivel mundial fueron, por tanto, equipados con un IDS que detecta y mitiga los ciberataques y las interrupciones a nivel local. El objetivo era bloquear y aislar los ataques antes de que pudieran propagarse a la plataforma central o a otros sistemas de almacenamiento conectados.

La solución integral de monitorización OT e IIoT, junto con la trazabilidad de los incidentes, y la combinación de ciberseguridad y estabilidad operativa convencieron a Sonnen para seguir utilizando la solución. Desde entonces, Rhebo supervisa de forma pasiva toda la comunicación dentro de la red. Cualquier cambio en la comunicación que indique un riesgo para la ciberseguridad o la estabilidad del proceso se comunica al centro de control en tiempo real (véase la figura 4).

La solución de monitorización de OT también ha mejorado la visibilidad y la disponibilidad de cada ESS. En la actualidad hay más de 57.000 ESS distribuidas conectadas en diferentes partes del mundo, como se muestra en el mapa (véase la figura 5).

En caso de cualquier desconfiguración, el mapa ayuda a identificar la ubicación geográfica de cada ESS y, al mismo tiempo, muestra cualquier posible incidente de ciberseguridad, para mitigarlo lo antes posible.

Figura 4. Vista general de las notificaciones y anomalías en Sonnen

Figura 5. Vista general del panel de seguridad OT de Sonnen

Baywa R.E.

Baywa R.E. AG diseña, construye y explota parques eólicos y fotovoltaicos en todo el mundo. El 99% de la gestión de las operaciones técnicas, el servicio y el mantenimiento se llevan a cabo a través de acceso remoto y, por lo tanto, hay una alta exposición a las amenazas. La estrategia de ciberseguridad de Baywa tiene como objetivo la disponibilidad, la protección y la seguridad de suministro de los parques eólicos y fotovoltaicos.

Teniendo en cuenta la creciente concienciación sobre la protección, Baywa ya había implantado una solución de seguridad cuyo elemento central era el Smart Energy Gateway MRX de Insys.

El IDS de Rhebo se integró sencillamente como un sensor software en los icom Smart Energy Gateways MRX de Insys existentes, sin que fuese necesario instalar ningún dispositivo hardware adicional en la infraestructura distribuida. Actualmente, Rhebo supervisa y analiza continuamente toda la comunicación entre los servidores, el centro de control y los recursos energéticos distribuidos.

En una primera fase, se registró el comportamiento de la comunicación existente en un parque eólico y en un parque fotovoltaico durante varios días y se analizó en detalle.

El análisis mostró que casi el 75% de todo el tráfico estaba relacionado con la comunicación entre dispositivos y servidores del proveedor. Rhebo identificó varios riesgos de seguridad desconocidos hasta entonces. Entre otros, la detección de anomalías encontró comunicación a través de un servidor FTP desprotegido con firmware obsoleto, transferencia de datos sin cifrar, así como comunicación privada a través de un cliente de WhatsApp. Además, se identificaron errores de comunicación e intentos de conexión fallidos que afectaban a la calidad de la red.

Se identificaron todos los errores de comunicación y los intentos de conexión fallidos, y se corrigieron los que afectaban a la calidad de la red, lo que supuso una mejora significativa de la disponibilidad y la integridad de su

infraestructura OT. Baywa R.E. reconoció que con la implementación de la solución de seguridad OT de Rhebo disponen de mucho más tiempo para centrarse en su negocio principal y en el servicio al cliente, ya que ahora las comprobaciones de seguridad de la red son mucho más rápidas.

CONCLUSIONES

El objetivo en ambos casos descritos anteriormente era ampliar las capacidades de seguridad con la detección en tiempo real de nuevos patrones de ataque, amenazas persistentes avanzadas y estados de error técnico en los recursos energéticos distribuidos.

Con la implementación de la solución de seguridad OT de Rhebo en Baywa R.E. y Sonnen/Shell, se corrigieron todas las vulnerabilidades y errores, alcanzándose una mejora significativa en la seguridad de la red y la calidad de los datos.

Ambas empresas confían ahora en poder continuar con sus responsabilidades y garantizar la continuidad del negocio sin ninguna interrupción con una transmisión de datos segura y fiable.

Los beneficios adicionales que ambas empresas han obtenido tras la solución son:

- Visibilidad completa de la red, desde la red hasta los dispositivos individuales, en todo el sistema.
- Detección e inventario automático de activos.
- Aumento de la disponibilidad de los activos gracias a la supervisión del estado de la red que detecta errores técnicos y deficiencias en las configuraciones.
- Análisis de riesgos, ciberseguridad y gestión operativa eficaces, tal y como recomiendan las normas del sector, como la IEC 62443 [8] y la ISO 27000 [9].

Por último, Rhebo ha recopilado los datos de todas las evaluaciones de riesgo que se han realizado a lo largo de los años. Las 3 principales evidencias que se dan en la mayoría de las infraestructuras son que el 66% de los sistemas o dispositivos son vulnerables, la presencia de picos y fluctuaciones excesivas de ancho de banda y que existe un 47% de posibles infecciones de malware.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Sonnen/Shell y a Baywa R.E. el habernos permitido compartir sus experiencias.

REFERENCIAS

[1] https://www.langner.com/2020/03/a-comprehensive-guide-to-ot-ics-asset-management/ (20 octubre 2020)
[2] https://rhebo.com/en/ressources/downloads/ (20 octubre 2022)
[3] https://www.cve.org/About/Overview (20 octubre 2022)
[4] https://ciberseguridad.com/guias/prevencion-proteccion/defensa-profundidad-did/ (20 octubre 2020)
[5] https://sonnengroup.com/ (20 octubre 2022)
[6] https://www.baywa-re.com/ (20 octubre 2022)
[7] https://www.proofpoint.com/es/threat-reference/botnet/ (20 octubre 2022)
[8] https://www.iec.ch/blog/understanding-iec-62443 (20 octubre 2022)
[9] https://www.iso.org/standard/73906.html (20 octubre 2022)

PROYECTO GALA. GESTIÓN AVANZADA DE LÍNEAS AÉREAS

José Luis Alcaide – Ciclo de vida del Activo en UFD
José Luis Vallejo, Marta Casas – Innovación de red en UFD
Mariano Gaudó – Proyectos de Transformación en UFD

Resumen: El proyecto GALA (Gestión Avanzada de Líneas Aéreas), nació para anticiparnos y minimizar las averías que se producen en las líneas eléctricas aéreas, así como mejorar la calidad del servicio y el compromiso de UFD con el medioambiente.

El objetivo del proyecto es obtener planes de gestión de la vegetación eficientes y fiables, aprovechando las nuevas tecnologías de digitalización 3D, análisis automático de imágenes y gestión avanzada del riesgo. Con todo ello disponemos de un nuevo modelo que permite un mayor control de los riesgos y mejoras en la eficiencia en la actividad de tala y poda.

Así mismo, al disponer de un sistema de mantenimiento predictivo y centralizado, la compañía tiene mayor capacidad de llevar a cabo acciones objetivas basadas en el control de los riesgos y poner en marcha mejoras en la en la eficiencia de su desempeño.

Todo ello, ha sido posible gracias a un proceso continuado de obtención de un gemelo digital de la red utilizando tecnología láser LiDAR (Light Detection and Ranging) en combinación del desarrollo de una plataforma software que cuantifica el riesgo causado por la vegetación, lo pondera por la criticidad de la instalación y el riesgo de incendio forestal y cuantifica el importe económico requerido para eliminar la vegetación identificada para ese nivel de riesgo.

La comunicación propuesta por tanto pretende compartir cómo la utilización de estas tecnologías está permitiendo a UFD realizar un mantenimiento preventivo de la red basada en la actualización del estado de la red y parametrización de criterios objetivos y normalizados que se ajuste a l nuevo modelo de gestión avanzada de la vegetación.

Palabras clave: LiDAR, Líneas Aéreas, Vegetación, Gemelo Digital, Digitalización, Riesgo, Algoritmia.

ANTECEDENTES

El proyecto GALA nació de la apuesta de UFD para invertir en la digitalización y sensorización de las redes de distribución de electricidad, para permitir anticiparnos a las averías y minimizar el impacto de las mismas, contribuyendo así a una mejora de calidad del servicio y mayor respeto por el medioambiente.

UFD no disponía de una solución digital y global que permitiera comprobar el estado de las líneas y obtener información actualizada y precisa de la vegetación próxima a las mismas, con la que poder realizar una gestión activa de nuestra infraestructura. Y es por eso, gracias a GALA, en la actualidad estamos enfocando todos los esfuerzos hacia actividades preventivas de mantenimiento que derivan en una mayor eficiencia, una mejora en la calidad de servicio y un mayor respeto por el medioambiente.

Así mismo, al disponer de un sistema de mantenimiento predictivo y centralizado, la compañía tiene mayor capacidad de llevar a cabo acciones objetivas basadas en el control de los riesgos y poner en marcha mejoras en la en la eficiencia de su desempeño. Todo ello en un contexto en el que gestionamos más de 114.000 kilómetros de red entre alta, media y baja tensión (2,8 vueltas al globo terráqueo por el ecuador)

OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto busca obtener planes de gestión de la vegetación eficientes, seguros y que minimicen el impacto ambiental sobre la masa vegetal próxima a la infraestructura eléctrica, aprovechando las nuevas tecnologías de digitalización 3D, análisis automático de imágenes y gestión avanzada del riesgo de impacto de la masa vegetal sobre las líneas eléctricas.

SOLUCIÓN DESARROLLADA

Hemos digitalizado la red aérea de distribución de UFD (alta y media tensión) y su entorno, embarcando tecnología láser LiDAR para obtener un gemelo digital de la red y de la vegetación próxima a la misma. Además, se ha capturado también información muy relevante como: el tipo de especie forestal, la altura y distancia de la vegetación próxima a los cables, la pendiente del terreno, etc…. UFD, en colaboración con CiC consulting ha desarrollado la solución software que cuantifica el riesgo causado por la vegetación, lo pondera por la criticidad de la instalación y el riesgo de incendio forestal y cuantifica el importe económico requerido para eliminar la vegetación identificada para ese nivel de riesgo.

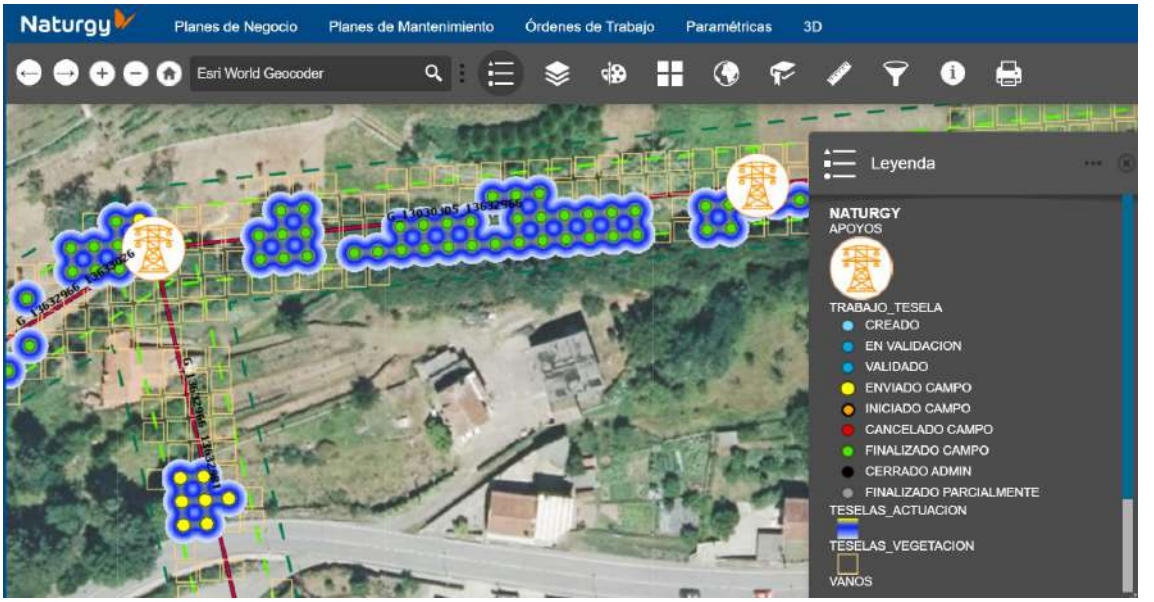
Dicho sistema de gestión de tala y poda está compuesto por:

1. **Simulador de Planes de Mantenimiento** de tala y poda: se trata de un aplicativo web capaz de procesar la información de entrada (obtenida como resultado del procesado de la información capturada en campo, con tecnología LiDAR y/o satélite) con un modelo de riesgos parametrizable; cuantificando el riesgo causado por la vegetación, ponderado a su vez por la criticidad de la instalación (según la importancia del mercado que alimenta) y el riesgo de incendio de que se produzca un fuego en cualquier punto del recorrido de las líneas como consecuencia de un contacto eléctrico de la masa arbórea con la línea eléctrica o la caída de un árbol sobre la misma. Para ello se ha mallado la red de distribución eléctrica de UFD, y la masa forestal circundante, en cuadrículas de 5 x 5 m^2 (llamadas “teselas” tal como se muestran en la gráfica), cuantificándolas en riesgo y coste económico para eliminar la masa vegetal en la superficie de 25 m^2 indicada.

Expertos forestales han definido una matriz base de riesgo por especie vegetal y distancia al conductor en tensión de la línea eléctrica, con su predicción de crecimiento a un año.

Esta solución tecnológica permite realizar *simulaciones de planes de mantenimiento* de tala y poda en base a la criticidad de los activos y el presupuesto disponible de cada ejercicio económico, resultando una gestión óptima de la vegetación y un mapa de riesgos no resueltos en su totalidad en base al binomio "riesgo-coste" que la compañía estime oportuno en cada periodo de tiempo o escenario de aplicación.

El sistema es capaz de *generar automáticamente las órdenes de trabajo* acordes a los planes de tala y poda validados en gabinete y compatibles con los sistemas de información corporativos de UFD para su seguimiento y control permitiendo la trazabilidad completa de la actividad.



2. **Visor del Gemelo Digital** de la Red distribución eléctrica UFD: es una potente herramienta digital que permite la visualización de los ficheros LiDAR y fotografías aéreas capturadas en los vuelos, evitando de esta forma numerosos desplazamientos a campo generando una eficiencia en el trabajo y optimizando los recursos empleados en estas tareas. El modelo 3D tiene la suficiente definición como para poder visualizar las características de la instalación y poder realizar el análisis de detalle de la misma desde gabinete, facilitando nuevamente la gestión eficiente del activo en remoto.

   La solución ofrece la ventaja de estar basada tanto en *ArcGIS Server* [1] como servidor de mapas, red eléctrica y rutas de las podas, y *ArcGIS Portal* [1] como front-end donde permite publicar toda la información. Otra de las ventajas que tiene disponer del gemelo digital de la red aérea es que nos evita desplazamientos a campo para realizar mediciones topográfica precisas como la distancia del tendido eléctrico a las viviendas entre otras.

3. **App de Movilidad** para la gestión de los trabajos de tala y poda en campo. Está compuesto por un ESB (Enterprise Service Bus) que permite el intercambio de información entre el sistema Web, los dispositivos de campo y otros sistemas corporativos de UFD y un aplicativo móvil para la gestión de las ordenes de trabajo en campo.

BENEFICIOS MEDIO AMBIENTALES

Una empresa sostenible es aquella que crea valor económico, medioambiental y social a corto y largo plazo, contribuyendo de esa forma al aumento del bienestar y al auténtico progreso de las generaciones presentes y futuras.

En UFD, como parte del grupo Naturgy, somos conscientes del impacto de nuestras acciones sobre las personas y los entornos con los que estamos en contacto y, por ello, establecemos unos compromisos que garanticen su bienestar.

Desde el proyecto se han lanzado varias líneas de acción promoviendo la sostenibilidad integral del Medio natural y prestando un

- Servicio de alto valor medioambiental a la sociedad. Planes de tala y poda más sostenibles: tala y poda selectiva en base inventario forestal ad hoc
- Preservando espacios naturales protegidos, identificación de especies invasoras…
- Utilizando la infraestructura eléctrica poniéndola al servicio de la sociedad para la detección temprana de incendios y captura de información meteorológica de alto valor medioambiental.

RESULTADOS

El éxito del proyecto se debe a la *potencialidad del simulador de tala y poda* realizado a medida, lo que permite optimizar una tarea que incide directamente sobre la calidad y continuidad del suministro eléctrico, además de ser una actividad que ocasiona un elevado OPEX anual a las compañías distribuidoras de electricidad del todo el mundo.

Así mismo la selección de empresas expertas en los siguientes ámbitos: forestal, inspección de líneas aéreas, procesado LiDAR e imagen satelital, etc. ha resultado capital en la buena marcha y los excelente resultados obtenidos en el

proyecto. En base a las ideas principales descritas anteriormente ha sido posible obtener, además de un potente sistema de gestión de tala y poda, los siguientes resultados:

- Inventario de activos actualizado: con la inspección periódica reglamentaria de nuestra infraestructura también se ha actualizado el inventario de nuestros activos para un mejor control de su estado.

- Inventario y Matriz de Riesgo Forestal: se ha foto interpretado la vegetación próxima a la línea en un buffer de estudio de 30 m, para implementar en el Simulador de tala y poda la algoritmia necesaria para calcular el riesgo forestal teniendo en cuenta: coeficientes de estabilidad, vientos y una matriz forestal definida por especie vegetal confiriendo gran especificidad a la aplicación. Dicha matriz forestal es la base para cuantificar el riesgo forestal de cada tesela según: el tipo de vegetación, la pendiente del terreno, la altura del árbol, la flexión y demás características intrínsecas de cada especie arbórea identificada.

- Mapa de Riesgo de Incendios que muestra la probabilidad (en términos cualitativos) de que se produzca un fuego en cualquier punto del territorio. Para obtener este mapa de riesgo de incendio se ha utilizado una metodología a partir de imágenes de satélite y variables del territorio que permite predecir donde existe más probabilidad de que se genere un incendio por ignición por biomasa acumulada y el tipo forestal y la probabilidad de que ese incendio se propague, generando un incendio mayor por la topología de terreno y la vegetación circundante al lugar de ignición.

- Algoritmos de monitorización del crecimiento de la vegetación y de la evolución de los riesgos, mediante el uso de imágenes de satélite de alta resolución y análisis automático de la información. Para poder certificar trabajos realizados en campo, así como actualizar la información base LiDAR de la masa forestal con una mayor frecuencia y elevada precisión.

- Identificación de árboles enfermos y extremadamente altos, y evitar incidencias en la red en caso de temporales por parte de aquellos ejemplares que en su caída accidental pudieran interceptar la instalación provocando el fallo y la indisposición de la línea eléctrica. Para ello hemos desarrollado un novedoso modelo que combina datos multiespectrales con información presente en el inventario forestal nacional IFN3 [2] , para poder valorar las especies con mayor riego de caída y el estado de la vegetación mediante el análisis de la defoliación y decoloración. Estas dos variables indican las cantidades de clorofila en la masa forestal, es decir, son un indicador de la masa foliar, y concentración de clorofila en el follaje respectivamente. Por tanto, arboles con altos niveles de defoliación indicaran mayores riesgos de caídas.

PRÓXIMOS PASOS

Como actividad complementaria al proyecto se ha venido trabajando en optimizar los procesos de captación y actualización de la información disponible, tanto como propósito de gestión de la vegetación como incluso la detección de defectos en las instalaciones. Para ello se han realizado grandes avances haciendo uso de drones con vuelo fuera del alcance visual, añadiendo el procesado de imágenes con Inteligencia Artificial.

UFD está impulsando el uso de este tipo de drones de largo alcance fuera de la línea visual porque nos aporta las siguientes ventajas:

1. **Seguridad:** en términos de seguridad y medio ambiente, la ventaja de utilizar el dron BVLOS en la inspección de líneas aéreas es una mejora en la seguridad, y una menor huella ambiental, con una reducción significativa de las emisiones de CO_2 en comparación con las aeronaves tripuladas (por ejemplo, los helicópteros)
2. Flexibilidad operativa: el uso de esta tecnología para la captación de datos de campo permite realizar la inspección tanto en condiciones ambientales normales como después de tormentas dado que la disponibilidad es mayor, y las necesidades de infraestructura son menores que en el sector del helicóptero.
3. Digitalización: en concreto, para UFD, el uso de drones BVLOS abre la posibilidad de extender las operaciones de captura de información y planificación del mantenimiento de activos a toda la red aérea que poseemos.

El uso de drones BVLOS proporciona a UFD una mayor eficiencia y rentabilidad en la verificación de las líneas aéreas. Menor coste de O&M que los métodos tradicionales como el helicóptero. Y a "Early adopter", aprovechando la diferencia entre el coste real y el coste reconocido.

El dron utilizado, diseñado por la start-up navarra FuVeX, es un híbrido avión/multirrotor con un diseño patentado fácil de operar, gracias a su despegue/aterrizaje vertical desde cualquier superficie plana y su crucero modo avión, con hasta cinco veces más rango que helicópteros y multirrotores. La aeronave incorpora los sistemas para volar de forma segura, legal y coordinada con espacio aéreo. Esta nueva fuente de información actualizada permite a GALA, más si cabe, dar un salto cualitativo en la gestión de la masa forestal.

Actualmente ya estamos haciendo uso de esta tecnología de forma regular en nuestros procesos de mantenimiento.

Sin embargo, no todo es sustituible por la tecnología, se ha apostado por usos tradicionales de la gestión forestal. En colaboración con el Instituto Ourensano de Desarrollo Económico (Inorde) [3] de la Diputación, se realizan labores de pastoreo de ganado autóctono en las zonas situadas bajo los tendidos eléctricos, una iniciativa que ya se está negociando con otras instituciones y en otras áreas geográficas como clara apuesta por el desarrollo rural sostenible.

REFERENCIAS

[1] Módulos de la solución ArcGIS Enterprise https://enterprise.arcgis.com/es/portal/
[2] Tablas Resumen del IFN3 (Bases de Datos de la Naturaleza) https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/tablas_resumen_IFN3.aspx
[3] Instituto Ourensano de Desarrollo Económico https://inorde.com/gl/

PROYECTO DALIA (“*DETECTING ANOMALIES IN LINES INSPECTION AUTONOMOUSLY*”)

Luis Felipe Alvarado Sánchez-Cortés - Gestor de Mantenimiento de Líneas / Red Eléctrica
Melania Grimaldos Carretero – Técnico Mantenimiento de Líneas / Red Eléctrica
Jose María Luque Sillero – CEO/ AEROLASER Systems
Norberto González Díaz – CEO / Unusuals
Miguel Lorenzo Sotelo – Innovation Manager / Elewit
Iago Veiras Lens – AI Partner / Elewit

Resumen: El proyecto DALIA nació con el objetivo de transformar los procesos de negocio asociados a las inspecciones de líneas aéreas de alta tensión aprovechando todo el potencial de tecnologías que han irrumpido con fuerza en los últimos tiempos como son los drones pilotados, la inteligencia artificial o las plataformas de gestión de datos. Tras un piloto en el año 2021, el proyecto se encuentra actualmente en fase de escalado (prevista su finalización a finales de 2022) habiéndose podido evidenciar que los procesos y soluciones desarrolladas tienen el potencial de aportar mejoras cuantificables y muy significativas en cuanto a la eficiencia, seguridad y calidad en el tratamiento de la información, no solo en relación con los procesos de inspección de líneas aéreas, sino también aflorando sinergias y economías de escala con otros procesos que van desde la ingeniería sobre activos existentes, hasta al mantenimiento de otro tipo de activos tales como subestaciones, líneas subterráneas o líneas submarinas.

Palabras clave: Gestión de activos, inspección, plataformas, modelo digital, inteligencia artificial, drones, seguridad, eficiencia

INTRODUCCIÓN

La captación y el tratamiento de la información relativa al estado de los activos y su entorno suponen un reto cada vez mayor para las empresas de transporte y distribución de electricidad debido al gran volumen de datos que se gestionan.

Actualmente Red Eléctrica lleva a cabo diferentes tipos de inspecciones en las líneas aéreas que responden al uso de diferentes medios, nivel de detalle, tipo de información captada y frecuencias, y son las que siguen:

- Inspección a pie en campo: Inspección de detalle llevada a cabo por personal propio, que recorre la traza de línea a pie revisando sus elementos de forma visual, y que en caso de ser necesario un mayor detalle del estado del activo, realiza un vuelo de dron manual para confirmar, evaluar y documentar anomalías.
- Inspección con helicóptero: Inspección realizada con apoyo de helicópteros equipados con cámara RGB, LiDAR y cámara termográfica, en la que no solamente se buscan anomalías visuales, sino también incumplimientos de distancias, análisis del estado de la vegetación, y puntos calientes entre otros.

Estas inspecciones requieren de una gran cantidad de medios y recursos que conllevan una serie de riesgos, como son los trabajos en altura, los trabajos en proximidad a elementos en tensión, etc… Por otro lado, el análisis de los activos y el entorno que lo rodea genera un gran volumen de información, de la cual, solo una pequeña parte, es aprovechada e incluida en los informes de las anomalías detectadas.

El proyecto DALIA tiene como objetivo incrementar la eficiencia global de los procesos de inspección, mejorando la estandarización y la seguridad de los procesos asociados, así como el gobierno del dato de los activos para poder extender la captura de eficiencias a otros procesos, apoyándose en los siguientes desarrollos:

- Metodologías de captación de datos de forma semiautomática en campo mediante el uso de drones operados con personal propio que evitan los riesgos de las inspecciones a pie y mejoran los rendimientos.
- Desarrollo de una plataforma en la nube para la gestión masiva y la consulta de la información de los activos y su entorno (que aloja el Modelo Digital de la Red de Transporte) como repositorio único de toda la información geoespacial pasada y presente procedente de diversas fuentes (LIDAR, imágenes RGB, batimetrías, representación vectorial de los conductores en diferentes hipótesis, etc..) y que permite que en ella se integren funcionalidades específicas tales como: la clasificación automática de los puntos, la detección

de incumplimientos de distancias, el análisis de cruzamientos con otras infraestructuras, etc…, cumpliendo además los estándares de ciberseguridad más exigentes.

De esta manera es posible aprovechar el 100% de la información captada durante las inspecciones y automatizar gran parte de los procesos necesarios para producir los entregables resultantes de las mismas mediante los siguientes desarrollos implantados:

- Modelos de inteligencia artificial (IA) para la identificación automática de anomalías visuales que mejoren la eficiencia de las inspecciones y la estandarización de las anomalías.
- Automatización para el tratamiento masivo de datos LiDAR.

PLATAFORMA EN LA NUBE PARA LA GESTION DE DATOS DE LA RED DE TRANSPORTE

Partiendo de la necesidad de contar con un sistema que permita gestionar todos los datos de la red de transporte de una forma óptima aumentando la seguridad a la hora de realizar y planificar los trabajos, se ha desarrollado una plataforma en la nube que permite gestionar, con procesos masivos, las labores de mantenimiento e ingeniería de forma más eficiente.

Figura 1

La tecnología desarrollada para esta plataforma está basada en la gestión de información a través de la nube, consiguiendo con ello explotar todo el potencial de esta nueva tecnología, optimizando el tránsito de información a elevada velocidad y sin retardos.

Poder disponer de un entorno 3D de todas las infraestructuras eléctricas abrirá la puerta a un nuevo escenario, que servirá de base para la transformación digital de la compañía, donde se podrán realizar simulaciones de trabajos a ejecutar tanto en la fase de mantenimiento como en la de construcción. También permitirá evaluar con más precisión los riegos asociados a los trabajos, responder con mayor brevedad ante averías y diseñar planes de contingencia más eficientes, gracias a la disponibilidad de contar con toda la información tridimensional de las instalaciones.

A través de la plataforma se podrá consultar el histórico de información de un activo y realizar procesos masivos para la detección de anomalías, tanto visuales como distancias, así como evaluar el entorno que rodea las instalaciones.

METODOLOGÍAS DE CAPTACIÓN DE DATOS EN CAMPO MEDIANTE EL USO DE DRONES

Las inspecciones a pie de las líneas aéreas que se llevan a cabo en Red Eléctrica tienen por objeto hacer una revisión visual de todos y cada uno de los elementos que componen los activos de una forma muy exhaustiva. Esto implica llevar a cabo trabajos con riesgo en altura con unos rendimientos bajos y un coste por kilómetro elevado, al tener que recorrer toda la traza a pie.

En este sentido, Red Eléctrica lleva muchos años trabajando en la implantación de drones como herramienta de trabajo para evitar que en este tipo de inspecciones se suba a los apoyos. No obstantes, hasta ahora el uso de drones no

implicaba un cambio sustancial en el flujo de trabajo, ya que la inspección del activo se llevaba a cabo de forma simultánea al vuelo de dichos drones. Esto resolvía el problema de la seguridad, pero seguía presentando unos rendimientos y un coste por kilómetros elevados. El proyecto DALIA ha ido un paso más allá desacoplando temporalmente los distintos procesos que componen una inspección: por un lado estaría el trabajo de captación de la información del estado de los activos con drones semiautomáticos, y por otro lado, la actividad de detección y clasificación de anomalías. Con ello se consiguen unos mayores rendimientos y una mejora de la eficiencia a nivel global.

En el caso de la captación de datos, a partir del análisis de las ópticas de las que están dotadas los drones y del tipo de activo a inspeccionar, se han definido protocolos de inspección y herramientas específicas dedicadas a generar las misiones de vuelo, considerando todas las restricciones aéreas y coordinando los puntos de disparo necesarios para la toma de imágenes. Esto permite que a través de vuelos semiautomáticos se puedan captar todos los elementos del activo con la calidad suficiente para que los modelos de IA que se están desarrollando de forma paralela dentro del proyecto trabajen de forma óptima.

MODELOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL (IA) PARA LA IDENTIFICACIÓN AUTOMÁTICA DE ANOMALÍAS EN IMAGEN RGB

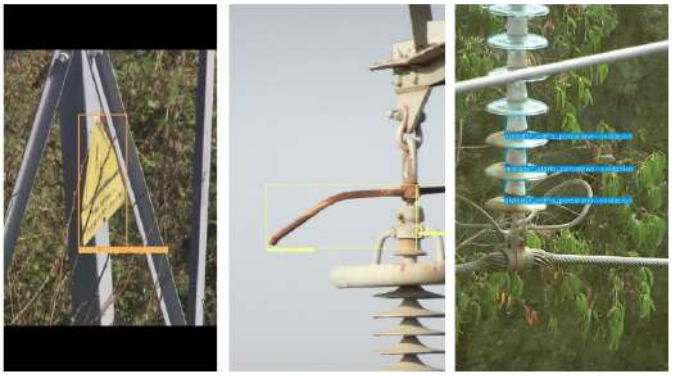
Los datos capturados en las inspecciones pueden venir en distintos formatos que dificultan las tareas de identificación de las anomalías a los expertos de líneas. A esto se suma la dificultad en el diagnóstico a nivel visual de ciertos activos, lo que implica un esfuerzo importante por parte de un operador humano.

Los sistemas basados en IA permiten incrementar la eficiencia en los procesos de inspección de las instalaciones eléctricas mediante la automatización de la detección de los activos y de la identificación visual de las anomalías. En base a estos sistemas, Red Eléctrica ha desarrollado el sistema DALIA-AI, que utiliza algoritmos basados en técnicas de visión por computador y machine learning para la detección automática de activos (ver figuras 2 a 4) y anomalías (ver figura 5 a 7) en imagen RGB.

Dentro de DALIA-AI, los principales modelos desarrollados están basados en *Deep Neural Networks* (DNN) que son entrenados de forma supervisada. Este proceso de aprendizaje supervisado implica un etiquetado de los activos y anomalías por parte de un operador humano para “enseñar” a las DNN la tarea a realizar. De esta manera, en el proceso de aprendizaje, las DNN aprenden a detectar y diagnosticar en la imagen los activos de interés, partiendo de las muestras etiquetadas por el operador humano. Este proceso de entrenamiento y mejora de los modelos de IA es iterativo, de tal forma que a medida que llegan nuevos datos de las inspecciones, se monitoriza el rendimiento de los modelos, y se llevan a cabo procesos de reentrenamiento para la mejora de estos en caso de que sea necesario. Todo ello con el objetivo de que los modelos de IA obtengan una buena capacidad de generalización, proporcionando resultados robustos ante la enorme variabilidad de los datos de entrada, y con predicciones lo más parecidos a lo que un experto identificaría en las imágenes de entrada.

Los modelos de IA referidos se combinan con algoritmos de visión por computador y otros algoritmos estadísticos y matemáticos para conformar el software de DALIA-AI. Este software se despliega en sistemas de *Cloud Computing*, más concretamente AWS, para favorecer la escalabilidad en el procesamiento de los datos capturados.

Figuras 2, 3 y 4



Figuras 5,6 y 7

AUTOMATIZACIÓN PARA EL TRATAMIENTO MASIVO DE DATOS LIDAR Y MODELADO DE ACTIVOS

1. Procesos de clasificación de nube de puntos LiDAR

La plataforma DALIA es una utilidad de consola orientada al procesamiento de nubes de puntos LiDAR para su segmentación semántica en clases de objetos (terreno, vegetación, edificaciones, elementos de líneas eléctricas, apoyos y conductores). El proceso de clasificación de la nube de puntos lidar se lleva a cabo en 4 fases de manera automática:

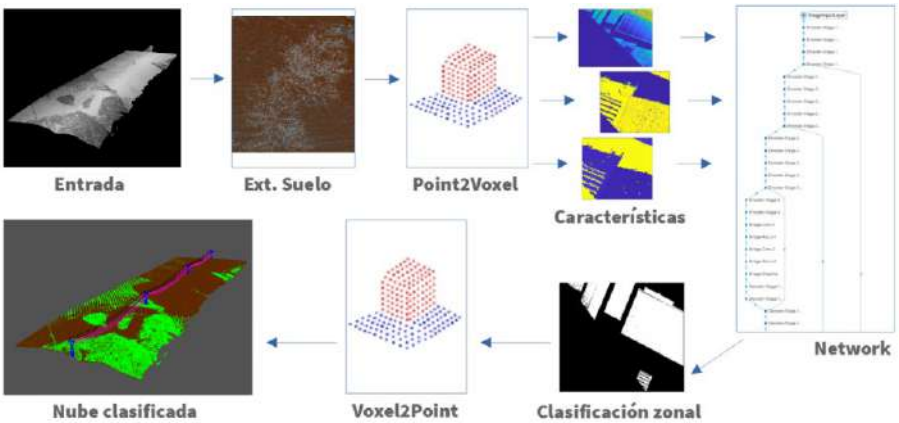


Figura 8

1. **<u>Extracción de suelo</u>**: Primera fase en la que un algoritmo propio, que combina el análisis de clusters y los procesos clásicos de mallado de terreno, filtra los puntos pertenecientes al terreno.
2. **<u>Point2Voxel</u>**: Segunda fase en que los puntos no pertenecientes al terreno se agrupan en vóxeles (volúmenes de 1 m^3) y píxeles (áreas de 1 m^2). Dentro de estos vóxeles y píxeles se detecta información relevante de la nube de puntos (altura, intensidad, retornos implicados, planaridad, esfericidad, cambios de curvatura, etc..).
3. **<u>Network</u>**: Tercera fase en la que dicha información alimenta un sistema de machine learning que ha sido previamente entrenado para la detección de vegetación, edificios, instalaciones eléctricas, etc...
4. **<u>Voxel2Point:</u>** Cuarta fase para convertir de clasificación por vóxel a clasificación por punto, y en la que se aplican algoritmos clásicos que mantengan la clasificación zonal donde corresponda y cambie aquellos puntos que no casen bien con la mayoría.

2. Procesos de modelado de conductores y cambio de condiciones

La nube ya clasificada permite vectorizar cada conductor y cadena de aisladores de una línea en cualquier condición de carga y temperatura.

Con toda esta información, para cada cantón compuesto por dos apoyos de amarre y los apoyos de suspensión situados entre éstos, sus cadenas de aisladores y todos los conductores que sustenten, se simula la nueva posición de los conductores en cualquier otra condición de carga y temperatura que interese.

3. Procesos de detección de incumpliento de distancias

Con los datos obtenidos en los procesos anteriores, y mediante algoritmos, se procede a detectar incumplimientos de distancias comparando los conductores modelados en sus diferentes condiciones con la nube de puntos LiDAR clasificada, pudiendo presentar la información generada en diferentes formatos y configuraciones.

CONCLUSIONES

DALIA es un proyecto de innovación tecnológica que permite inspeccionar los activos de la red de transporte automatizando el procesamiento, facilitando el diagnóstico de anomalías y mejorando el gobierno del dato.

DALIA consigue que al inspeccionar las instalaciones se detecten un mayor número de anomalías, con una mayor eficacia, y se mejoren a su vez la calidad de los datos procesados.

La implantación de este proyecto supone además una reducción del riesgo laboral asociado a los trabajos de inspección de los activos.

APLICACIÓN DE ALGORITMOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN EL CENTRO DE CONTROL ELÉCTRICO ESPAÑOL PARA LA PREDICCIÓN DEL AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES INTER-ÁREA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO EUROPEO

Eduardo Lorenzo Cabrera Departamento Fiabilidad del Sistema Eléctrico Red Eléctrica REDEIA
Javier Corredoira Romero Departamento Centro de Control Eléctrico Red Eléctrica REDEIA
Javier Pérez Castro Departamento Seguridad del Sistema Red Eléctrica REDEIA
Sebastian Pina-Otey Grupo AIA
Vicens Gaitan Grupo AIA

Resumen:

En este artículo se exponen los resultados del software de inteligencia artificial implementado en el Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica para la predicción del amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas en el sistema europeo. Esta herramienta está basada en dos métodos de aprendizaje máquina Normalized Flow (NF) y Light Gradient Boosting (LGBM) que predicen el amortiguamiento de las oscilaciones en el rango de 0.14 Hz hasta 0.22 Hz obtenido a partir de datos proporcionados por las Phasor measurement units (PMUs) y de 12 variables del sistema eléctrico español. NF, algoritmo de estimación de densidad, da como resultado la probabilidad de encontrase el amortiguamiento en determinados rangos y LGBM el valor de amortiguamiento más esperado. También se ha utilizado la técnica de Shapley Additive explantions (SHAP) para entender las relaciones entre las variables explicativas y el amortiguamiento. Finalmente se aportan los resultados de previsiones y las relaciones entre el amortiguamiento con algunas de las variables explicativas más significativas.

Palabras clave: Oscilaciones inter-área, oscilaciones electromecánicas, Red Eléctrica, amortiguamiento, sistema eléctrico europeo, aprendizaje máquina, aprendizaje supervisado, acciones preventivas/correctivas, inteligencia artificial.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años las redes eléctricas están cada vez más interconectadas, ejemplo de ello es la red europea que es el sistema eléctrico más extenso del mundo. La incorporación de nuevas tecnologías en generación ha cambiado el paradigma de la operación en el día a día. Las interconexiones eléctricas necesarias para hacer crecer el sistema eléctrico contribuyen a la seguridad del suministro, la estabilidad, al mejor aprovechamiento de las energías renovables y a facilitar los intercambios comerciales, sin embargo, presentan retos como puede ser mantener el amortiguamiento de las oscilaciones inter-área en valores dentro de la normativa. Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia son fenómenos habituales en redes extensas [1][2][3], y son tanto más probables cuanto más débilmente conectadas estén estas redes. Son oscilaciones normalmente entre 0.1 y 1 Hz que se propagan a través de las interconexiones. El sistema síncrono europeo por su extensión y complejidad presenta la dificultad de calcular el amortiguamiento en las oscilaciones inter-área utilizando modelos matemáticos analíticos o numéricos [4][5]. El número de variables y parámetros involucrados dificulta, no solo contar con modelos dinámicos de todos los elementos, sino también encontrar una acción preventiva que mitigue el problema. Es por ello que la inteligencia artificial (IA) se muestra como un complemento a los métodos analíticos y deterministas empleados hasta ahora y que, ante la dimensión del problema, pueda aportar una visión diferente al mismo [3]. En este artículo se han desarrollado dos modelos de IA que predicen el valor y/o la probabilidad del amortiguamiento, utilizando variables globales del sistema y, por ende, sin la necesidad de modelar el sistema con exactitud. El Centro de Control Eléctrico de España dispone, no sólo de los resultados de los dos métodos empleados, sino que también el software le permite discernir que acciones preventivas y/o correctivas son las adecuadas para aumentar el amortiguamiento.

DESCRIPCIÓN

Aprendizaje máquina

Los métodos de IA empleados se nutren de bases de datos que se utilizan para aprender los patrones subyacentes y elaborar modelos que puedan predecir a futuro. Las dos técnicas empleadas LGBM y NF son dos métodos de aprendizaje supervisados que necesitan información del sistema y, también los valores de amortiguamiento correspondientes. LightGBM es una versión mejorada de los árboles de decisión en la que varios modelos más sencillos se unen para una predicción más precisa y con menor tiempo de computación. NF es un modelo generativo de una función de distribución compleja basado en redes neurionales. Es por tanto un complemento a la técnica anterior que aporta una probabilidad de ocurrencia.

WAMS/PMU

PMUs son una parte importante de lo que se conoce como Wide Area Monitoring System (WAMS) que se refiere a sistemas de monitorización de tensiones, intensidades y frecuencias en sistemas eléctricos con una precisión de medida, sincronización horaria y tasa de muestreo suficiente para realizar cálculos necesarios para detectar faltas, pérdidas de sincronismo y oscilaciones de distintas frecuencias. Esta última característica ofrece la posibilidad de calcular el amortiguamiento de las oscilaciones inter-área utilizando una ventana de cálculo de 20 minutos en el caso del sistema eléctrico español [7].

En el sistema eléctrico europeo coexisten varias oscilaciones inter-área correspondientes a distintos modos de oscilación [4][5]. En el Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica las frecuencias de oscilación, que históricamente han mostrado menor amortiguamiento, han sido las correspondientes entre 0.14 Hz y 0.22 Hz. Por tanto, los datos proporcionados por las PMUs y posteriormente tratados por técnicas de procesamiento de señal nos aportan el amortiguamiento en ese rango, aunque puedan dar información entre 0.04 y 4 Hz.

Base de datos

Una vez calculado el amortiguamiento de las oscilaciones entre 0.14 y 0.22 Hz será necesario completar la base de datos con las variables de entrada para que los dos modelos de IA aprendan las complicadas relaciones existentes. Se partió de una base de datos de más de mil variables de entrada, sin embargo, las técnicas de reducción de dimensionalidad y la experiencia en el Centro de Control acotaron a 12 variables con un muestreo de 20 segundos:

- Intercambio total entre España y Francia/Marruecos/Portugal.
- Demanda y generación total sistema eléctrico.
- Generación ciclos combinados.
- Generación eólica.
- Generación total.
- Generación grupos de carbón.
- Generación termosolar.
- Generación fotovoltaica.
- Generación hidráulica.
- Generación/consumo grupos bombeo.

Recalcar que estos datos están todos circunscritos al sistema eléctrico peninsular español y representan solo variables del mismo, sin incorporar información del resto del sistema síncrono europeo.

METODOLOGÍA

En este trabajo se utilizaron librerías de Python 3 tanto para la lectura y preprocesamiento de los datos (numpy y pandas) como para el entrenamiento de los dos modelos. Para el modelo de LightGBM se utilizaron específicamente la librería

lightgbm y shap. Ésta última implementa una técnica matemática denominada Shapley Additive explantions, basada en la teoría de juegos, que establece la dependencia del valor a predecir con las variables explicativas, es decir, determina la

contribución de cada una de ellas al resultado final. El Centro de Control Eléctrico, por tanto, puede anticipar medidas preventivas en tiempo real y, en el caso de bajo amortiguamiento, medidas correctoras. El modelo de NF utiliza la librería torch y nde. Este método requiere más capacidad computacional, por lo que es necesario utilizar tarjetas gráficas para ello. Se utilizó una GPU NVIDIA K80 de alto rendimiento, con 2496 núcleos de procesamiento paralelo y 12 GB de memoria. Respecto a la representación gráfica se utilizaron las librerías plotly y matplolib.

Para el entrenamiento de los modelos se ha dividido la base de datos en tres partes:

- Entrenamiento: son los datos de los que aprende el modelo.
- Validación: sirve para ajustar los hiperparámetros del modelo. Se usa un esquema de validación que evita que el modelo memorice los datos a través de la correlación temporal.
- Testeo: son datos nunca vistos por los algoritmos y que indican si el modelo predice correctamente o simplemente memoriza los datos del entrenamiento.

Características del amortiguamiento de modos electromecánico

El amortiguamiento de modos electromecánicos presenta una alta variabilidad que depende tanto de valores anteriores como de variables externas. Los métodos basados en autocorrelaciones tienen el inconveniente de no aprender la dinámica subyacente y, por consiguiente, el riesgo de proponer acciones preventivas/correctivas que no reflejen la realidad. Predicciones a largo plazo, como puede ser más de una semana, requiere eliminar la correlación temporal. Una correcta elección del entrenamiento, validación y test evita que el modelo memorice, perdiendo la capacidad de entender los factores que influyen en el amortiguamiento, así como predecir el amortiguamiento en situaciones no vistas con anterioridad. Las autocorrelaciones del amortiguamiento indican que las validaciones deben espaciarse al menos 1 hora de los datos del entrenamiento. Hay que considerar la dificultad de medir con precisión valores altos de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas al requerir mayor precisión numérica y estar más afectados por el ruido. Afortunadamente valores a partir del 15%, tienen suficiente amortiguamiento para que no afecten al sistema eléctrico. En este artículo se utilizaron dos métricas estándar RMSE (error cuadrático medio) y MAPE (error porcentual absoluto medio). Los límites de bondad de estas métricas son difusos y dependen del problema en concreto.

RESULTADOS

En esta sección se presentan las predicciones del amortiguamiento de modos inter-área en el sistema continental europeo en distintos momentos del año 2022. Para su cálculo cada mes se entrena con un mínimo de 5 meses y se testea con el último mes completo.

- Algoritmo LightGGM
- Algoritmo NF

LightGBM

La *Figura 1* muestra el amortiguamiento del modo inter-área durante los días 24, 25 y 26 de abril del 2022. La línea roja representa el amortiguamiento real y la curva en azul la predicción del amortiguamiento proporcionada por el software, utilizando el algoritmo LightGBM.

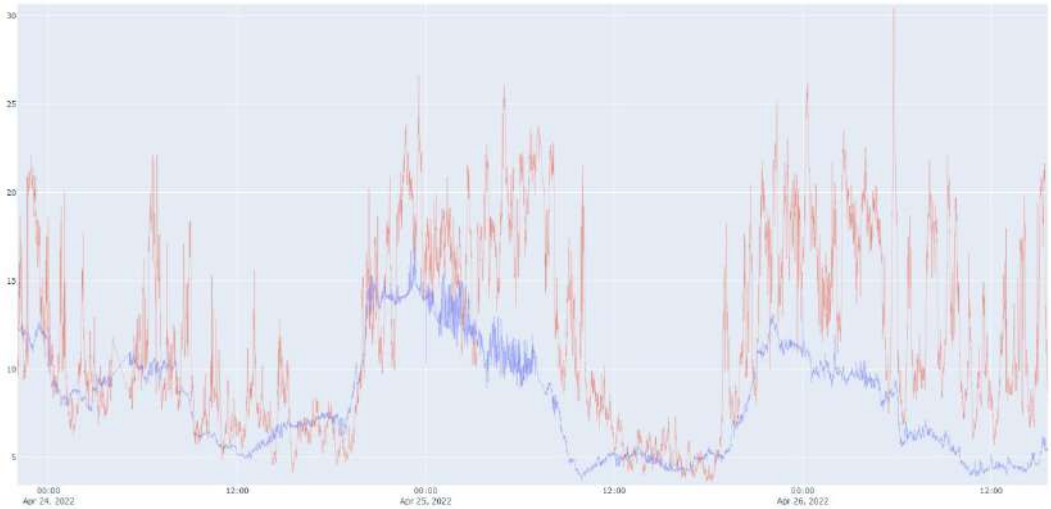


Figura 1 .Amortiguamiento del modo inter-área durante el 24, 25 y 26 de abril del 2022. La linea roja representa el amortiguamiento real y la línea en azul el amortiguamiento estimado por el método LightGBM.

Se aprecia que la predicción sigue la tendencia filtrando las altas variaciones del amortiguamiento. También es visible que la predicción tiene mayor error absoluto en amortiguamientos altos. Resaltar que esto, aunque se puede mejorar añadiendo nuevas variables o el procesamiento de las señales, no preocuparía al Centro de Control al ser una zona sin riesgo desde el punto de vista de estabilidad transitoria. Se utilizó el modelo de LightGBM y la técnica SHAP values para desglosar y analizar el impacto de cada variable individual en el amortiguamiento del modo inter-área. La *Figura 2* muestra la variación del amortiguamiento del modo inter-área para distinto intercambio de España con Francia (MW) sobre todos los valores de entrenamiento. Se aprecia la alta dependencia del amortiguamiento con el intercambio con Francia. Elevados intercambios exportadores hacia Francia (valores positivos) hacen que el amortiguamiento disminuya hasta un 4%. En cambio, importaciones altas (valores negativos) tienen un impacto positivo en el amortiguamiento.

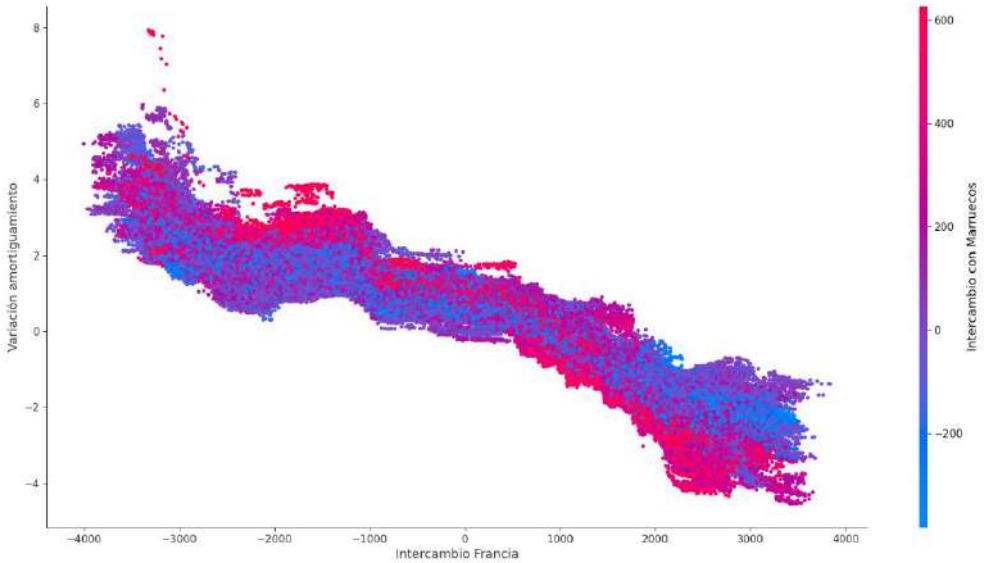


Figura 2. Variación del amortiguamiento para distinto intercambio de Francia (MW) sobre todos los valores de entrenamiento.En color se indica el intercambio con Marruecos como información adicional.

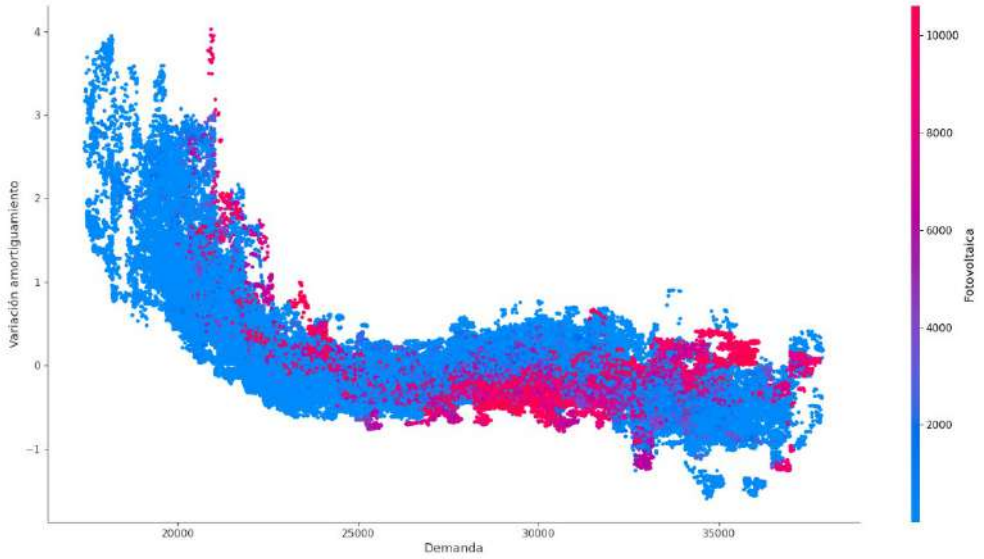


Figura 3. Variación del amortiguamiento del modo inter-área para distintos valores de demanda(MW) y sobre todos los valores de entrenamiento.En color la fotovoltaica generada como información adicional.

La *Figura 3* muestra la variación del amortiguamiento del modo inter-área para distintos valores de demanda total en España (MW) y sobre todos los valores de entrenamiento. Se observa que la dependencia entre demanda total y amortiguamiento del modo inter-área es no lineal. Según los datos obtenidos, para valores por encima de 25000 MW no se observa impacto en el amortiguamiento. En cambio, para rangos de valores inferiores, se observa que incrementos de demanda total del sistema eléctrico español tienen una correlación negativa con el amortiguamiento del modo inter-área. Se ha de tener clara la información que se puede extraer de los resultados y qué información no se debe extraer. Variaciones en la demanda del sistema están asociadas a muchos otros factores como distinta generación en distintos puntos, distintas tecnologías de generación y distintos flujos de potencia en el sistema. Estos factores tienen un impacto en el amortiguamiento de los modos inter-área. Si bien, la técnica SHAP intenta independizar la correlación de cada variable, se basa en los escenarios utilizados para el entrenamiento del algoritmo y el impacto de la demanda en el amortiguamiento no debe interpretarse como un impacto de la demanda únicamente.

NF

Como se comentó, NF da una distribución de probabilidad según las variables explicativas. Se muestran en la *figura 4* la probabilidad que el amortiguamiento sea menor del 7% durante algunos días del pasado septiembre del 2022.

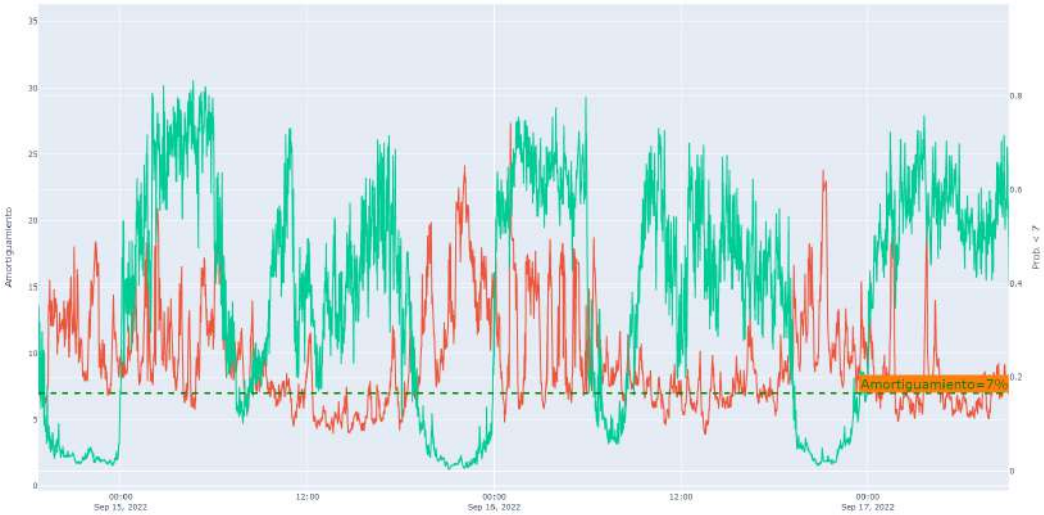


Figura 4. En verde la probabilidad que el amortiguamiento sea menor de 7%. En naranja el amortiguamiento medido.

El modelo consigue, a partir de solo 12 variables de entrada, entender cuando la probabilidad de tener un amortiguamiento inferior a 7% debe ser alta. El modelo sigue perfectamente las variaciones en el amortiguamiento.

Los valores MAPE y RMSE alcanzados durante el mes de septiembre del 2022 son 0.322 y 2.98 respectivamente. Estas cifras se mantienen estables para casi todos los meses del 2021 y 2022.

DISCUSIÓN

Según los resultados mostrados, los dos modelos empleados LightGBM y NF son capaces de predecir el amortiguamiento en sus variaciones diarias y semanales fidedignamente y con errores similares. Además de ello, y gracias al método de entrenamiento empleado, no se pierde precisión a largo plazo, constatando así, la solidez en el aprendizaje. Los valores SHAP indican la dependencia con las 12 variables explicativas, algunas de las cuales han sido estudiadas por métodos analíticos, ejemplo de ello es el intercambio de Francia que la IA confirma la elevada correlación con el amortiguamiento.[4][5]

NF ha aportado, además, la probabilidad de ocurrencia siendo un indicativo del grado de cercanía a valores críticos y no deseables para la estabilidad del sistema.

El error medio porcentual del 32% en este tipo de predicción con sólo 12 variables explicativas se muestra aceptable, aunque con grado de mejora en momentos puntuales, no solo por ser reducidas las variables de entrada sino también porque estas son únicamente del sistema español.

CONCLUSIÓN

Los resultados mostrados dan cuenta del aporte de la IA a la predicción del amortiguamiento en el sistema eléctrico. La comparación con los estudios analíticos realizados hasta ahora corroboran los resultados de la IA. Como se ha demostrado los modelos predicen incluso con una visión reducida del conjunto del sistema, se puede suponer que los errores en la predicción vienen causados más por la ausencia de datos completos que por la metodología empleada, por tanto, se abre un camino añadiendo más información del resto del sistema europeo y del norte de África. También se han detectado en los últimos años cierta dependencia del amortiguamiento a ciertas acciones realizadas por el centro de control, lo que supondrá que si se suman esas acciones como variables explicativas se podría mejorar el modelo. La IA ayudarán a entender, en mejor medida, la complejidad de los fenómenos oscilatorios en el complejo sistema europeo.[6]

REFERENCIAS

[1] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York, NY, USA: McGraw-Hill (Inc.), 1994.

[2] M. Klein, G. J. Rogers and P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 3, no. 6, pp. 914-921, 1991.

[3] J. Turunen, J. Thambirajah, M. Larsson, B. C. Pal, N. F. Thornhill, L. C. Haarla, W. W. Hung, A. M. Carter and T. Rauhala, "Comparison of Three Electromechanical Oscillation Damping Estimation Methods," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 26, no. 4, pp. 2398-2407, 2011.

[4] ENTSO-E, "Analysis if CE inter-area oscillations of 19th and 24th February 2011," ENTSO-E SG SPD REPORT, 2011.

[5] ENTSO-E, "Analysis if CE inter-area oscillations of 1st December 2016," ENTSO-E SG SPD REPORT, 2017.

[6] E. Grebe, J. Kabouris, S. Lopez Barba, W. Sattinger and W. Winter, "Low Frequency Oscillations in the Interconnected System of Continental Europe," in *Proc. IEEE/PES General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, 25-29 July, 2010.

[7] J. Pérez, A. Alonso, J. Durán, J. A. García and J. J. Peiró, "Integración de un Sistema de Medida Fasorial en el Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica de España," in *Proc. XVIII Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE (ERIAC)*, Foz do Iguaçu, Brasil, 19-23 May, 2019.

ALGORITMO DE CONTROL DE EDGE EN TIEMPO REAL PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON APORTACIÓN DE FLEXIBILIDAD DE USUARIOS FINALES

Ángel Silos Sánchez, Prosumer Solution Architect, Schneider Electric
Aleix Señis López, Prosumer Solution Architect Area Manager, Schneider Electric

Resumen: La integración de la flexibilidad de los usuarios finales de forma individual o agrupada, mediante agentes agregadores o en comunidades energéticas, va a resultar una necesidad en la red de distribución eléctrica como consecuencia del nuevo modelo energético. Este hecho supondrá una serie de retos a cubrir en la red de distribución durante los próximos años; para ello deberán gestionarse los diferentes usuarios finales con o sin generación propia, así como los recursos distribuidos en la red de una forma dinámica y en tiempo real. Para poder cubrir este reto se precisa definir funcionalidades entre los diferentes nodos como los centros de transformación, los usuarios finales que entre ellos podrán conformar una comunidad energética, así como los recursos energéticos distribuidos que componen un segmento de red. Por ello esta publicación pretende aportar una propuesta de algoritmo que permita, desde un centro de transformación, controlar la tensión enviando la consigna de reducción de potencia activa a los diferentes prosumidores. Esta propuesta de algoritmo se ejecutará en un nodo *edge* o *edge node*, situado en un centro de transformación, utilizando técnicas de *edge computing* y estableciendo relación con otros *edge nodes* situados en otros usuarios finales y en los recursos distribuidos en la red.

Palabras clave: Edge Computing, Edge Node, Centro de Transformación, Algoritmo, Control de Tensión, Congestión.

INTRODUCCIÓN

Actualmente en la sociedad se está impulsando una transición energética y digital que está provocando cambios considerables en el sistema eléctrico. Uno de los retos que tiene por delante esta transición es la gestión de la flexibilidad del usuario final cuyo objetivo es mantener el equilibrio entre generación y demanda ante una integración masiva de unos recursos renovables de naturaleza variable e incierta y con un aumento progresivo de demanda de energía eléctrica influenciado por nuevas cargas como el vehículo eléctrico.

Esta transición se basa en un modelo descrito por cuatro vectores característicos conocidos como las cuatro "D" (Descentralización, Digitalización, Descarbonización y Democratización). No obstante, los vectores de descentralización y de digitalización aplicados a la red eléctrica permitirán aumentar la electrificación de la energía consumida. La *International Energy Agency* (IEA) indica que el consumo de energía aumentará un 30% de 2020 a 2030. Este hecho supondrá un aumento de la energía consumida a través de la red eléctrica que actualmente es del 20% por tanto será preciso realizar avances relacionados en la electrificación para que en 2050 sea de un 50% [1].

La descentralización del sistema eléctrico empieza a hacerse realidad a partir del siglo XXI donde una generación masiva renovable empieza a aparecer con una tendencia al crecimiento de microgrids, conectadas y aisladas a la red, y unas incipientes comunidades energéticas. Cabe destacar que en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) promueve la energía renovable distribuida con el objeto de aumentar hasta 50 GW en 2050 [2].

Por otro lado, la generación distribuida y la flexibilidad del usuario final suponen sin duda alguna aumentar la digitalización con el objeto de dotar de autonomía a la red de distribución. La digitalización se ha ido implementando en las redes de transmisión y distribución; aunque faltará potenciarlo en el Centro de Transformación (CT) que, como punto neurálgico de la red de distribución, permitirá integrar estos nuevos retos.

VIRTUALIZACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El control del sistema eléctrico se ha realizado partiendo de un modelo centralizado en el que se han ido incorporando los diferentes elementos nuevos descentralizados como han sido las plantas de generación renovable. La gestión de estabilidad se ha estado controlando de forma centralizada a través de aplicaciones y servicios, por ello se puede decir que se ha tratado de una metodología *cloud computing*. Ante el escenario de energía distribuida y con la contribución del usuario final aportando flexibilidad a la red se precisa plantear otro modelo diferente que permita realizar una integración dinámica. El concepto *edge computing* permite que las aplicaciones y servicios se computen en el propio CT a través de un *edge node* [3] interactuando con nodos presentes en recursos distribuidos, usuarios finales o comunidades energéticas entre otros. Cabe destacar que esta propuesta de *edge computing* no es incompatible con

el actual *cloud computing*, por ello ambas soluciones podrán establecerse simultáneamente. De hecho, los resultados ejecutados por *edge computing* serán compartidos con el centro de control y podrán ser gestionados en una computación independiente. La ventaja de utilizar *edge computing* es que, problemas de congestión y de regulación de tensión en la red de Baja Tensión (BT) podrán ser resueltos desde el CT. Otras aplicaciones destacables a través de esta nueva filosofía como la predicción en la red, la gestión de activos, la ayuda al mantenimiento y la gestión de la demanda [4] podrán ser llevadas a cabo. Estas aplicaciones aportarán autonomía a la red, reduciendo los tiempos de actuación y evitando el envío de información masiva al centro de control, este hecho se conoce como virtualización del CT.

Para poder implementar el *edge computing* en la red de distribución será necesario evolucionar el CT de forma física e inteligente. La evolución física pretende establecer una serie de cambios en la gestión de la BT. Actualmente las salidas del CT disponen de una apertura a través de fusibles, con un tiempo de reposición elevado. Por este motivo se pretende sustituir el fusible por un interruptor automático en las salidas de BT del CT. Acompañando a este cambio se plantea también añadir una medida de intensidad y tensión a cada salida que ayudará a tener referencia para la detección de faltas y a contrastar con la medida de los contadores inteligentes entre otras. Esta medida será recogida por una *Remote Terminal Unit* (RTU) de BT al igual que se hace en la red de Media Tensión (MT) como se muestra en la figura 1. Otro cambio físico que también marcará una tendencia dentro del CT será el cambio automático de tomas de tensión del transformador, que permitirá adaptar el funcionamiento del transformador ante variaciones de tensión.

La evolución inteligente en el CT pasa por la incorporación de un *edge node* que se trata de un dispositivo con unas capacidades de computación superiores a las RTUs actuales. Este dispositivo estará conectado a la red del CT y podrá nutrirse de la información de las RTUs y de otros dispositivos conectados. De momento el *edge node* convivirá con las RTUs y el *Data Concentrator Unit* (DCU) en el CT, aunque en un futuro podrá llegar a integrar sus funcionalidades. Este hecho supondrá también cambiar la metodología de adquisición de datos centralizada, cableada actualmente a las RTUs, por una de bus de proceso distribuida. No debe olvidarse que este *edge node* del CT podrá comunicar con otros situados en otros recursos de la red y en usuarios finales.

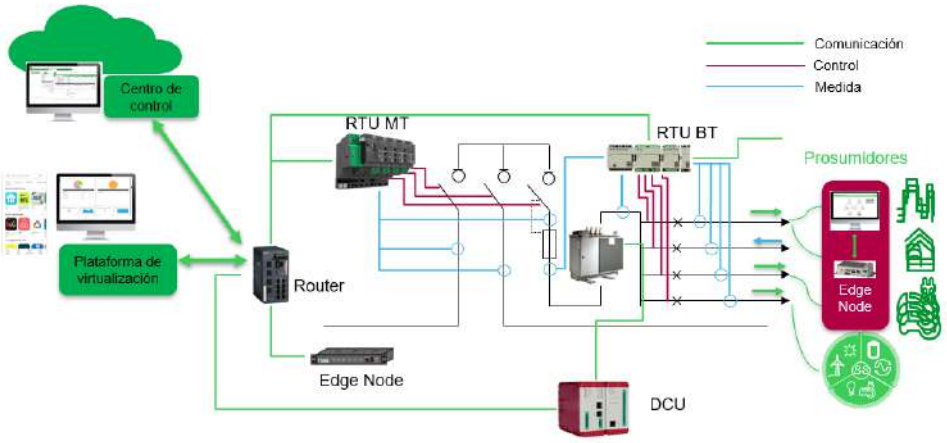


Figura 1. Centro de Transformación con el edge node.

DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO DE CONTROL DE GESTIÓN

En este escenario uno de los retos más importantes consiste en dar respuesta a las congestiones de tensión de la red de distribución debido al despliegue de recursos energéticos distribuidos. Debe tenerse en cuenta que de un CT dependen una gran cantidad de usuarios. Si los diferentes usuarios se convierten en prosumidores (generación in situ) entonces pueden presentarse ciertos problemas de congestión de tensión. Por ello se pretende identificar el nivel de tensión que se presenta en la BT del CT y a partir de aquí actuar en aquellas generaciones que están haciendo aumentar la tensión de la red de distribución.

Como se muestra en la figura 1, el *edge node* concentrará información recogida de las RTUs y de otros dispositivos que comuniquen dentro del CT. A partir de esta información se ejecutará en el *edge node* continuamente el algoritmo y

lanzará las consignas necesarias a los usuarios finales. Cabe destacar que la RTU de BT proporcionará por fase las magnitudes de intensidad y tensión para la salida general trifásica, así como cada salida del CT. También se precisará conocer cada generación en qué fase se encuentra, aunque esta información puede ser identificada a través del DCU. El algoritmo se divide en tres fases que son la identificación de la congestión de tensión, la identificación de las salidas afectadas y cálculo de la consigna de reducción de potencia activa a las diferentes generaciones. Finalmente, la consigna será enviada. A continuación, se detallan las diferentes partes del algoritmo que se muestran en el diagrama de flujo de la figura 2.

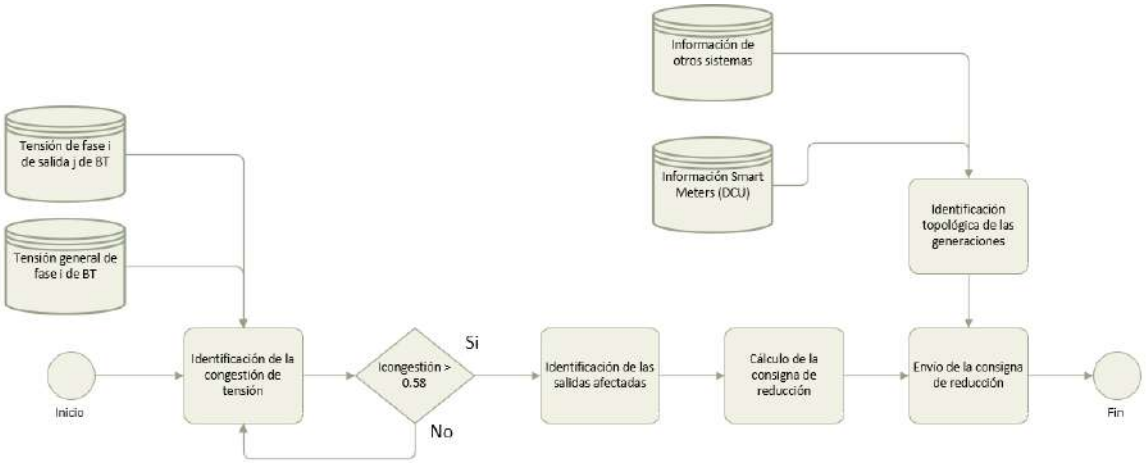


Figura 2. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto.

Identificación de la congestión de tensión

Con el objeto de identificar la congestión presente en el CT se plantea un análisis previo que consiste en analizar el nivel de tensión real comparándolo con la tensión nominal del CT. Un segundo análisis consiste en determinar si la congestión evoluciona a través de la derivada de la tensión. Con este término se puede identificar la rapidez de crecimiento de la congestión. El producto de ambas variables para cada fase indicará lo rápido que puede estar creciendo esa congestión.

$$I_{i\ congestion} = \frac{v_{i\ real}}{v_{i\ nominal}} \cdot \frac{dv_{real}}{dt} \quad (ec.1)$$

En relación con la ecuación 1 en caso de que el índice de congestión por fase, $I_{i\ congestion}$, sea mayor que 0.58 se puede considerar que el CT puede empezar a tener una congestión. Para llegar a esta suposición se considera que la $v_{i\ real}$ se encuentra al 99% de la $v_{i\ nominal}$ y que se presenta una derivada de la $v_{i\ real}$ superior a un 60%. En esta situación, que puede considerarse crítica, el valor de $I_{i\ congestion}$ es de 0,59 por ello se establece un valor inferior.

Identificación de las salidas afectadas

Por otro lado, el CT automatizado en BT dispondrá de medida, intensidad y tensión, de cada una de las salidas. En el fondo estos valores de tensión deberán ser próximos todos entre ellos ya que se producirá una homogenización de tensiones por fase en los diferentes ramales con el embarrado central del cuadro de BT.

En cada salida, en el momento en que aumenta la generación distribuida, la fase en concreto se verá sometida a un aumento de tensión; esto podrá ser detectado por los equipos de medida. A partir de este momento el objetivo es poder analizar que desviación se presenta en esa fase respecto a la tensión nominal de BT del CT, así como la tensión medida en la conexión del transformador de BT.

Para ello se contrastarán los diferentes niveles de tensión como media entre ellos y se mapearán los diferentes puntos comparando la tensión real del cuadro de BT, así como la teórica. Con esta situación se podrá ver como de alejados se encuentran los diferentes puntos de las diferentes salidas. En la ecuación 2 se muestra la tensión media de cada fase i, $v_{i\ average}$, extraída de las tensiones por fase de cada salida j.

Una vez calculada la tensión media por fase se establece la ratio media de incremento de cada tensión de fase por cada salida, $Rv_{a_{ij}}$, como se muestra en la ecuación 3. Por otro lado, se obtiene, en la ecuación 4, la ratio de incremento, $Rv_{n_{ij}}$ teniendo en cuenta el valor nominal de tensión del CT, y la ratio de incremento, $Rv_{r_{ij}}$, teniendo en cuenta la tensión real mostrada en la ecuación 5.

$$v_{i\,average} = \frac{\sum_{j=0}^{j=m} v_{ij}}{m} \quad (ec.2)$$

$$Rv_{a_{ij}} = \frac{v_{ij}}{v_{i\,average}} \quad (ec.3)$$

$$Rv_{n_{ij}} = \frac{v_{ij}}{v_{i\,nominal}} \quad (ec.4)$$

$$Rv_{r_{ij}} = \frac{v_{ij}}{v_{i\,real}} \quad (ec.5)$$

Finalmente se establece una ratio general media, $Rv_{AVERAGE_{ij}}$, considerando la media de las tres ratios como se indica en la ecuación 6. Cabe destacar que i y j son índices que corresponden a la fase y a la salida de BT del CT. El índice i tendrá los posibles valores de 1 a 3 identificando cada una de las fases. Por otro lado, el índice j tendrá los posibles valores de 1 a m, siendo m el número total de salidas de BT del CT.

$$Rv_{AVERAGE_{ij}} = \frac{Rv_{a_{ij}} + Rv_{n_{ij}} + Rv_{r_{ij}}}{3} \quad (ec.6)$$

Cálculo de la consigna de reducción de potencia activa

A partir del valor $Rv_{AVERAGE_{ij}}$ se podrá determinar si las generaciones de la fase i de la salida j deberán recibir o no una consigna de reducción. Para valores de $Rv_{AVERAGE_{ij}}$ superiores a 1. En la ecuación 7 se muestra la expresión que define la consigna de reducción para las generaciones CG_{ij}. Esta consigna se ha determinado a través de valores simulados a través de una serie de casos de uso como se mencionan posteriormente.

$$CG_{ij} = \begin{cases} (-15.12 \cdot Rv_{AVERAGE_{ij}}) + 16.13; \mid Rv_{AVERAGE_{ij}} > 1 \\ 1; \mid Rv_{AVERAGE_{ij}} \leq 1 \end{cases} \quad \forall\, i,j \quad (ec.7)$$

Esta consigna, enviada por el *edge node*, consistirá en una constante de proporcionalidad a aplicar a la potencia activa de las generaciones. Cabe destacar que la potencia es proporcional a la tensión, por tanto, una reducción de potencia activa permitirá reducir ese aumento de tensión.

SIMULACIÓN

Con el objetivo de determinar los valores aproximados de la consigna de reducción de potencia activa CG_{ij} se ha planteado una simulación a través del software de simulación de sistemas eléctricos ETAP [5]. Esta simulación ha consistido en la representación de un CT simulando una carga concentrada y una serie de generaciones fotovoltaicas que podían aportar una generación igual al consumo de la carga. Debe tenerse en cuenta que en esta propuesta de algoritmo se han establecido una serie de casos de uso genérico que deberán ser aterrizados a situaciones reales teniendo en cuenta la particularidad de la definición de cada red de distribución.

Como se muestra en la figura 3 se ha simulado un CT con varias salidas y se han representado varios prosumidores con fotovoltaica distribuida. El objetivo de esta simulación es poder establecer una relación lineal entre el aumento de tensión y la reducción necesaria de potencia activa de forma aproximada. Aplicando la consigna de reducción a las diferentes generaciones se podrá llegar a reducir el nivel de tensión. Debe tenerse en cuenta que el este nivel dependerá de la carga que se esté consumiendo también debajo del CT. Por tanto, se podrá llegar a tener un equilibrio entre consumo i generación en algunas ocasiones consiguiendo que la tensión se encuentre por debajo de su nivel nominal.

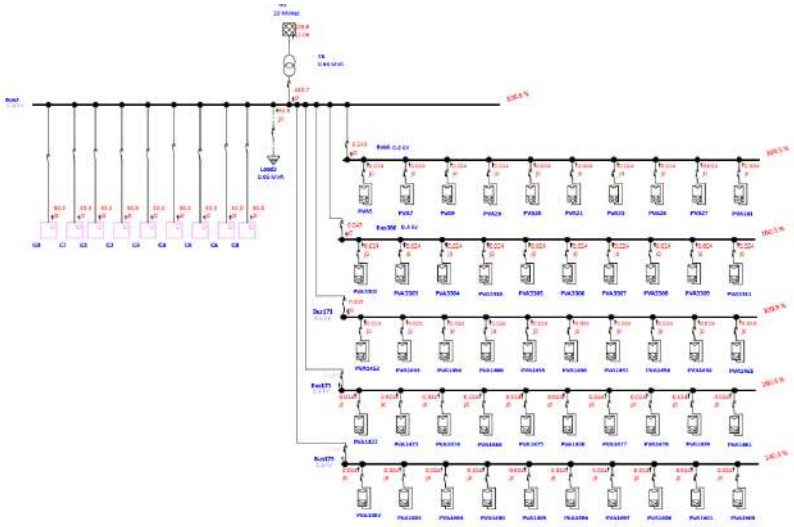


Figura 3. Simulación planteada en ETAP.

Escenarios planteados

Se ha planteado un escenario con diferentes variaciones para poder extraer información del comportamiento del aumento de tensión y poder analizar la reducción necesaria en las diferentes generaciones. Para ello se han ido deslastrando las diferentes generaciones a medida que el estudio de flujo de cargas indicaba un aumento de tensión superior al nominal hasta llegar a establecer la tensión de BT del CT a su nivel unitario de forma aproximada. Para definir la simulación se ha partido de un CT con un transformador de 630 kVAs a una tensión de 400 V en su secundario y del que se ha colgado una carga variable con una generación distribuida de 530 kVAs. La impedancia considerada en este transformador se ha basado en la norma del IEEE C57.12.10 [6] utilizada por el software de simulación ETAP. Las generaciones distribuidas utilizadas han sido fotovoltaicas, definidas en el software ETAP, con una tensión en continua de 500 V. En una primera simulación se ha ido reduciendo la carga en el CT realizando un flujo de cargas que indica el nivel de tensión $Rv_{AVERAGE_{ij}}$. Se ha considerado un valor general, sin separar las diferentes fases y salidas, con el objeto de establecer una relación para conseguir la reducción de tensión.

En la tabla I se muestran los diferentes resultados que se han extraído tras realizar las diferentes simulaciones. Por cada escenario se indica el consumo establecido, la generación aportada, el aumento de tensión y la reducción de potencia activa de generación que debe realizarse para estabilizar la tensión final a un nivel unitario de forma aproximada. Cabe destacar que el consumo provocará una reducción de tensión en el estacionario a medida que se establece un aumento gradual. En el caso que consumo la generación aportará un aumento de tensión considerable.

Escenario	Carga (kVA)	Generación (kVA)	Aumento de tensión	Consigna de reducción
1	600	530	<0%	-
2	400		0.1%	10%
3	300		0.2%	30%
4	200		0.3%	40%
5	100		0.4%	60%
6	50		0.5%	90%
7	0		0.6%	99%

Tabla I. Escenarios establecidos con generación fija y carga variable.

Otro conjunto de escenarios que se ha planteado es en el caso que haya una carga fija de 200 kVAs y empiece a aumentar la generación gradualmente como se muestra en la tabla II. Cada uno de los escenarios en las dos simulaciones permite disponer de una expresión lineal que permitirá dar la consigna de reducción de potencia activa.

A partir de los datos presentados en la tabla I y la tabla II se ha establecido una regresión lineal entre el aumento de tensión y la consigna de reducción necesaria para determinar la expresión identificada en la ecuación 7. Debe destacarse que los aumentos de tensión son pequeños pero suficientes para ir envejeciendo los activos de la red.

Escenario	Carga (kVA)	Generación (kVA)	Aumento de tensión	Consigna de reducción
1	200	250	0%	-
2		300	0.1%	16.6%
3		350	0.15%	28.6%
4		400	0.2%	37.5%
5		450	0.3%	44.4%
6		500	0.35%	50%
7		530	0.4%	50%

Tabla II. Escenarios establecidos con carga fija y generación variable.

Adicionalmente se ha explorado la posibilidad de intentar reducir el nivel de tensión, en situaciones en que la tensión se encuentre por debajo del nivel nominal. Este hecho podrá permitir evitar futuras congestiones en cuanto se vaya produciendo un cambio de patrón de consumo o generación. En la tabla III se presentan los resultados aplicando reducción de generación con el objeto de reducir mínimamente la tensión anticipándose a una posible congestión.

Escenario	Carga (kVA)	Generación (kVA)	Objetivo de reducción de tensión	Consigna de reducción
1	600	530	0.05%	10%
			0.1%	20%
			0.2%	30%
			0.25%	40%
			0.3%	50%
			0.4%	60%

Tabla III. Escenario establecido para identificar la reducción de tensión sin congestión.

CONCLUSIONES

La propuesta de algoritmo presentado pretende dar respuesta a las congestiones de la red de BT que se pueden llegar a producir a medida que se introduce la generación distribuida y varía el consumo en el CT. Pueden presentarse múltiples escenarios y casuísticas que no se han recogido en las simulaciones, por tanto, será necesario establecer simulaciones adicionales y escenarios más detallados para poder ajustar mejor la consigna de reducción de potencia.

Una vez validada la consigna de reducción de potencia activa del algoritmo será interesante validar en un CT la capacidad de un *edge node* en tiempo real. Este algoritmo es una propuesta inicial como muestra de potencial de control en tiempo real en el CT. Como siguientes pasos podrían plantearse otros algoritmos que, a través de análisis de flujo de potencia e inteligencia artificial, entre otros, cubran otras necesidades presentes en la red.

REFERENCIAS

[1] IEA, 2021, World Energy Outlook, Paris, Francia.
[2] Ministerio para la Transformación Ecológica y el Reto Demográfico, 2020, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, Madrid, España.
[3] Prajeesha, A. M., 2021, Edge Computing Application in Smart – Grid. A Review, Coimbatore, USA.
[4] Kadurke, P., Mohammadzadeh, M., Cobben, J.F.G. Cobben & Kling, W. L., 2012, Assesment of Demand Response Possibilities by Means of Voltage Control with Intelligent MV/LV Distribution Substation, IEEE, San Diego, USA.
[5] Software ETAP, 2022, Irvine. [En línea]. https://etap.com/es.
[6] IEEE, 2017, IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers, Nueva Jersey, USA.

GESTIÓN DIGITAL OPTIMIZADA DE RECURSOS FLEXIBLES EN COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Ignacio Pérez de Ramón, Ingeniero I+D+I, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Alejandro Belinchón Calderón, Ingeniero I+D+I, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Noemi González Cobos, Ingeniero I+D+I ,Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen:

Las comunidades energéticas son el entorno ideal donde integrar diferentes recursos distribuidos para, gestionados de manera inteligente, obtener soluciones eficientes para la generación y uso de la energía. La herramienta propuesta con este fin consta de dos módulos: El primer módulo se encuentra enfocado a la programación de las consignas de funcionamiento de los activos para las siguientes 24 horas, mientras que el segundo guarda relación con la simulación en tiempo real (gemelo digital) y su respuesta a las consignas generadas por el módulo de gestión.

El módulo de gestión hace uso de datos históricos y predicciones meteorológicas como entradas. Con estos datos, se utilizan modelos de optimización para generar las consignas de operación de los equipos para el día D minimizado el coste operativo. El modelo incluye la posibilidad de participar en el mercado de flexibilidad.

El módulo de Gemelo Digital usa esas consignas y datos en tiempo real como entradas para simular el funcionamiento de los activos y determinar su estado. El gemelo digital se basa en modelos paramétricos ajustados mediante técnicas de Machine Learning utilizando datos históricos. Los activos energéticos modelizados son: Fotovoltaica, baterías eléctricas, estaciones de recarga y bombas de calor. Las estaciones de recarga se han considerado que tienen tanto Smart Charging como V2G. A partir de los resultados simulados, se calculan unos indicadores de las mejoras energéticas, económicas y de emisiones. La validez de esta herramienta se ha probado en el entorno demostrativo GAMMA con un horizonte diario y una resolución temporal cuartohoraria.

Palabras clave: Vehículo eléctrico, Gemelo digital, comunidades energéticas, recarga inteligente, optimización
Línea temática: Nueva dinamización en la red y nuevos modelos de negocio, Tecnologías de digitalización
Proyecto: HySGrid+

INTRODUCCIÓN

La Unión Europea se ha comprometido a reducir un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990 y a conseguir que al menos un 32% del consumo de energía provenga de fuentes renovables para 2030 [1]. Para cumplir este objetivo la generación renovable distribuida jugará un papel muy importante. Las comunidades energéticas (CEs) serán una figura clave a la hora de promover la instalación de tecnologías de generación renovable distribuida. Por lo tanto, el correcto diseño y operación de las CEs será de vital importancia. Este artículo describe una herramienta que optimiza la operación de una CE con el fin de conseguir el máximo ahorro económico, energético y de emisiones. Para ello, hace uso de los equipos que pueden ofrecer flexibilidad al sistema, aumentando el autoconsumo de energía verde y ofreciendo servicios de flexibilidad a la red para facilitar la integración de más energía renovable en el sistema eléctrico nacional.

HERRAMIENTA DE GESTIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS FLEXIBLES

El objetivo de la herramienta es minimizar el coste operación de un sistema energético con recursos flexibles. Para ello hará uso de datos históricos, predicciones, modelos de optimización y modelos paramétricos de simulación de equipos en tiempo real.

La Figura 1 muestra la arquitectura general de la herramienta, formada por dos soluciones de modelado complementarias. Por una parte, la primera de ellas (Módulo 1 - despacho) se encuentra enfocada a la planificación de la gestión de activos para las siguientes 24 horas, mientras que la segunda de ellas (Módulo 2 - simulación) guarda relación con la simulación de los equipos en tiempo real y su respuesta a las consignas generadas por el módulo 1. El módulo 1 hace uso de datos históricos y predicciones meteorológicas, así como de los valores de consumo y de generación correspondientes. Utiliza modelos de optimización para generar las consignas de operación de los equipos

para el día D. El módulo de simulación usa datos en tiempo real y las consignas generadas por el módulo 1 como entradas para simular el funcionamiento de los activos modelados. A partir de los resultados, se calculan unos indicadores de las mejoras energéticas, económicas y de emisiones.

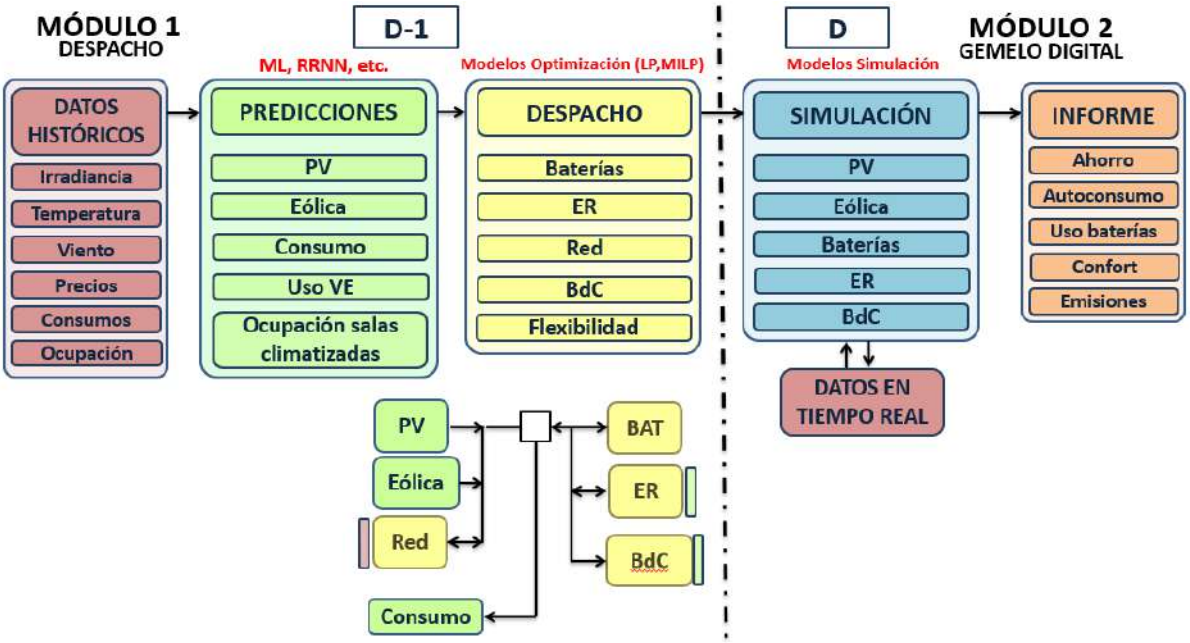


Figura 27 - Arquitectura general de la herramienta

MÓDULOS DE LA HERRAMIENTA

Módulo de despacho

El módulo de despacho está basado en un modelo de optimización que se encargará de minimizar el coste económico total de operar un sistema energético, estableciendo las consignas de operación de los equipos que lo forman. Se puede plantear para diferentes horizontes de simulación (diario, semanal, mensual, anual, etc.) y para distintas resoluciones temporales (horaria, cuarto horaria, cinco minutos, un minuto, etc.), resultando en un número de periodos de simulación (T). Por tanto, esta herramienta permite simular el comportamiento de una instalación bajo diferentes condiciones de contorno y evaluar su impacto en base a diferentes KPIs. El conjunto de equipos controlables del sistema energético está formado por baterías (B), estaciones de recarga de vehículos eléctricos (E) y por salas a climatizar mediante bombas de calor (S).

Tabla XII - Conjuntos del modelo de optimización

Conjuntos	Descripción
T	Periodos de tiempo
B	Número de baterías
E	Número de estaciones de recarga de VE
S	Número de salas a climatizar

El modelo tratará de minimizar el coste resultante de operar el sistema energético. Este coste está definido en la función objetivo y está formado por varios términos. En primer lugar, el consumo de energía de la red ($P_t^{Red_{cons}}$) al precio PVPC (π_{cons}), obtenido de la plataforma eSIOS [2]. Por otra parte, también se considera la posibilidad de verter energía a la red ($P_t^{Red_{gen}}$) a un precio (π_{gen}) inferior al precio de consumición. Esto generará un ingreso que ayudará a minimizar el coste total del sistema. Además, el modelo incluye la posibilidad de participar en el mercado de flexibilidad, pudiendo ofrecer un consumo extra ($P_t^{flex_{DOWN}}$) o una generación adicional de energía ($P_t^{flex_UP}$) en este mercado.

$$\min \quad \Delta t \cdot \sum_{t=0}^{T} \pi_{cons} \cdot P_t^{Red_{cons}} - \pi_{gen} \cdot P_t^{Red_{gen}} + \pi_{DOWN} \cdot P_t^{flex_{DOWN}} - \pi_{UP} \cdot P_t^{flex_{UP}} \tag{17}$$

En la ecuación (2) se impone el balance de potencias del sistema para todos los periodos de tiempo. En todo momento la potencia generada tiene que ser igual a la consumida. La generación está formada por la fotovoltaica (P_t^{PV}), la eólica (P_t^{Wind}), la descarga de baterías ($p_{dch}{}_{b,t}^{bat}$), la descarga de vehículos eléctricos conectados a las estaciones de recarga ($p_{dch}{}_{e,t}^{ER}$) y por último la energía que se quiera obtener de la red, tanto la obtenida del mercado eléctrico ($P_t^{Red_{cons}}$), como la establecida en mercados de flexibilidad ($P_t^{flex_{DOWN}}$). Por otra parte, el consumo está formado por el consumo general del sistema ($P_t^{Consumo}$), la carga de baterías ($p_{ch}{}_{b,t}^{bat}$) y vehículos eléctricos ($p_{ch}{}_{e,t}^{ER}$), el consumo para climatizar el recinto mediante bombas de calor ($P_{t,s}^{BdC_f} + P_{t,s}^{BdC_c}$) y por último la energía que se quiera verter a la red como generación ($P_t^{Red_{gen}}$) o como servicio de flexibilidad ($P_t^{flex_{UP}}$).

$$P_t^{PV} + P_t^{Wind} + P_t^{Red_{cons}} - P_t^{Red_{gen}} - \sum_{b=1}^{B} \left(p_{ch}{}_{b,t}^{bat} - p_{dch}{}_{b,t}^{bat} \right) - \sum_{e=1}^{E} \left(p_{ch}{}_{e,t}^{ER} - p_{dch}{}_{e,t}^{ER} \right) - \sum_{s=1}^{S} \left(P_{t,s}^{BdC_f} + P_{t,s}^{BdC_c} \right) - P_t^{Consumo} - P_t^{flex_{DOWN}} + P_t^{flex_{UP}} = 0 \quad \forall t \tag{18}$$

$$P_t^{Red_cons} + P_t^{flex_DOWN} \leq P^{contratada} \quad \forall t \tag{19}$$

$$P_t^{Red_gen} + P_t^{flex_UP} \leq P^{contratada} \quad \forall t \tag{20}$$

Las ecuaciones (3) y (4) imponen que nunca se supere la potencia eléctrica contratada. El comportmiento de las baterías viene descrito en las ecuaciones (5) a (9). En la ecuación (5) se establece la evolución del estado de carga de la batería ($SOC_{b,t}$) con el tiempo. Para ello se tiene en cuenta, la eficiencia de carga (η_{bat}), la capacidad de la batería ($Capacidad_b^{bat}$) y las potencias de carga y descarga de cada periodo de tiempo ($p_{ch}{}_{b,t}^{bat}$, $p_{dch}{}_{b,t}^{bat}$). En la ecuación (6) se impone que el SOC de las baterías no supere los límites recomendados ($\underline{SOC}_b, \overline{SOC}_b$). En la ecuación (9) se impide que las baterías se carguen y descarguen simultáneamente.

$$SOC_{b,t} = SOC_{b,t-1} + (\eta_{bat} \cdot p_{ch}{}_{b,t}^{bat} \cdot \Delta t - \frac{1}{\eta_{bat}} \cdot p_{dch}{}_{b,t}^{bat} \cdot \Delta t)/Capacidad_b^{bat} \quad \forall t\ \forall b \tag{21}$$

$$\underline{SOC}_b \leq SOC_{b,t} \leq \overline{SOC}_b \quad \forall t\ \forall b \tag{22}$$

$$\delta_{bat}{}_{b,t}^{C} \cdot \underline{PC}_b \leq p_{ch}{}_{b,t}^{bat} \leq \delta_{bat}{}_{b,t}^{C} \cdot \overline{PC}_b \quad \forall t\ \forall b \tag{23}$$

$$\delta_{bat}{}_{b,t}^{D} \cdot \underline{PC}_b \leq p_{dch}{}_{b,t}^{bat} \leq \delta_{bat}{}_{b,t}^{D} \cdot \overline{PC}_b \quad \forall t\ \forall b \tag{24}$$

$$\delta_{bat}{}_{b,t}^{C} + \delta_{bat}{}_{b,t}^{D} \leq 1 \quad \forall t\ \forall b \tag{25}$$

Las estaciones de recarga (ER) se rigen por las mismas ecuaciones que las baterías, teniendo en cuenta la energía consumida durante el uso del VE ($kW_{e,t}^{drive}$). Además, las ecuaciones (11) y (12) imponen que el vehículo eléctrico tiene que estar conectado al cargador ($k_{e,t}$) para poder realizar cargas o descargas de su batería.

$$SOC_{e,t} = SOC_{e,t-1} + (\eta_{ER} \cdot p_{ch}{}_{e,t}^{ER} \cdot \Delta t - \frac{1}{\eta_{ER}} \cdot p_{dch}{}_{e,t}^{ER} \cdot \Delta t - \frac{kW_{e,t}^{drive}}{1000})/Capacidad_e^{ER} \quad \forall t\ \forall e \quad (26)$$

$$0 \leq p_{ch}{}_{e,t}^{ER} \leq k_{e,t} \cdot \overline{PC}_e \quad \forall t\ \forall e \quad (27)$$

$$0 \leq p_{dch}{}_{e,t}^{ER} \leq k_{e,t} \cdot \overline{PC}_e \quad \forall t\ \forall e \quad (28)$$

Para modelar el funcionamiento de las bombas de calor (BdC) se ha recurrido a un modelo de regresión lineal que predice la evolución de la temperatura interior de cada sala ($T_{s,t}^{int}$). La temperatura de cada sala será función de la temperatura de la sala en el periodo de tiempo anteriror ($T_{s,t-1}^{int}$), de la temperatura exterior (T_{t-1}^{ext}) y de la potencia eléctrica consumida por la bomba de calor, ya sea para refrigeración ($P_{t,s}^{BdC_f}$) o para calefacción ($P_{t,s}^{BdC_c}$). Cada uno de estos términos está multiplicado por un coeficiente que indica su relación con la temperatura de la sala en el siguiente periodo de tiempo.

$$T_{s,t}^{int} = a_s + a_s^{int} \cdot T_{s,t-1}^{int} + a_s^{ext} \cdot T_{t-1}^{ext} + \left(a_s^{ON} \cdot \left(P_{t,s}^{BdC_f} - P_{t,s}^{BdC_c}\right)\right) \cdot \Delta t \quad \forall t\ \forall s \quad (29)$$

$$T_s^{inf} - \varepsilon_{s,t}^{conf} \leq T_{s,t}^{int} \leq T_s^{sup} + \varepsilon_{s,t}^{conf} \quad \forall t\ \forall s \quad (30)$$

$$P_{t,s}^{BdC_f} \leq \delta_{s,t}^{F} \cdot P_s^{asignada} \quad \forall t\ \forall s \quad (31)$$

$$P_{t,s}^{BdC_c} \leq \delta_{s,t}^{C} \cdot P_s^{asignada} \quad \forall t\ \forall s \quad (32)$$

$$\delta_{s,t}^{F} + \delta_{s,t}^{C} \leq 1 \quad \forall t\ \forall s \quad (33)$$

La ecuación (13) establece en qué horas la BdC debe mantener la temperatura de cada sala en el rango de confort térmico. En las horas en las que no sea necesario, se relajará las restricciones de temperatura máxima y mínima aceptables añadiendo un margen de 20 ºC ($\varepsilon_{s,t}^{conf}$). Las ecuaciones (15) y (16) imponen que la potencia consumida por la BdC no sea superiror a la potencia asignada para la climatización de cada sala ($P_s^{asignada}$). Finalmente, la ecuación (17) se asegura de que la BdC no se active para refrigerar y calentar simultáneamente.

Las ecuaciones (18) y (19) establecen que la potencia proporcionada como servicio de flexibilidad solo puede ser generada por equipos controlables (baterías, estaciones de recarga y bombas de calor). El servicio de flexibilidad UP ($P_t^{flex_{UP}}$) conlleva incrementar la generación de energía por parte del sistema. Esto se llevará a cabo descargando las baterías ($p_{dch}{}_{b,t}^{bat}$) y los vehículos eléctricos ($p_{dch}{}_{e,t}^{ER}$). Por otra parte, el servicio de flexibilidad DOWN ($P_t^{flex_{DOWN}}$) conlleva disminuir la generación de energía, o lo que es lo mismo, consumir más energía. Esto se puede lograr cargando las baterías ($p_{ch}{}_{b,t}^{bat}$), cargando los VEs ($p_{ch}{}_{e,t}^{ER}$) o aumentando el consumo de las bombas de calor ($P_{t,s}^{BdC_f} + P_{t,s}^{BdC_c}$).

$$P_t^{flex_{UP}} \leq \sum_{b=1}^{B} \left(p_{dch}{}_{b,t}^{bat}\right) + \sum_{e=1}^{E} \left(p_{dch}{}_{e,t}^{ER}\right) \quad \forall t \quad (34)$$

$$P_t^{flex_{DOWN}} \leq \sum_{b=1}^{B} \left(p_{ch}{}_{b,t}^{bat}\right) + \sum_{e=1}^{E} \left(p_{ch}{}_{e,t}^{ER}\right) + \sum_{s=1}^{S} \left(P_{t,s}^{BdC_f} + P_{t,s}^{BdC_c}\right) \quad \forall t \quad (35)$$

Por último, las ecuaciones (20) a (22) establecen los valores iniciales de la temperatura interiror de cada sala y de los SOC de las baterías y los VE.

$$SOC_{e,t=0} = SOC_e^{init} \quad \forall e \quad (36)$$

$$SOC_{b,t=0} = SOC_b^{init} \quad \forall b \quad (37)$$

$$T_{s,t=0}^{int} = T_s^{init} \quad \forall s \quad (38)$$

Módulo de simulación

Para simular el funcionamiento de los equipos en tiempo real bajo las consignas del módulo 1, se han modelado los siguientes activos: instalaciones fotovoltaicas, baterías eléctricas, estaciones de recarga y bombas de calor.

Adicionalmente, se ha llevado a cabo un proceso de refinado de los modelos mediante técnicas de Machine Learning, consiguiendo corregir inexactitudes por condiciones ambientales o deterioro de los equipos. A continuación, se muestra una explicación del funcionamiento del modelo de cada tipo de activo.

Fotovoltaica

En la ecuación (23) se calcula la radiación incidente en un módulo fotovoltaico orientado e inclinado arbitrariamente. Donde α es el ángulo de elevación del sol, β el ángulo de inclinación del módulo sobre la horizontal, Ψ el ángulo de azimut del módulo fotovoltaico (siendo 0° cuando está encarado al norte y 90° cuando está encarado al este) y Θ es el ángulo de azimut del sol. En la ecuación (24) se calcula la temperatura de la celda fotovoltaica a partir de la temperatura nominal de operación ($NMOT$) y la temperatura ambiente. En la ecuación (25) se calcula la potencia generada por cada módulo fotovoltaico en función de la radiación incidente y la temperatura a la que se encuentra la celda. Donde $\gamma_{\%P/°C}$ es la pérdida porcentual de potencia por cada grado Celsius que se calienta la celda y P_{mod}^{STC} es la potencia medida en condiciones estándar de prueba (STC: 1000W/m2 y 25°C). Una vez obtenida la potencia generada por módulo, se multiplica por el número de módulos de la instalación y se obtiene la potencia total generada.

$$S_{\text{modulo}} = S_{\text{incidente}} \left[\cos(\alpha)\sin(\beta)\cos(\Psi - \Theta) + \sin(\alpha)\cos(\beta)\right] \tag{39}$$

$$T_{cel} = T_{amb} + S_{\text{modulo}} \cdot \frac{NMOT - 20}{800} \tag{40}$$

$$P_{\text{mod}} = \frac{S_{\text{modulo}}}{1000} \cdot P_{mod}^{STC} \cdot \left(1 + \frac{\gamma_{\%P/°C}}{100} \cdot (T_{cel} - 25)\right) \tag{41}$$

Baterías eléctricas

El modelo de la batería calcula en función de la consigna de potencia y el estado de carga inicial, el SOC al final del periodo de simulación y la potencia que finalmente ha podido entregar la batería. La ecuación (26) calcula el nuevo estado de carga teniendo en cuenta la eficiencia de carga y descarga (ε) y el tiempo de simulación en minutos (t_{sim}). En la ecuación (27) se limita la potencia de carga y descarga para que la batería no exceda los valores límite de estado de carga. Finalmente, en la ecuación (28) se impone el límite de potencia de carga y descarga de la batería.

$$\begin{cases} SOC_{new} = SOC_{init} + \varepsilon \cdot \dfrac{P_{consigna}}{1000 \cdot Cap_{bat}} \cdot \dfrac{t_{sim}}{60} & si\ \ P_{consigna} > 0 \\ SOC_{new} = SOC_{init} + \dfrac{1}{\varepsilon} \cdot \dfrac{P_{consigna}}{1000 \cdot Cap_{bat}} \cdot \dfrac{t_{sim}}{60} & si\ \ P_{consigna} < 0 \end{cases} \tag{42}$$

$$\begin{cases} P_{bat} = \dfrac{SOC_{max} - SOC_{init}}{100} \cdot Cap_{bat} \cdot \dfrac{1}{\varepsilon} & si\ \ SOC_{new} > SOC_{max} \\ P_{bat} = \dfrac{SOC_{min} - SOC_{init}}{100} \cdot Cap_{bat} \cdot \varepsilon & si\ \ SOC_{new} < SOC_{min} \end{cases} \tag{43}$$

$$|P_{bat}| \leq P_{max} \tag{44}$$

Estaciones de recarga de vehículo eléctrico (ER)

Las estaciones de recarga se han modelado de una manera muy similar a la de las baterías. Una estación de recarga normalmente se limita a cargar la batería del vehículo eléctrico cuando éste se encuentre conectado. Sin embargo, se ha contemplado la posibilidad de que la estación de recarga ofrezca servicios de flexibilidad bidireccionales. Cuando la variable $V2G$ esté activada, la estación de recarga seguirá la consigna establecida por el servicio de flexibilidad ($Consigna_{V2G}$), siempre respetando los límites de potencia de la ER y los valores máximo y mínimo del estado de

carga del vehículo eléctrico. En el modo de funcionamiento normal ($V2G = False$), en el momento en el que un vehículo eléctrico esté conectado, se cargará su batería hasta llegar al estado de carga máximo permitido.

Bombas de calor (BdC)

Para modelar el funcionamiento de una bomba de calor se ha modelado el control interno con histéresis que utilizan las bombas de calor para mantener la temperatura de la sala a climatizar entre los límites de confort establecidos. Dado que cada bomba de calor puede estar configurada para responder de manera diferente a cambios de temperatura, se ha incluido también el parámetro 'Perfil' que permite adaptar la respuesta del modelo al perfil de una bomba de calor en particular en función de la distancia a la temperatura de confort. Este parámetro será un vector de coordenadas $\left(T_{int} - T_{conf}\ ,\ \ P_{BdC}/P_{asignada}\right)$.

RESULTADOS OBTENIDOS: APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN UNA CEL (ITE)

Para validar el funcionamiento de las herramientas, se integraron los modelos en el laboratorio demostrador del ITE, GAMMA. GAMMA cuenta con activos de generación renovable, almacenamiento y movilidad eléctrica. Además dispone de una plataforma IoT que recoge, monitoriza y gestiona las variables del sistema en tiempo real, centralizando datos de los sensores, convertidores y gemelos digitales.

En la Figura 16 se muestra un ejemplo de los resultados obtenidos de la herramienta de planificación. En el eje positivo se muestra la demanda eléctrica (línea roja) y los flujos de energía que contribuyen a cubrirla: el consumo de red (marrón), la energía fotovoltaica (naranja), la descarga de baterías (azul y morado), la descarga de las baterías de vehículos eléctricos conectados a las estaciones de recarga (verde) y por último consumo de red como servicio de flexibilidad (gris). Por otro lado, en el eje negativo se muestran los flujos de energía que aumentan la demanda eléctrica: la carga de baterías (azul y morado) y vehículos eléctricos (verde) y el consumo de la bomba de calor (rosa).

Se puede observar que de 3:00 a 6:00 se ofrecen servicios de flexibilidad con las baterías, las estaciones de recarga y las bombas de calor. Las bombas de calor se usan de 5:00 a 6:00 para hacer un *pre-cooling* ya que, aunque no haya ocupación de las salas climatizadas, el coste durante esas horas es mucho menor que durante las horas de ocupación. De 19:00 a 22:00 la demanda eléctrica se cubre completamente con energía de las baterías y los VE, ya que es durante estas horas cuando más ahorro supone su descarga.

Bajo las condiciones simuladas, el coste mensual de cubrir la demanda eléctrica con energía de la red al precio PVPC sería de 5.600 € mensuales. Con la instalación de los equipos simulados (50 kW de fotovoltaica , 136 kWh de baterías y 2 vehículos eléctricos de 28 kWh y 40 kWh respectivamente) y la operación óptima de los equipos, se consigue reducir el coste de operación a 4.000 € mensuales, resultando en un ahorro de 1.600 € al mes (29%). Asumiendo que el coste de instalación de la baterías es de 500 €/kWh [3], el de vehículo eléctrico 900€/kWh [4] y el de instalación de placas fotovoltaicas 1300 €/kW [5], resultaría en un coste total de instalación de equipos de 194.000€. Con todo ello, el periodo de amortización de los equipos sería de 10 años. De preverse una subida de precios de la energía, el periodo de retorno disminuiría. Por otro lado, los nuevos equipos favorecen la independencia energética y la seguridad de suministro de la instalación. El ratio de autoconsumo alcanzado es de 33%. El aporte de energía renovable y la reducción de consumo en horas punta en las que hay una mayor cantidad de emisiones asociadas al consumo de electricidad, conllevan un ahorro de emisiones anual de 7.9 toneladas de CO_2 (17% del total).

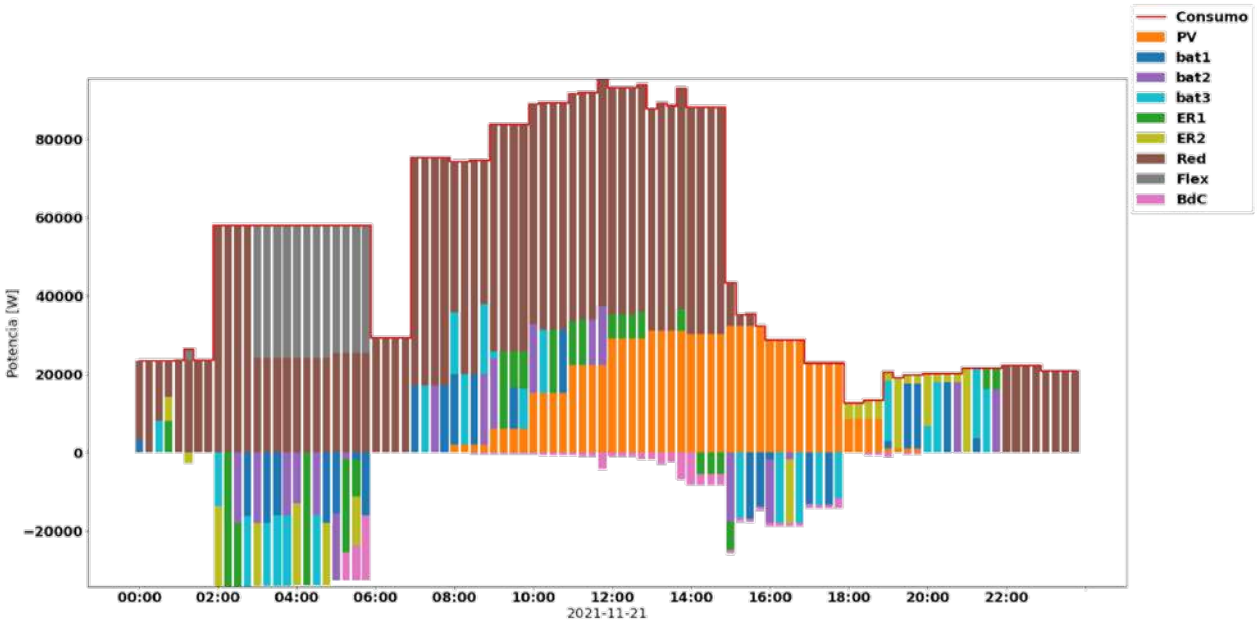


Figura 28 – Resultado del módulo de despacho – consignas de operación del día siguiente

CONCLUSIONES

En este artículo se ha descrito una herramienta que demuestra que la gestión optimizada puede utilizarse en el entorno de las comunidades energéticas para maximizar la integración de renovables al mismo tiempo que se reduce la dependencia de la red eléctrica para cubrir los consumos de la CE. Por otra parte, se ha demostrado que la optimización basada en modelos de programación lineal de enteros mixtos (MILP) sirve para resolver problemas asociados al despacho de recursos energéticos, donde se determinan las consignas óptimas a enviar a los distintos recursos flexibles. No solo el uso de baterías estacionarias aporta flexibilidad, sino que la recarga de vehículo eléctrico e incluso el desplazamiento de consumos (en este caso asociados a climatización) a otras horas más convenientes son clave para alcanzar una solución óptima. En concreto, en el caso de uso descrito en el artículo, se consigue un ahorro económico del 30%, un ratio de autoconsumo del 33%, un ahorro de emisiones del 17% y un periodo de amortización de los equipos de 10 años.

REFERENCIAS

[1] Ministerio para la Transición Ecológica y el reto Demográfico, «Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero,» [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx#:~:text=2021%20%2D%202030&text=Los%20principales%20objetivos%20de%20dicho,en%20el%20consumo%20de%20energ%C3%ADa..

[2] «Sistema de informacion del operador del sistema - eSIOS,» [En línea]. Available: https://www.esios.ree.es/es?locale=es. [Último acceso: 21 Octubre 2022].

[3] IDAE, «Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España,» 2021.

[4] «EV compare,» [En línea]. Available: https://evcompare.io/market/. [Último acceso: 21 Octubre 2022].

[5] D. E. Agency, «Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation,» 2022.

DIGITALIZACIÓN DE CELDAS DE LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN PARA LA GESTIÓN DE ACTIVOS Y EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Joaquín Timoneda Monfort, Iberapa.
Vicent Muñoz Espí, Iberapa
Marcos Domínguez Lagunilla, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Daniel Valero Beltrá, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Pedro Llovera Segovia, Universitat Politècnica de València – ITE.

Resumen: La digitalización de la red de distribución ofrece grandes oportunidades desde el punto de vista de la gestión de activos y el mantenimiento predictivo. En el caso de los Centros de Transformación y, en particular para las celdas de línea de media tensión, se requieren herramientas fiables y asequibles que permitan conocer el estado de salud o de degradación del interruptor en función de su utilización y de la medición de parámetros físicos de sus elementos principales. Aunque existen elementos tecnológicos disponibles para realizar estas operaciones, no se puede obtener una solución basada únicamente en elementos comerciales. Se debe realizar una cuidadosa selección de las variables a medir con el objetivo de obtener un sistema de monitorización de la celda eficiente y viable para la red de distribución. El equipo debe contar con sensores de medida de variables clave para el diagnóstico del interruptor. Además, debe tener capacidad de tratamiento local de la información para reducir el flujo de datos por las comunicaciones. Debe disponer, por supuesto, de comunicaciones y, desde el punto de vista de la seguridad de funcionamiento, no debe afectar al funcionamiento del interruptor en condiciones normales ni en caso de una posible avería del sistema de monitorización. En el presente artículo, se describe la metodología y estructura del sistema diseñado para una celda motorizada de media tensión.

Palabras clave: Digitalización, Centros de Transformación, Health Index, Celdas de Media Tensión, Interruptores de Media Tensión

1. INTRODUCCIÓN.

El cambio que se está realizando en el sector energético, motivado por la transición hacia energías más limpias y sostenibles, así como un proceso de digitalización donde se implementan las nuevas tecnologías de la información y telecomunicaciones, son el origen de la necesidad de centros de transformación más avanzados. Esta tendencia está haciendo del Centro de Transformación Inteligente un punto clave de la red para su resiliencia y para la gestión de la red. Todos los elementos del Centro de Transformación Inteligente no solo están adquiriendo unas nuevas funcionalidades, sino que están incrementando su criticidad. Esto hace que cualquier fallo inesperado tenga consecuencias indeseables cada vez mayores. Por ello, la gestión de activos de la red eléctrica se orienta cada vez más hacia el mantenimiento predictivo basado en la condición de los activos, de manera que se pueda conocer el estado de envejecimiento de cada elemento y estimar, con la mayor exactitud posible, su vida remanente.

En general, los activos están sometidos a múltiples estreses durante su vida (eléctrico, térmico, mecánico, químico, etc.) que conducen a un deterioro progresivo de los mismos, reduciendo su vida útil. La determinación del grado de envejecimiento requiere un profundo conocimiento de la condición de los activos. Además, se debe vigilar la evolución de su condición a lo largo del tiempo para establecer un mantenimiento óptimo y un plan de sustitución al final de la vida útil que minimice el riesgo de accidentes [1].

En el caso de las celdas de línea de media tensión, históricamente, no se ha monitorizado su estado de salud, más allá de contar el número de operaciones. Para conseguir una buena imagen de su estado de salud, es necesario medir más variables que permitan caracterizar su grado de envejecimiento, pero evitando, al mismo tiempo, medir más variables de las necesarias y sin modificar el funcionamiento principal del interruptor. El desafío es, por tanto, establecer un número de variables representativas del estado de la celda, medirlas de forma periódica sin alterar ni poner en riesgo la función del interruptor y realizar un procesamiento local para minimizar el volumen de datos a transmitir y a almacenar localmente.

Para ello, lo más importante es generar un índice de salud de la celda del cual se obtendrá su estado de envejecimiento y la estrategia de gestión de activos. Del índice de salud se derivarán el resto de componentes del sistema de monitorización. Una vez establecido el modelo y sus variables de entrada, se puede diseñar la arquitectura de medida, de procesamiento y las comunicaciones necesarias que, aunque son desafíos tecnológicos importantes, son instrumentos para el modelo de salud y la gestión de activos.

2. ANÁLISIS DE FALLOS EN CELDAS.

En primer lugar, cabe destacar que la edad, por sí misma, puede no ser necesariamente un factor fiable que determine la condición de cualquier activo. Hay otros factores que deben ser tenidos en cuenta para determinar la salud de un activo de manera adecuada [1]. Algunos de estos factores son: medioambientales (relacionados con la ubicación y el entorno en el que trabaja), de utilización (operación durante su vida), de fiabilidad (específicos del tipo de activo), etc.

En general, los modelos de salud incluyen indicadores de la condición del activo, obtenidos a partir de inspecciones, ensayos o monitorización de parámetros. En el caso de los interruptores de media tensión, una monitorización de parámetros durante el funcionamiento puede sustituir en gran medida las inspecciones o ensayos puesto que puede cubrir la mayoría de las verificaciones a realizar sobre interruptores, salvo la medida de resistencia de contacto en posición cerrada.

Una práctica común para construir modelos de salud es la utilización de la metodología AMFE [1] para tratar de conocer y entender los modos de fallo en los que el activo puede incurrir a lo largo de su vida y poder determinar de esta forma, qué magnitudes físicas interesa registrar y cuáles son los componentes más problemáticos de cara a la fiabilidad. Cabe recordar que en las normas [2] se definen los modos de fallo principales como aquellos que impiden realizar la función requerida y los modos de fallo secundarios como aquellos que permiten cumplir la función requerida, pero con restricciones.

En la literatura científica y técnica, hay poca información para obtener modelos de vida de celdas de media tensión. Existe bastante información sobre interruptores de alta tensión para subestaciones como los publicados por CIGRE [3]. Aunque esta información no es siempre directamente extrapolable a los interruptores de media tensión, si bien comparten algunas problemáticas comunes. En la Tabla 1 se recogen los porcentajes de modos de fallo principales más habituales en interruptores de más de 60kV [2] donde se puede observar que más de la mitad de los fallos se deben a no cerrar correctamente o bloquearse en una posición. Son, por lo tanto, mayoritariamente fallos de tipo mecánico.

Tabla 1. Predominancia de los modos de fallo principales en celdas con interruptor en SF_6 [2].

MODO DE FALLO PRINCIPAL	%
No cierra correctamente	28,2
Bloqueo en una determinada posición	25,1
No abre correctamente	16,4
Pérdida de la integridad mecánica	8,1
Abre sin tener que hacerlo	5,4
Otros	16,8

En cuanto a los modos de fallo secundarios, en la tabla 2, se muestran los recogidos por CIGRE [2]. En este caso, el modo predominante de fallo secundario es la fuga de SF_6, seguido de las fugas en los mecanismos de actuación, en el caso de sistemas hidráulicos/neumáticos. Estos modos de fallo también suponen más de la mitad de los fallos secundarios totales de la celda

Tabla 2. Predominancia de los modos de fallo secundarios en celdas con interruptor en SF_6 [2].

MODO DE FALLO SECUNDARIO	%
Fuga de SF_6	35,6
Fugas en los mecanismos de actuación neumáticos/hidráulicos	20,3
Modificación de las características funcionales de circuitos auxiliares	18,3
Modificación de las características funcionales mecánicas	6,8
Modificación de las características funcionales eléctricas	3,3
Fuga de aceite en los condensadores de gradación	1,0
Sin respuesta	0,4
Otros	14,2

Es importante determinar los componentes afectados por los fallos en el interruptor puesto que, a partir de esa información, se determinarán las variables a monitorizar en el interruptor. CIGRE distingue tres grandes subsistemas del interruptor [2]:

- Componentes principales sometidos a tensión de servicio. Interruptores, principalmente.
- Componentes de los circuitos auxiliares y de control. Incluye circuitos de disparo, contactores, relés, fusibles, calentadores, sensores, conexiones, etc.
- Componentes del mecanismo de actuación. Incluye motores, compresores, resortes de carga, actuadores, cadenas cinemáticas, etc.

En la tabla 3 se resumen los componentes afectados con mayor frecuencia en celdas con interruptor en SF6. Se puede observar que los fallos más frecuentes, tanto primarios como secundarios, son de los mecanismos de operación.

Tabla 3. Componentes afectados con mayor frecuencia en celdas con interruptor en SF6.

COMPONENTE	% FALLOS PRINCIPALES	% FALLOS SECUNDARIOS
Componentes principales	20,0	35,1
Circuitos de control y auxiliares	30,0	27,8
Mecanismos de operación	50,0	37,1

3. PROPUESTA DE ÍNDICE DE SALUD PARA UN INTERRUPTOR DE MEDIA TENSIÓN.

3.1. Estructura general.

A partir de estos datos, para construir un índice de salud de la celda de línea, hay que descomponerla en diversos subsistemas y componentes. El modelo de vida que se ha seleccionado se basa en una estructura jerárquica desde los componentes hasta los subsistemas y el activo completo. Cada nivel de la estructura jerárquica contribuye a través de pesos relativos que determinan su importancia. La evaluación de la condición comienza en el nivel de los componentes a partir de unas variables que dan una indicación del estado de salud actual. Se han definido para cada variable niveles de anomalía

- Sin anomalía: funcionamiento correcto. No requiere mantenimiento, o a largo plazo.
- Anomalía tipo 1: degradación moderada. Pérdida de características de diseño/funcionamiento que no compromete la seguridad y/o calidad del funcionamiento. Requiere mantenimiento a medio plazo.
- Anomalía tipo 2: degradación severa. Pérdida significativa de características de diseño/funcionamiento que podrían comprometer la seguridad y/o calidad del funcionamiento. Requiere mantenimiento en el corto plazo.
- Anomalía tipo 3: degradación extrema, fallo inminente. Situación crítica en la que la seguridad y/o calidad del funcionamiento se ve seriamente limitada. Requiere mantenimiento inmediato.

A cada uno de esos niveles se le asocia un valor de salud de 0 a 100, tal y como muestra la tabla 4.

Tabla 4. Categorías de anomalías definidas.

CATEGORÍA	DEGRADACIÓN	SALUD ASIGNADA (SA_i)	REQUIERE MANTENIMIENTO	COLOR ASOCIADO
Sin anomalía	Sin degradación	100	No, a largo plazo	
Anomalía tipo 1	Moderada	60	A medio plazo	
Anomalía tipo 2	Severa	25	A corto plazo	
Anomalía tipo 3	Extrema. Fallo inminente	1	Inmediato	

Una vez identificadas las variables del modelo del componente, la metodología para la construcción del índice de salud de la celda es en sentido ascendente. Es decir, una vez determinada el valor de índice de salud del componente a

través de dichas variables, se establece el valor de índice de salud del subsistema a través de la combinación de los componentes que lo configuran, y a su vez, el de la celda, como la combinación de los diferentes subsistemas existentes, tal y como ilustra la Figura 1.

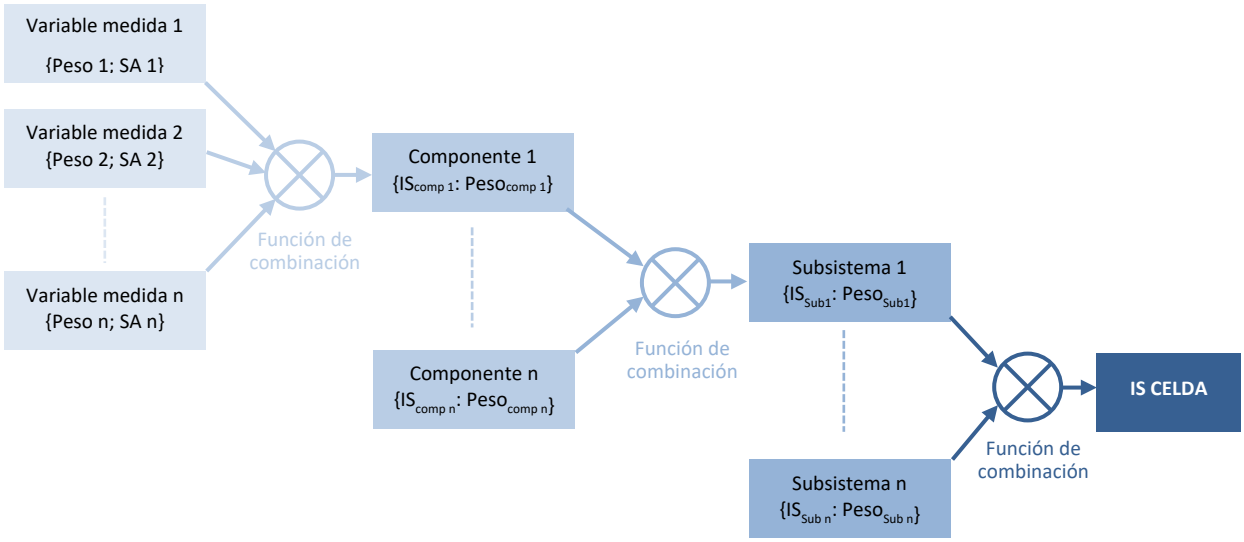


Figura 1. Diagrama con el proceso de cálculo del índice de salud de la celda.

La forma de proceder al cálculo es, en primer lugar, obtener la función de combinación en el nivel de componente. A partir de ella, se construyen la de cada subsistema y finalmente la de la celda completa. En las funciones de combinación se utilizan medias geométricas para ponderar con mayor importancia las variables que indiquen una degradación elevada.

3.2. Variables a monitorizar.

Las posibles variables a monitorizar para caracterizar la salud asignada a componente son muy variadas. En la tabla 5 se resume una propuesta para los principales componentes de la celda de media tensión motorizada, si bien, se debe seleccionar en función del coste, la combinación más apropiada.

Para más información, la Technical Brochure TB 737 de Cigre [3] presenta una lista de métodos de diagnóstico aplicables a la evaluación de la condición en celdas de media tensión, si bien algunos de ellos no presentan todavía un grado suficiente de madurez tecnológica para su implantación.

En función de cada caso, se implementarán algunos o el máximo número posible de sensores (por ejemplo, en ubicaciones muy críticas). Por otro lado, se ha decidido dotar al sistema de monitorización de la capacidad de medir todas esas variables independientemente de que algunas, como, por ejemplo, la tensión de línea, ya se estén monitorizando en el centro de transformación. La razón principal es no afectar de ninguna manera al funcionamiento del interruptor y de los sistemas de supervisión de los centros de transformación, incluso en caso de avería del propio sistema de monitorización. Esto también lo hace independiente de las diferentes tecnologías utilizadas en cada centro de transformación. Por otra parte, la duplicación de alguna medida no supone un gran sobrecoste ya que, para los cálculos del modelo de salud, no es necesaria la misma precisión que para funciones de medición de energía o control de la red y se pueden utilizar sistemas más económicos.

La propuesta está en línea con lo observado en los modos de fallos, ya que se dedican una parte importante de los sensores a los posibles fallos de origen mecánico. Para ello, se realiza la monitorización de los mecanismos de maniobra a través de medidas relativamente sencillas de corrientes y tensiones en el motor y la bobina. Para el desgaste del interruptor, el número de maniobras y la energía de las maniobras (I^2t) son las variables principales. Para las funciones de aislamiento eléctrico, se utiliza un sensor específico de parámetros del SF_6 y la medida de descargas parciales (que

también serviría para las botellas terminales). Otros posibles fallos traducidos en puntos calientes se detectarán con sensores de temperatura en barras y en botellas terminales.

Todas estas variables contribuyen al cálculo del índice de salud que, además, se puede convertir en una alarma si se detecta una anomalía de tipo 3 (Tabla 4).

Tabla 5. Posibles variables a considerar en el IS de la celda y sensores necesarios.

Nivel activo	Nivel subsistema	Nivel componente	Variable	Obtención datos
Celda SF_6 de media tensión	Compartimento del interruptor	Interruptor	Tiempo de apertura y cierre	Sensor de corriente Sensor de tensión Finales de carrera
			Número de operaciones de apertura y cierre	
			Desgaste del contacto: energía acumulada (I^2t)	
		Gas dieléctrico SF_6	Descargas parciales	Sensor específico
			Densidad	Sensor de densidad de SF6
			Presión	
			Contenido en humedad	
			Ratio de fugas	
	Mecanismos de maniobra	Bobina de disparo	Análisis de la curva de corriente	Sensor de corriente
		Resorte de carga	Tiempo de carga (celda motorizada)	Indicador de carga del resorte Sensor de corriente motor Sensor de tensión motor
		Motor	Curva de corriente consumida	
			Tiempo en funcionamiento	
			Número de inicios	
	Conexiones	Botellas terminales	Punto caliente fase R, S o T	Sensor de temperatura
			Descargas parciales	Sensor específico
		Bus-bar	Punto caliente fase R, S o T	Sensor de temperatura inalámbrico

4. ARQUITECTURA DEL SISTEMA.

La arquitectura del sistema se basa en un PLC que gestiona las variables a medir y su periodicidad. Por lo tanto, dispone de entradas analógicas para todas las señales y de las comunicaciones necesarias para los sensores inalámbricos. El sistema captura algunas magnitudes de manera periódica (corrientes, temperaturas, propiedades del gas, etc.) y otras variables las mide según los eventos de apertura y cierre (tiempo de apertura y cierre, cálculo del I^2t, actuación del motor y la bobina de disparo). La ubicación de las variables a medir se muestra en la figura 2. Con las variables medidas, el sistema va determinando la salud asignada de cada componente y, a partir de esos datos, el índice de salud por subsistemas y de la celda completa. El sistema almacena localmente los datos de variables medidas con el máximo registro histórico posible (por ejemplo, en el caso de tiempos de apertura y cierra del interruptor, se pueden guardar cientos de operaciones, pero en el caso de la medida de descargas parciales, se guardarán solo datos recientes y solo en caso de que se supere un umbral que se pueda considerar anormal). En función de las aplicaciones de la celda, algunas de las variables podrían no implementarse (por ejemplo, la medida de descargas parciales), de manera que el cálculo del índice de salud se adaptará a la falta de cierta información (perdiendo, evidentemente, cierta confiabilidad).

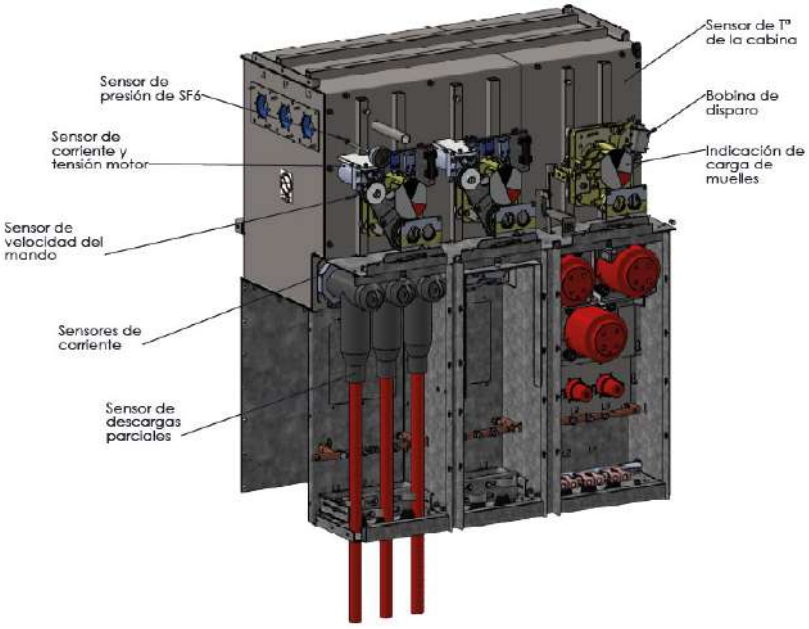


Figura 2. Esquema general de la ubicación de los sensores.

5. CONCLUSIONES.

La digitalización de una celda de media tensión motorizada para la gestión de activos y el mantenimiento predictivo, dependen fundamentalmente del modelo de índice de salud que se utilice y de las variables que éste necesite. Para seleccionar las variables adecuadas, se ha realizado un análisis de modos de fallo y de cómo esos fallos afectan a unos componentes u otros. Cabe destacar que una gran parte de los fallos son de origen mecánico por lo que resulta especialmente interesante monitorizar variables mecánicas durante la operación de la celda. Además, se requiere disponer de un modelo de vida de cada componente que permita calcular la salud asignada para cada uno de ellos. Estos modelos los proporciona la experiencia en uso de los equipos y algunos modelos teóricos. Para ascender desde el nivel del componente hasta la celda completa, se utilizan funciones de combinación que, de la misma manera, representan la experiencia adquirida sobre la criticidad y gravedad de cada componente. Evidentemente, un modelo de salud de cualquier activo de la red requiere una continua realimentación para ir ajustando las predicciones y adaptándose a las características de nuevos componentes o materiales. La solución planteada para la celda de media tensión motorizada parte del análisis de modos de fallo y define todos sus componentes físicos a partir de las variables necesarias para el cálculo completo del índice de salud.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido financiado por la Agència Valenciana de la Innovació (AVI) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) con el número de expediente INNCAD/2021/134.

REFERENCIAS

[1] Robert D Ross Reliability analysis for asset management of electric power grids. Hoboken, New Jersey : John Wiley & Sons, Inc. 2019

[2] IEC 60812. Analysis techniques for system reliability – procedure for failure mode and effects analysis (FMEA), 2006

[3] CIGRE WG A3.06. Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 2 - Reliability of High Voltage SF6 Circuit Breakers. Technical Brochure 510, 2012.

[4] CIRED/CIGRE WG A3.32, Non-intrusive methods for condition assessment of distribution and transmission switchgear, Technical Brochure 737 2018.

5.- EQUIPOS AVANZADOS DE CONTROL, MEDIDA (2ª GENERACIÓN DE CONTADORES INTELIGENTES), OPERACIÓN, PROTECCIÓN, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN INTELIGENTE, CALIDAD DEL SUMINISTRO Y GESTIÓN DE ACTIVOS EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN.

PRESENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DISRUPTIVAS PARA LA DIGITALIZACIÓN, MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE LAS REDES ELÉCTRICAS

Javier Bengoechea-, CTO, Lumiker Aplicaciones Tecnológicas S.L
Asier Gonzalez, Gestor Proyectos de Redes Eléctricas, Lumiker Aplicaciones Tecnológicas S.L
Manuel Muñoz, DG Lumiker Aplicaciones Tecnológicas S.L

Resumen: Se están desarrollado y comenzando a implementar tecnologías innovadoras en sensores avanzados, firmware y procesado de señal con interfaces digitales basados en fotónica y fibra óptica para la monitorización, operación y control de redes, cables, centros de transformación y subestaciones. El diferencial tecnológico que aportan estás tecnologías incluyen

(1) El despliegue en campo de sensores que pueden instalarse en cualquier punto de la red, bajo cualquier condición operativa, de gran resiliencia y sin necesidad de calibración y mantenimiento posterior.
(2) Al mismo tiempo dichos sensores, pueden instalarse de forma remota a gran distancia del punto de procesamiento, pudiendo centralizar los elementos de electrónica, y realizar actualizaciones de SW y FW desde el Cloud al Edge, y del Edge al Cloud. Permitiendo un control remoto de relés y automatismos de (Reclosers, Seccionadores, Interruptores…)
(3) Estas tecnologías habilitan la realización de diagnóstico remotos 24/7 con módulos de procesamiento para proporcionar un estado de salud, pre-localización de faltas en el punto exacto a través de Interfaces Digitales. La adopción de estas tecnologías está obteniendo retribución para Proyectos Piloto o Digitalización por parte de la CNMC**.**

Introducción

Los servicios de Operación y Mantenimiento (O&M) se encuentran en el núcleo de todas las tecnologías del sector de la energía. Las estrategias de mantenimiento actúales tanto preventivas como correctivas tienen un elevado coste debido a:

- La dificultad técnica para el desarrollo de modelos que simulen los sistemas y el grado de incertidumbre de los datos que arrojan
- la peligrosidad, dificultad de acceso a las instalaciones y el alto coste de desmontaje, transporte, e instalación de repuestos de los componentes de monitorización de activos.

El nivel de redundancias incorporadas a los diseños por el desconocimiento de las causas y efectos de los modos de fallo. Es por ello por lo que el sector se rige por dos principios:

1- **Una Gran fiabilidad de los activos instalados.**
2- **La reducción de las operaciones de mantenimiento e instalación al máximo mediante acciones predictivas, el desarrollo de modelos y el análisis Predictivos**.

Debido a la gran complejidad de los sistemas de los que se componen los activos de Generación, Transporte y Distribución de Energía, el sector energético debe centrar la investigación en **mejorar el conocimiento sobre el estado de salud real, en los escenarios de operación de sus activos.**

Descripción de soluciones

Para alcanzar estos objetivos es necesario centrarse en los siguientes elementos:

- Mejoras del Diseño, aumentando el conocimiento de cómo se comportan los activos en su operación Real.
- Seguimiento Continuo de los Parámetros y Ubicaciones Clave del Activo en su operación Real, en cualquiera de sus ubicaciones.
- Caracterización de Causas y Efectos Reales, de los modos de fallo del Activo.

Es indispensable, poder medir las variables de funcionamiento, en la ubicación apropiada de forma continua 24/7 y en remoto. Por lo tanto, la prioridad de un sistema de monitorización debe de ser la adquisición del mejor dato, el que más información proporcione sin estimaciones, y para ello la selección de la variable, el rango de medida, la precisión y el lugar en los que instalar sus sensores es crítico para un posterior análisis que proporcione el conocimiento adecuado.

Para ello es necesario adoptar tecnologías en las que se trabaje los siguientes aspectos:

- Desarrollo de sensores capaces de ser instalados en las ubicaciones y medir parámetros críticos, por ejemplo, en el interior de un transformador de potencia, el interior de una caldera, en la caja de puesta a tierra de un cable, sobre el conductor de una línea etc...

Diseño de sistemas de monitorización compuestos por sensores, sistemas de adquisición, comunicaciones capaces de obtener y gestionar la información relativa a los fenómenos físicos que suponen indicadores clave del rendimiento o, proporcionan información sobre potenciales fallos.
Las tecnologías de fibra óptica son una opción viable para adquirir datos de variables críticas de funcionamiento en entornos exigentes, como los que se encuentran en los activos del sector. Debido a sus características intrínsecas, la tecnología de estos sensores cumple con todos los requisitos (ATEX, EMI, Pasivos).

Los sensores e interrogadores de fibra óptica están optimizados para aplicaciones de medición con ciclos de carga elevados, redes de detección largas (Infraestructura Lineal, Redes Eléctricas, Pipelines) o aquellas que requieren resistencia contra rayos.

METODOS

En el sector eléctrico los principales retos tecnológicos identificados para los próximos años se focalizan en dar solución a nuevas problemáticas de digitalización de activos y a incrementar la competitividad del sector en términos de precio, encontrándose la mayor oportunidad en la reducción de costes de operación y mantenimiento y extensión de vida de los activos de Generación Transporte y Distribución

La reducción del coste pasa principalmente por los siguientes objetivos:

- Minimizar los costes de instalación y los costes operativos de los sistemas de monitorización y control.
- Disponer de información a tiempo real con un diagnóstico remoto sobre el estado de salud de los activos.
- Reducir al mínimo cualquier intervención en campo, para mantener equipos de monitorización y control, o para tomar medidas.
- En el caso de que exista una falta discriminarla y aislarla en el menor tiempo posible, y poder localizarla con precisión.

Los sistemas de Monitorización ópticos podrían permitir hacer elemento tracto sobre estos objetivos. Estas tecnologías se dividen en 2 grupos, las de medida puntual y las distribuidas.

- **Las de medida Puntual**: son aquellas en las que se posiciona un sensor que recoge la magnitud deseada en el punto de instalación de este. Estas giran fundamentalmente alrededor de las tecnologías **Faraday** (Medida del **Campo Magnético y Corrientes** por los cambios de polarización de la luz), **interferometría** para **Descargas Parciales** y las **Bragg**, en las que se realiza un patrón en la fibra con un láser, siendo el interrogador sensible al cambio en la dispersión de la luz por la deformación de la fibra en ese punto, ya sea por temperatura o por tensión mecánica, y convirtiendo ese punto en un sensor.

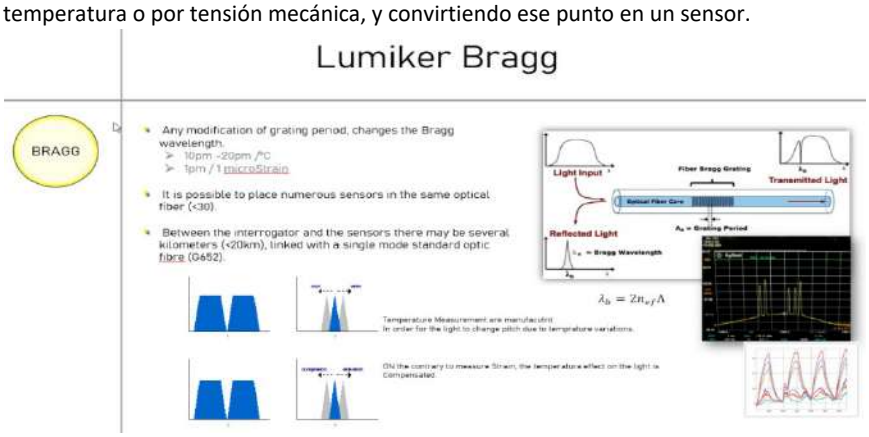


Figura 1. Sistemas de Medida Bragg

En el caso de Faraday el gran avance, ha sido doble, la utilización de fibra monomodo estándar para la construcción de transformadores de intensidad ópticos “OCT”, para la medida de corriente eléctrica en módulo y ángulo. En el caso de Bragg, existe ya un mercado maduro de sensores con medida de cualquier variable, y la posibilidad de en una misma fibra colocar diversos sensores para obtener medidas semi distribuidas.

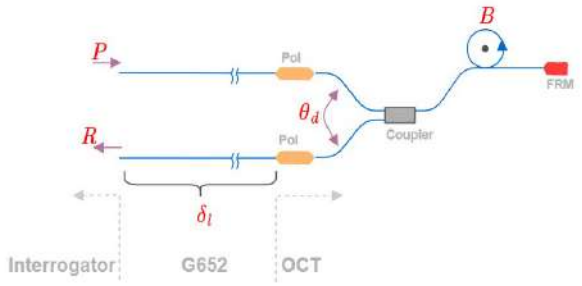


Figura 2. Esquema de Medida de un Transformador óptico

El segundo grupo sería el de medida distribuida, en el que se encuentran los interferómetros (Medida de Descargas Parciales), los sistemas Rayleigh (Detección Acústica), Raman (Temperatura) y Brillouin (Temperatura y Deformación), y en el que una fibra normal se convierte en una suma de sensores de dichas magnitudes a lo largo de su longitud.

Resultados obtenidos

A continuación, el artículo se va a centrar exclusivamente en cómo obtener una medida de corriente utilizando tecnologías de fibra óptica. Las especificaciones básicas para esta medida serían; poder colocar el sensor en cualquier punto de la red, evitar que la medida sea sensible al movimiento de la fibra a la que se conectan los sensores, y poder medir la corriente en módulo, ángulo y en entornos de corriente alterna y continua. Para medir la corriente el interrogador además ha de resolver la siguiente ecuación:

- $\boldsymbol{I = R[cos^2(2\varphi)sin^2\theta_d + sin^2(2\varphi)cos^2\theta_d - 2\sin(2\varphi)\cos(2\varphi)cos\theta_d\sin\theta_d]}$

Tras distintas pruebas con el esquema de la figura 5, no se puede resolver la siguiente función:

$$\theta_d = \frac{\mu}{4} \quad \rightarrow I = R\left[\frac{1-\sin(4\varphi)}{2}\right]$$

$$I_{12} = R_{12}[cos^2(2\varphi)sin^2\theta_d + sin^2(2\varphi)cos^2\theta_d - 2\sin(2\varphi)\cos(2\varphi)cos\theta_d\sin\theta_d]$$

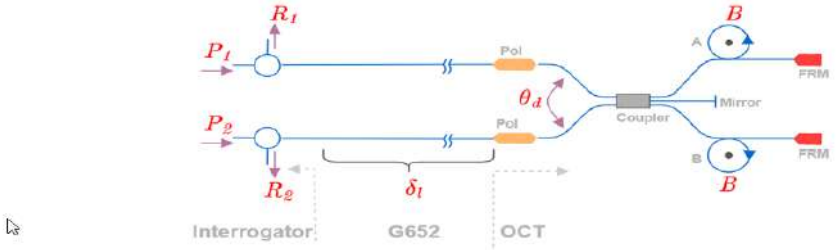
$$I_{21} = R_{21}[cos^2(2\varphi)sin^2\theta_d + sin^2(2\varphi)cos^2\theta_d + 2\sin(2\varphi)\cos(2\varphi)cos\theta_d\sin\theta_d]$$

$$I_{dif} = I_{21} - I_{12} = R\sin(4\varphi)\sin(2\,\theta_d)$$

Las incógnitas a resolver en dicho esquema serían:

- ¿Cómo se determina el valor de θ_d? ¿Varia con el tiempo?
- ¿Si la fibra de conexión tiene un rutado aéreo, cómo se controla el efecto de su vibración en la señal ?
- ¿Si la medida está orientada a un cable de gran distancia, cómo se garantiza que la señal es legible con muy poca potencia de luz y que se pueden asumir las pérdidas?

Para resolverlo se modifica el esquema de medida de la siguiente forma y se realiza un proceso de procesado de la señal muestra a muestra de la siguiente forma:



$$sen2\varphi = \frac{(\sqrt{R_{A21}}-\sqrt{R_{A12}})+(\sqrt{R_{B12}}-\sqrt{R_{B21}})}{cos\theta_d\sqrt{\frac{((\sqrt{R_{A21}}+\sqrt{R_{A12}})+(\sqrt{R_{B12}}+\sqrt{R_{B21}}))^2}{sin^2\theta_d}+\frac{((\sqrt{R_{A21}}-\sqrt{R_{A12}})+(\sqrt{R_{B12}}-\sqrt{R_{B21}}))^2}{cos^2\theta_d}}}$$

$$\theta_d = \mathrm{acos}\sqrt[4]{\frac{M_{12}M_{21}}{M_{11}M_{22}}}$$

Figura 3: Resolución de los Problemas de Medida de Corriente con Efecto Faraday.

Conclusiones

Con este esquema de medida se consigue en ensayos reales pasar de las siguientes medidas:

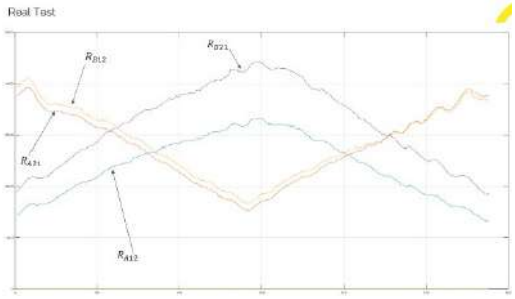


Figura 4: Procesado de Señal Transformador óptico de Corriente efecto Faraday.

Y con un proceso muestra a muestra se obtiene lal siguiente señal:

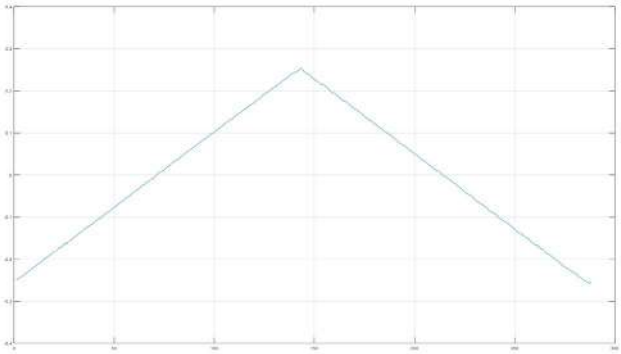


Figura 5: Procesado de Señal Transformador óptico de Corriente efecto Faraday muestra a muestra.

El pilotaje de estas tecnologías en distintos activos de Líneas, Cables y Transformadores han demostrado una mejora en:

- Resiliencia de los Sensores instalados en Campo, con duración equivalente a la vida del activo.
- Mejora de los datos (Velocidad, Precisión, Rango), y su continuidad de medida (Multiplexado de señal y Minimización de Fibras) para un Aumento de fiabilidad de los activos.
- Procesamiento y almacenamiento Edge de los datos con automatización de acciones de control, para minimizar las de horas parada, y aumentando el conocimiento histórico de causas y efectos, reforzándose a posteriori las predicciones y mejorando el factor de capacidad idóneo vs las condiciones de entorno.
- Detección, Localización y Discriminación de Faltas permitiendo planificar y reducir los tiempos de intervención al mismo tiempo que aumentando la seguridad de las personas.
- Reducción de la necesidad de acceso al activo para mantener el sistema de monitorización, pudiendo realizar un chequeo interno del sistema en remoto.
- Conectividad de los datos con SCADAs y Cloud mediante protocolos IEC o DNP.

Adicionalmente estos sistemas se han integrado con protecciones convencionales cómo lo son:

- Protección diferencial, ya sea en cable, en línea.
- Protección de sobre corriente, en aquellos casos donde el cable tenga secciones Single Point.

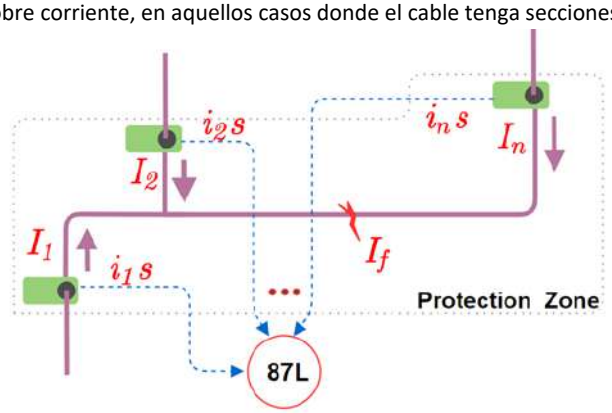


Figura 6 Sistema de Protección de Diferencial de Línea

De una manera clásica surgen problemas de cara a la medida exacta de las corrienes de los extremos de la zona de protección asignada a la protección. De esta manera surgen tres problemas que se han resuelto con los sensores opticos:

- **Estimación de Corriente capacitiva**: Teniendo el control de toda las medida en módulo y angulo de las corrientes de cable y de puesta a tierra de pantallas.
- **Sincronismo de las distintas señales o corrientes**: los retardos que impone la red de comunicaciones se ven superados con el sistema CAMOS ya que todos los datos se sincronizan en el mismo punto al mismo tiempo. Realmente en el sistema CAMOS, disponenmos de un interrogador en un extremo de la línea, y unos trasformadores ópticos de corriente en el extremo distante, estando conectados estos por dos firbas ópticas SM que son parte del esquema de medida. Supongamos que tenemos una línea de 20 Km, la diferencia temporal entre las muestras más cercanas y las más lejanas es de 200 microsegundos, ya que la velocidad de la luz en fibras ópticas es de 10nanosegundos/metro, y esto será siempre así.
- **No linealidades de los sensores utilizados para medir las corrientes**: Otra fuente de error, quizás la más importante, se debe a las no linealidades de los transfromadores de corriente habituales. En un transformador optico la medida carece de saturación, y lo única consideración es ajustar su longitud, sobre la corriente de cortocircuito esperada. La medida es totalmente lineal en todo rango de medida, ya que al no existir la curva B/H, que es porfundamente no lineal, se tiene la linealidad deseada.Además Las ecuaciones que definen la medida carecen de derivadas temporales, y esto tiene una importancia directa, los sistemas de medida de fibra óptica, pueden medir tanto campos que varían con le tiempo, como campos generados por corriente continua, es decir, trabajan de igual manera en sistemas AC y sistemas DC.

AGRADECIMIENTOS

1. **REDEIA**: Francisco Javier Martín, Alberto Escalera, Matías Sanchez Mingarro, Ricardo Reinoso, Gonzalo por el Pilotaje desde el Origen de los OCTs de LUMIKER (BESOS 2016) hasta la configuración del sistema (CAMOS200 ZAL_NUD 220KV AC 2022) para las pruebas y mejoras sobre la medida de corriente con Transformadores ópticos de Corriente.
2. **ENERGINET:** Joachim Niemann Larsen prueba piloto sistemas de medida de corriente con efecto Faraday CAMOS v0 en Copenhague 135KV AC 2018.

REFERENCIAS

- **Patentes de LUMIKER Aplicaciones Tecnológicas S.L**: LUM001_EP_EP3308175B1, LUM003-2_US_EP10948523B2, LUM004_EP_EP19382824, LUM005_EP_EP20382515.
- **JICABLE 2019 Paper: Optical System for Underground Cable Maintenance, Mixed Lines Fault Discrimination and Underground Cable Fault Location by** Javier Bengoechea R&D Manager Lumiker, Tomasso Sarto Cable Engineer, Joachim Neimann-Larsen Electrical Power Engineer.
- **Development of Fiber-Optic Current Sensing Technique and Its Applications in Electric Power Systems Kiyoshi KUROSAWA. 2014**
- **Manner to reduce the drift due to polarization fluctuation in a resonator fiber optic gyro composed of a single mode fiber Kazuo Hotate and Takuya Kurakake 2013.**

IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DE PROCESAMIENTO ANALÓGICO BASADO EN IEC61850 SAMPLED VALUES EN PLATAFORMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL CENTRALIZADA.

Maria Teresa Villén Martínez, Responsable de servicio tecnológico, CIRCE Centro Tecnológico.
Miguel Angel Olivan Monge, Investigador/Técnico, CIRCE Centro Tecnológico.
Anibal Antonio Prada Hurtado, Investigador/Técnico, CIRCE Centro Tecnológico.

David López Cortón, Dp. Seguridad del Sistema, Red Eléctrica (Una empresa de Redeia).
Carlos Rodríguez del Castillo, IOT partner, ELEWIT (Una empresa de Redeia).

Resumen: Con el auge de la digitalización de subestaciones, han surgido nuevas oportunidades en el desarrollo de plataformas que sean capaces de ejecutar servicios de manera centralizada (CPC). En el presente estudio, se muestra el desarrollo de un módulo de procesamiento analógico basado en señales IEC61850 SV (SV-APM) implementado en una plataforma de hardware genérica, que sirve como base para desarrollar un CPC dentro del proyecto EPICS. La plataforma EPICS está pensada para ejecutar algoritmos de protección, control y automatización en las subestaciones digitales de una manera centralizada. La función del SV-APM es procesar señales IEC61850 SV procedentes de campo y pasarlas por una etapa de reconstrucción de señales, seguida de una etapa de medición de frecuencia, una etapa de remuestreo y generación de ventanas de datos y finalmente una etapa de cálculo de fasores y armónicos. Las salidas del módulo SV-APM son utilizadas posteriormente por servicios de protección y control del sistema eléctrico de potencia. Para la validación del comportamiento del SV-APM se han definido varios tipos de ensayos utilizando un simulador en tiempo real en lazo cerrado con la plataforma EPICS. Se ejecutaron ensayos para evaluar el comportamiento ante perturbaciones en la red de comunicaciones simulando pérdida de paquetes, pérdida de sincronización horaria, calidad inválida y retrasos, y adicionalmente ensayos para evaluar el cálculo de fasores de tensiones y corrientes, armónicos, frecuencia de la red y componentes simétricas, evaluando que los resultados obtenidos se encuentran dentro de una tolerancia válida para su uso en algoritmos de protección y control.

Palabras clave: Equipos Avanzados, Protección y Control Centralizado, APM, IEC61850, Subestaciones Digitales.

INTRODUCCIÓN

En el presente estudio se muestra el desarrollo de un módulo de procesado analógico basado en señales IEC 61850 SV (SV-APM) implementado en una plataforma de hardware genérico. Este módulo analógico sirve como base en el desarrollo de un sistema de control y protección centralizada (CPCS) (*Chee Pinp Teoh et al,* 2020*)* dentro del marco del proyecto EPICS (Edge Protection and Intelligent Control System) (*Plataforma EPICS*, 2022). La función del módulo SV-APM dentro de la plataforma EPICS es la de procesar las señales IEC61850 SV que vienen de campo y que han sido debidamente procesadas por el módulo de adquisición de magnitudes i61869svs de la plataforma. Las señales se pasan a través de una etapa de reconstrucción de señal, seguida de una etapa de medida de frecuencia, una etapa de remuestreo y generación de ventana de datos y una etapa de cálculo de fasores y armónicos. Las salidas del módulo APM-SV son utilizadas por los servicios de control y protección implementados en la plataforma. Como ejemplo de servicios de protección que requieren las salidas del módulo SV-APM se pueden mencionar las funciones de protección diferencial, distancia, sobrecorriente, entre otras.

Para la validación del comportamiento del SV-APM, distintos tipos de ensayos han sido realizados usando un simulador de tiempo real (RTDS) en bucle cerrado (HiL) con la plataforma EPICS. Los ensayos realizados evalúan el comportamiento de cada uno de módulos que constituyen SV-APM, verificando que los resultados obtenidos están dentro de la tolerancia válida para el uso en algoritmos de control y protección.

El documento presenta inicialmente una corta descripción de la plataforma EPICS, seguido de la descripción de los módulos asociados al módulo SV-APM, posteriormente se describe el banco de pruebas utilizado, así como también la descripción de los ensayos ejecutados y resultados obtenidos en los mismos. Finalmente, se exponen las conclusiones del trabajo realizado.

PLATAFORMA EPICS

La rápida evolución que en la que se encuentra inmerso el sistema eléctrico, debido en gran parte por el incremento en la penetración de energías renovables, está generando nuevos retos para la protección, control y operación de los sistemas eléctricos tradicionales. Algunos de estos retos, han sido previstos y expuestos en la literatura, pero otros surgen de forma repentina obligando a la adaptación de los actuales algoritmos de protección y control, así como al desarrollo de nuevas técnicas que permitan maximizar la integración de renovables en el sistema. Asimismo, la penetración de generación renovable basada en electrónica de potencia, así como la inclusión de nuevos elementos en el sistema tales como STATCOM, baterías, compensadores síncrono cambia de un país a otro, llevando a que las soluciones que se aplican en unos lugares no sean igual que las que se requieren en otros.

Pese a que existe un consenso claro en que las soluciones ofrecidas por los fabricantes de protección y control tradicionales continuarán siendo la base del sistema eléctrico, la falta de homogeneidad entre países expuesta anteriormente lleva a la necesidad de ofrecer soluciones paralelas que permitan dar respuesta rápida a retos locales que no se encuentren resueltos por los fabricantes tradicionales o cuya resolución conlleve una demora sustancial. La Plataforma EPICS nace con la intención de crear una plataforma de hardware y software flexible, escalable, replicable, gestionable, orquestable, cibersegura y adaptable que permita su uso en muchos y muy distintos entornos de aplicación (transporte, distribución, industria…). EPICS permite independizar el hardware del software en los sistemas de protección y control, implementando una arquitectura basada en microservicios contenerizados ejecutados en un hardware genérico como puede ser un servidor convencional. En el proyecto EPICS se están desarrollando microservicios específicos para la implementación de funciones de protección de activos del sistema eléctrico y el control remoto de las subestaciones. (*Plataforma EPICS*, 2022)

DESCRIPCIÓN MÓDULOS SV-APM

En la siguiente figura se describen todas las etapas que componen el módulo de procesado de señales analógicas muestreadas en protocolo IEC-61850 (SV-APM) y que han sido implementadas en la plataforma EPICs.

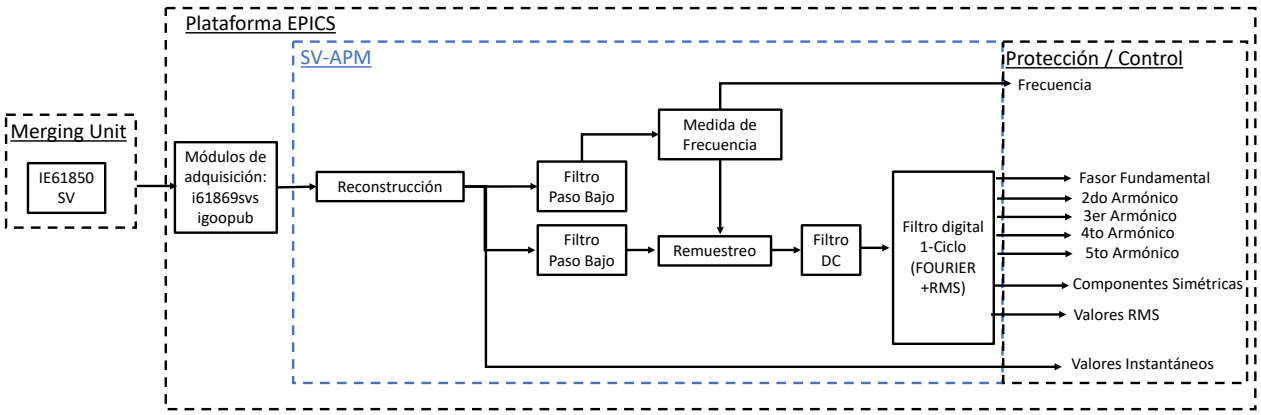


Figura 29. Diagrama general del módulo SV-APM.

El módulo de adquisición contiene distintos microservicios entre los cuales se encuentra el i61869svs que se encarga de decodificar las tramas SV recibidas de campo extrayendo las señales que contienen y realizar un remuestreo de las mismas de manera que siempre se entregan al módulo SV-APM 4000 muestras por segundo de cada una de las señales.

Como se muestra en la Figura 1, el módulo SV-APM se compone de los siguientes módulos:

- Módulo de reconstrucción de señal
- Módulo de medida de frecuencia.

- Módulo de remuestreo y de generación de ventana de datos
- Filtro de Fourier y otros cálculos (armónicos, componentes simétricas,…)

La merging unit ubicada en la posición de subestación que se quiere analizar, envía 6 conjuntos de datos muestreados (tres tensiones y tres corrientes) vía servicio de comunicaciones IEC-61850-9-2 (*UCA International Users Group*,2022) al módulo SV-APM. Estos datos llegan a la plataforma SV-APM cada 250 µs, con un retardo máximo admisible de 100 µs. Una vez llegan los datos al módulo SV-APM, estos son procesados a través de sus distintos submódulos. Tras la etapa de procesado, el SV-APM pone a disposición de todos los servicios disponibles en la plataforma la siguiente información procedente de las señales trifásicas de tensión y corriente enviadas por la Merging unit: valores instantáneos, magnitud y ángulo de los fasores, componentes simétricas, valores RMS y amplitudes de armónicos hasta orden 5. Además, la medida de la frecuencia de la red también es suministrada.

En la siguiente tabla se resume la funcionalidad de cada uno de los módulos que componen SV-APM (Ver *Tabla 1*):

Módulos del SV-APM	Funcionalidad	Datos de entrada	Datos de salida del módulo
Módulo de reconstrucción de señales	Gestiona los datos ante problemas asociados a la red de comunicación (pérdida de paquetes, calidad invalida de los datos, pérdida de sincronización,	Valores muestreados SV enviados por la Merging unit	Señal reconstruida, interpolando muestras en caso de pérdida o retraso
Módulo de medida de frecuencia	Cálculo de la frecuencia real del sistema	Señales proporcionadas por el Módulo de Reconstrucción de señales procesados mediante un filtro paso bajo	Frecuencia real del sistema eléctrico de potencia
Módulo de remuestreo y generación de ventana de datos	Construcción de la ventana de datos actualizada con la frecuencia calculada del sistema	Señal reconstruida y la frecuencia del sistema eléctrico de potencia procesados mediante un filtro baso bajo	Ventana de datos remuestreada
Cálculo de RMS y filtro de Fourier	Cálculo de RMS y transformada de Fourier	Ventana de datos remuestreados y posteriormente filtrados mediante un filtro DC	Magnitud, Ángulo, componentes simétricas, magnitud de armónicos hasta orden 5, y RMS

Tabla 13. Funcionalidad de los módulos que conforman SV-APM.

BANCO DE PRUEBA EN LABORATORIO

Para verificar el comportamiento del módulo SV-APM de la plataforma EPICs, la bancada de laboratorio descrita en la Figura 2 es usada. Esta bancada está compuesta por un simulador de tiempo real (RTDS)(*RTDS Technologies*,2022) donde se modela el sistema eléctrico de potencia que va a interactuar con la plataforma mediante simulaciones HiL. RTDS se encarga de convertir las señales de tensión y corriente generadas en tiempo real a señales muestreadas en SV. Estas señales muestreadas junto con mensajes GOOSE son enviadas a una dirección multicast mediante protocolo IEC 61850. La plataforma EPICS se encuentra subscrita a esta dirección multicast y leerá los valores de SV y mensajes GOOSE enviados por RTDS. Una vez leídos los valores por la plataforma, estos serán procesados por el módulo SV-APM y posteriormente compartida a todos los servicios implementados en la plataforma EPICs a través de memoria compartida. La salida resultante de estos algoritmos será enviada a RTDS mediante protocolo IEC61850 SV y GOOSE por un microservcio de depuración desarrollado para estas pruebas.

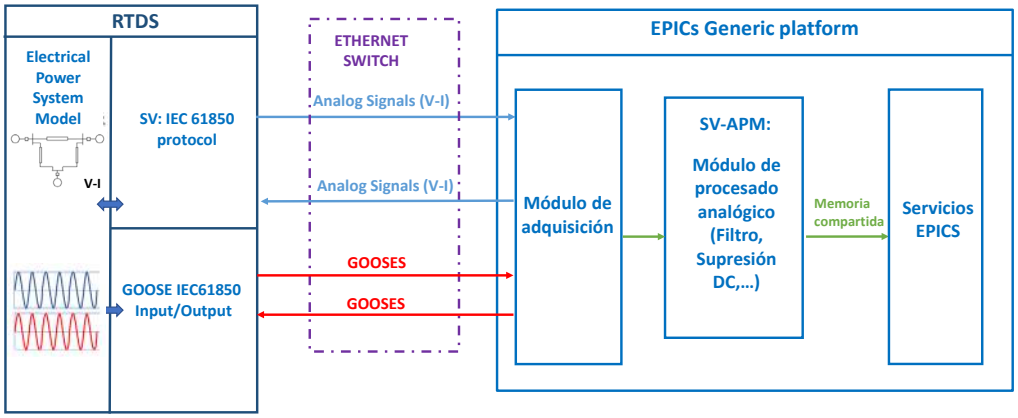


Figura 30. Diagrama general de la bancada de laboratorio.

DESCRIPCIÓN DE ENSAYOS

Para comprobar el comportamiento del módulo SV-APM, los siguientes ensayos son realizados (Ver *Tabla 2*):

Módulos a ensayar	**Ensayos realizados**	**Número de ensayos**
Módulo de remuestreo y de generación de ventana de datos	Pérdidas de paquetes, calidad invalida, retrasos en las comunicaciones y pérdida de sincronismo	15
Módulo de medida de frecuencia	Variaciones lentas y bruscas de frecuencia, diferentes rampas de frecuencia, huecos de tensión, saltos de fases, recuperación de la tensión con distintos objetivos de frecuencia	405
Módulo de fasores	Fasores de tensiones y corrientes, con y sin contenido armónico	1495
	Número total de ensayos	1915

Tabla 14. Ensayos realizados para verificar el comportamiento de SV-APM.

RESULTADOS

En esta sección se muestran los resultados más representativos de los ensayos realizados para evaluar la operación del SV-AP.

Los requisitos considerados en las pruebas realizadas son los siguientes: La construcción de la ventana de datos es correcta y la separación entre muestras es igual a 4 muestras (1ms), los SmpCnt son correlativos sin discontinuidad, las tensiones y corrientes corresponden con las señales esperadas, la reconstrucción de muestras pérdidas es correcta, el bloqueo del módulo es correcto considerando factores como calidad, sincronismo y retrasos. La frecuencia es medida correctamente tal que el error sea menor a +/- 10 mHz y la actualización de un nuevo valor se debe realizar si el cambio es mayor que 5mHz. El cálculo de fasores es correcto y se ejecuta de manera continua, el error máximo en la magnitud de tensión y corriente fundamental es menor que +/- 0.2%, el error máximo entre las diferencias angulares entre las tensiones y corrientes fundamentales es menor que +/-0.2°, el error máximo de las magnitudes calculadas de armónicos es menor que +/-0.5%, el error máximo de las magnitudes calculadas de componentes simétricas es menor que +/-0.2% y el error de ángulo de las componentes simétricas es menor que +/- 0.2°.

La oscilografía presentada en la Figura 3 muestra la operación del módulo de Remuestreo y generación de ventana de datos cuando se aplica un retardo de 750 µs en la señal muestreada enviada a SV-APM. En esta figura se muestra la corriente de la fase A muestreada ("IA_APM_in"), que es enviada por RTDS al módulo SV-APM, y la proporcionada por el módulo SV-APM (IA_APM_out) al bus de proceso. Además, también se representa en la Figura 3 el Sampled Count (SmpCnt) de cada muestra ("SMPCNT_APM_in" y "SMPCNT_APM_out", respectivamente). Al aplicar un retraso en la

señal de entrada de 750 µs, el módulo SV-APM se bloquea, manteniéndose constantes el SmpCnt (línea amarilla) y el valor actual de salida (linea rosa).

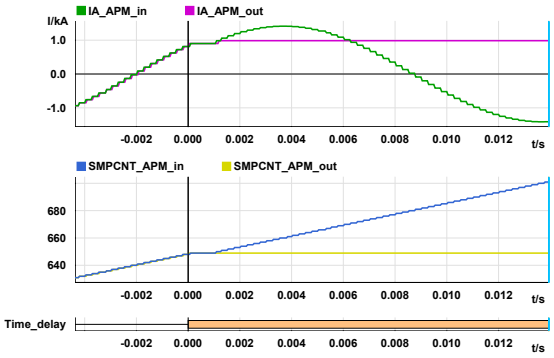


Figura 31. Operación del módulo de remuestreo y de generación de ventana de datos cuando un retraso de 750µs is aplicado.

La Figura 4 muestra el comportamiento del módulo de frecuencia ante diferentes condiciones de ensayo. En el caso de la Figura 4a se representa el comportamiento de SV-APM ante escenarios de tensiones con contenido armónico y en la Figura 4b se observa el comportamiento ante huecos de tensión severos (profundidad del hueco 0.95 p.u.). La figura muestra las señales trifásicas de tensión (VA, VB y VC) enviadas por RTDS al módulo APM para estimar la frecuencia. Además, las señales correspondientes a la frecuencia real de la señal de tensión ("f_expected") y a la frecuencia estimada por APM ("f_SV_APM") son también mostradas. Tal y como se muestra en la figura, el módulo SV-APM es capaz de calcular la frecuencia con una desviación máxima de 1 mHz.

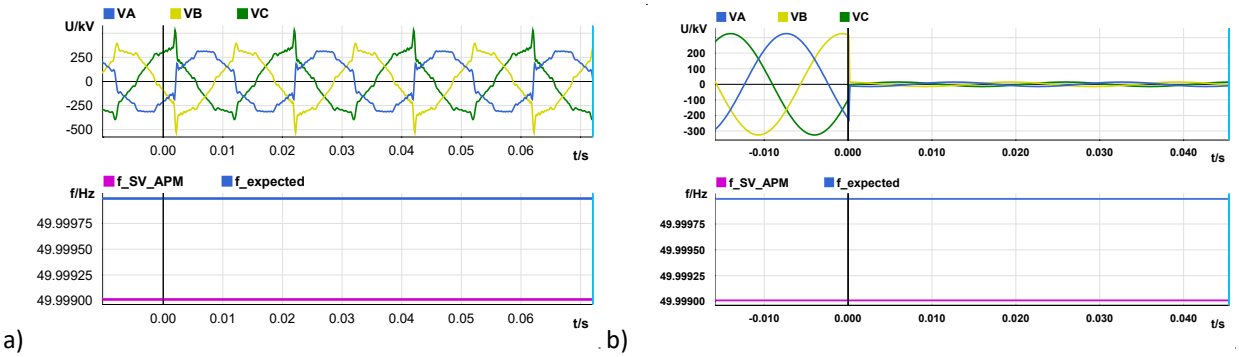


Figura 32. Operación del módulo de frecuencia ante los siguientes escenarios: a) Tensión trifásica con contenido armónico; b)Hueco de tensión de 0.96 p.u. de 5s de duración.

La Figura 5 muestra el comportamiento de SV-APM ante escenarios de hueco de tensión con valor de recuperación de frecuencia distinto del valor previo a la perturbación (Figura 5a) y ante rampas de frecuencia de elevada magnitud (Figura 5b). De manera análoga a la Figura 4, las señales trifásicas de tensión (VA, VB y VC) enviadas por RTDS al módulo APM para estimar la frecuencia junto con las señales correspondientes a la frecuencia real de la señal de tensión ("f_expected") y a la frecuencia estimada por APM ("f_SV_APM") son mostradas. Tal y como se muestra en la Figura 5, el módulo SV-APM es capaz de calcular la nueva frecuencia con un retraso máximo de 80 ms, en línea con los resultados que obtienen los equipos de protección tradicionales.

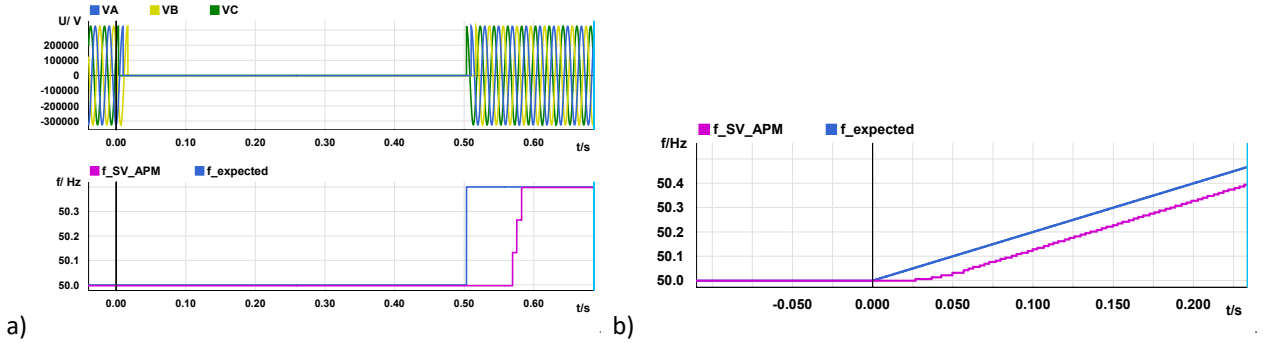


Figura 33. Operación del módulo de frecuencia ante los siguientes escenarios: a) Recuperacion de frecuencia a un valor definido distinto del inicial tras un hueco de tensión; b) Rampa de frecuencia de 2Hz/s.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se demuestra la factibilidad de implementación de un módulo de procesamiento de señales analógicas basado en IEC61850 SV (SV-APM), implementado en una plataforma de hardware genérico EPICS, que tiene como finalidad ejecutar servicios de protección y control de manera centralizada en las subestaciones digitales.

De las pruebas realizadas al módulo SV-APM se puede observar que las salidas del módulo cumplieron de manera satisfactoria con todos los requisitos exigidos durante su desarrollo, con la finalidad de que sus salidas puedan ser utilizadas correctamente por los servicios de control y protección de la plataforma EPICS.

Como siguientes pasos de este trabajo se propone evaluar la escalabilidad del servicio utilizando varias fuentes de SV ejecutando varias instancias del servicio SV-APM y evaluar las latencias asociadas en este escenario con mayores exigencias computacionales para la plataforma.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto EPICS (Edge Protection and Intelligent Control Solution) de ELEWIT (Una empresa de REDEIA), el cual ha permitido el uso de la plataforma EPICS para el desarrollo y pruebas de un sistema de control y protección centralizado en subestaciones digitales.

REFERENCIAS

[1] Chee Pinp Teoh et al, 2020, “A centralized protection and control system using a well proven transmission class protection relay,” pp. 1–6. doi: 10.1049/cp.2020.0088

[2] Plataforma EPICS: Implementación flexible y escalable de sistemas automáticos. (2022, octubre 5). ELEWIT. https://www.elewit.ventures/es/actualidad/plataforma-epics-implementacion-flexible-y-escalable-de-sistemas-automaticos

[3] “RTDS Technologies,” RTDS Technologies. https://www.rtds.com/ (accessed Oct. 14, 2022).

[4] UCA International Users Group, “IEC 61850-9-2LE (light edition) Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2,.” [Online]. Available: www.ucainternational.org

AUTOMATIZACIÓN DE PRUEBAS REMOTAS EN UNA SUBESTACIÓN DIGITAL

Laura Guerrero – Responsable de producto, System-on-Chip engineering S.L.
Alicia Alonso – Responsable de desarrollo de negocio, System-on-Chip engineering S.L
Iñigo Ferrero – Responsable estandarización de protecciones y telecontrol, i-DE

Resumen: La creciente digitalización basada en la norma IEC 61850 de los sistemas de automatización, protección y control (SPACS) permite innovar en la forma de llevar a cabo ciertos procesos. SoC-e junto con i-DE trabajan en proyecto de i+D dentro del Global Smart Grids Innovation Hub para el desarrollo de una nueva solución que revoluciona y optimiza los procesos de validación. El Remote Test Set (RTS) es un dispositivo hardware que interactúa con los diferentes IEDs y permite validaciones automatizadas y remotas a nivel de bus de subestación y bus de proceso. simulando diferentes condiciones dentro de la subestación tras un proceso de actualización de software, mantenimiento, puesta en marcha, reposición del servicio después de una falta, ampliación de posiciones, etc. El equipo se nutre de los protocolos y servicios de comunicación en la subestación, el modelo de datos, el lenguaje de configuración, los ficheros estandarizados y los procesos de ingeniería del estándar IEC 61850-10.

Palabras clave: Subestación digital, test remoto, IEC 61850, bus de subestación, bus de proceso.

ANTECEDENTES

El eje principal de la subestación digital es la digitalización de las comunicaciones, la gestión de la información a través de redes de datos y el desarrollo de la ingeniería de detalle y de telecontrol. Todo ello bajo un nuevo estándar definido en la norma IEC 61850 que cuenta, entre otros, con los objetivos de mejorar la automatización de procesos y garantizar la interoperabilidad entre los diferentes equipos eléctricos y los sistemas de mando y control, ganando en eficiencia en la gestión.

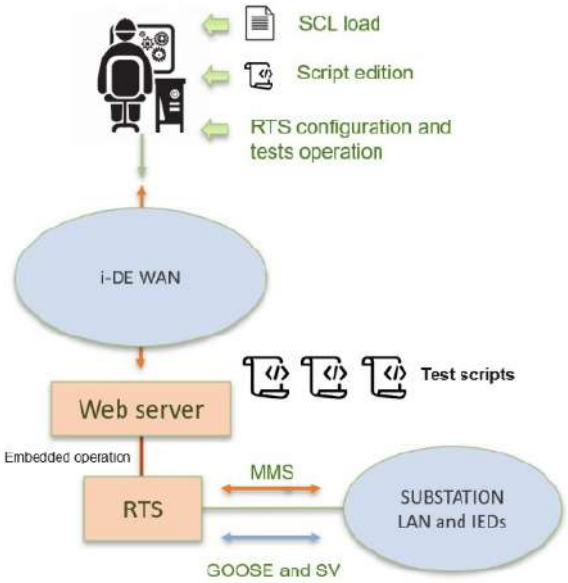


Figura 34. Arquitectura del test remoto y sus componentes.

La norma IEC 61850 (IEC TR 61850-10-3, 2020), define servicios y soluciones que buscan asegurar dicha automatización y sobre todo la interoperabilidad, es decir, la capacidad de intercambiar información entre equipos de diferentes fabricantes mediante la definición de un lenguaje común y de un modelo de datos y de servicios de comunicación estandarizados que posibilitan la creación de un sistema automático de protección, diagnóstico, monitorización y telecontrol.

En este escenario ya no hay cabida para la inyección de potencia ni las medidas a través de cables de cobre puesto que todas estas señales analógicas son sustituidas por paquetes de datos digitales. En este marco de oportunidad se puede innovar en el proceso de pruebas de los sistemas de automatización, protección y control (SPACS) y optimizar los procesos de validación en múltiples situaciones: tras un proceso de actualización de software, por mantenimiento, durante una puesta en marcha, tras la reposición del servicio tras una falta, por ampliación de posiciones, etc.

En el proyecto descrito en los siguientes apartados, se ha procedido a analizar en detalle el proceso de ejecución de test de acuerdo a la norma IEC 61850-10, con el objeto de definir un mecanismo que permita gestionar y automatizar esas pruebas de forma remota.

Como resultado, en el proyecto se ha definido una herramienta avanzada denominada Remote Test Set (RTS), que se desarrolla, prueba e integra en el marco de operación de las subestaciones SAS 61850 de i-DE y pretende aprovechar las capacidades de prueba remotas y automatizadas en línea, para un mayor ahorro de costes en los procesos del área de ingeniería en concepto de tiempo, personas desplazadas, aparamenta eléctrica, entre otros, y, por supuesto, un aumento de la seguridad ya que en sistemas con bus de proceso las medidas eléctricas se transforman en datos digitales evitando la inyección de potencia.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

El componente principal del RTS es un dispositivo hardware con capacidades de editor, suscriptor y cliente basadas en la norma IEC 61850.

Este equipo además dispone de los interfaces de comunicación necesarios para integrarse en una LAN o laboratorio SAS, soportando los protocolos específicos de redundancia y sincronización de este tipo de sistemas como son los protocolos HSR (High-availability Seamless Redundancy) y PRP (Parallel Redundant Protocol) definidos en los estándares IEC 62439-3 Clause 5 y 4 respectivamente (IEC 62439-3, 2021), así como el estándar de sincronización IEEE 1588. Además, debe permitir la conexión remota dentro de la red corporativa, incorporando todos los mecanismos de seguridad para garantizar la integridad y confidencialidad de dicha conexión.

Para su usabilidad remota, se ha diseñado una herramienta basada en un servidor web embebida en el equipo, que permite llevar a cabo la configuración del dispositivo y la gestión de pruebas automatizadas, contando con un sistema de autenticación de roles (RBAC) implementado a través de LDAP.

Para dotar a la herramienta de la máxima flexibilidad, dichas pruebas consisten en scripts personalizables que hacen uso de una biblioteca de funciones predefinidas que representan todo tipo de operaciones basadas en la norma IEC 61850.

Figura 35. Inyector (RELY-TEST) y registrador de tráfico (RELY-REC).

Tras la ejecución de las pruebas, para proceder a la validación de estas, la herramienta genera informes de resultados de los distintos tests. Como complemento a la solución, se plantea la incorporación de un segundo dispositivo que soporte los mismos requisitos de conexión y sincronización asociados a las Smart Grids, capaz de registrar en un disco duro interno todo el tráfico transmitido por los distintos los distintos equipos involucrados en el test y, de ese modo, proveer de evidencia independiente que permita auditar el comportamiento del sistema y complementar los informes de resultados principales para un análisis más profundo de las pruebas.

METODOLOGÍA

Descripción del flujo de trabajo

Tal y como se muestra en la Figura 1, el RTS puede instalarse en un entorno de subestación real o de laboratorio a través de los interfaces de red LAN disponibles en el equipo. Una vez instalado y habiendo configurado correctamente los parámetros de red, un operador o ingeniero puede configurar y ejecutar las pruebas utilizando la herramienta web embebida en el equipo, de forma remota desde el centro de operaciones.

El flujo de trabajo propuesto siguiendo el proceso de validación que indica la norma se ve representado en la Figura 3.

En primer lugar, se cargan los ficheros SCL que determinan las características de la subestación bajo análisis, esto es, los equipos instalados, sus interfaces de comunicación y los mensajes intercambiados entre los distintos elementos de la subestación. Tras el proceso de carga, el equipo permite leer y editar dicho fichero de configuración, para modificar las características de subestación, si fuese necesario.

Una vez caracterizado el escenario a probar, la herramienta permite llevar a cabo las operaciones individuales descritas en formato de texto, con el objeto de automatizar la simulación, mediante la escritura y lectura de mensajes IEC 61850. Para facilitar esta operación, es posible la definición de scripts tipo o plantillas, para modelar las pruebas más habituales.

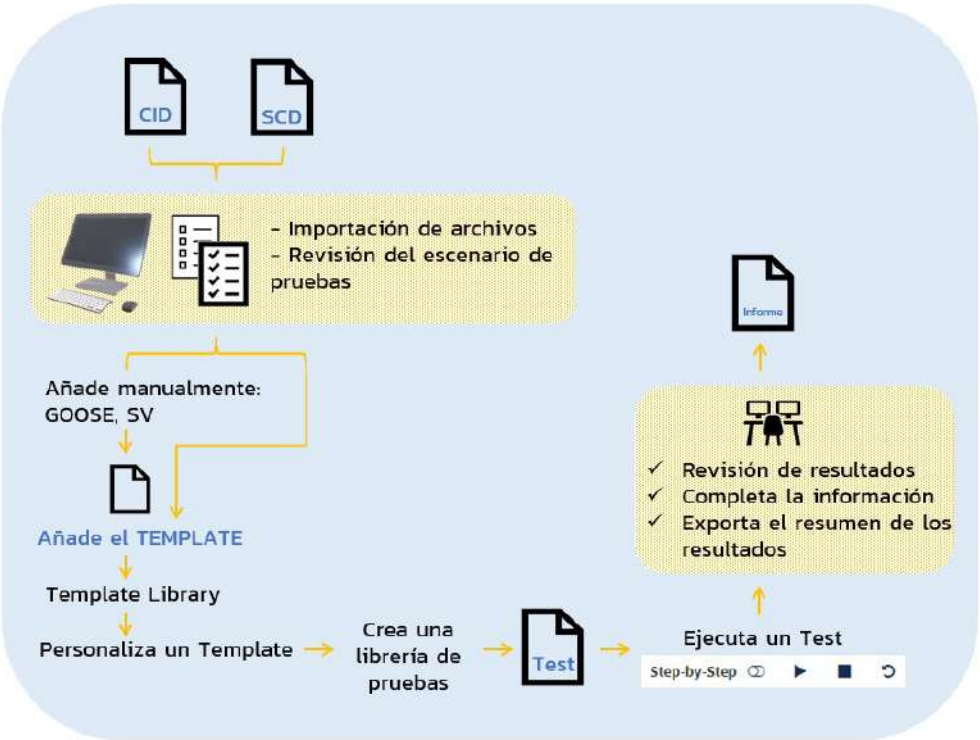


Figura 36. Flujo de trabajo en el proceso de validación.

Las operaciones soportadas por el dispositivo son principalmente:

- emulación y suscripción de GOOSE,
- emulación de SV,
- activación y recepción de informes MMS,
- acondicionamiento de las acciones anteriores en función del valor de las señales recibidas,
- creación de condiciones de saturación de la red
- y control de flujo (bucle, condiciones, etc.).

Una vez definida la prueba o test, ésta se puede ejecutar paso a paso o de forma continuada y, cuando el proceso concluye, se proporcionan los resultados (lecturas en red) de las pruebas, para que sea el personal técnico quien determine si el resultado es satisfactorio o no.

La principal ventaja de este proceso es que se puede hacer sin desplazamiento del personal a campo, simplemente teniendo el equipo RTS conectado a la red LAN de la subestación.

Nivel de bus de estación

En una subestación digital, el bus de estación es una red LAN que conecta todos los elementos del sistema de protección y control. En el modelo de SAS 61850 de i-DE, dicha red hace uso del protocolo redundante PRP con una topología lógica en forma de estrella.

En este punto la función del RTS maneja mensajes tales como

- GOOSE: publicados/leídos por cada IED de bahía, eventos, notificaciones y estados directamente relacionados con las funciones de protección y control de la bahía.
- Comandos MMS: la pasarela y el HMI pueden emitir mensajes de control IEC 61850 a cualquier IED de bahía para ejecutar acciones de operación de la subestación (control de la aparamenta, activación de funciones) o establecer su estado de nivel de operación (remoto, subestación).
- Informes MMS. Dirigidos principalmente a dispositivos de nivel superior con fines de control y supervisión remotos.

Las acciones tradicionales que sustituye el RTS son diversas con la emulación y comprobación de señales del estándar: inyección de corriente y tensión, verificaciones manuales, accionamientos, etc. Para emular estas pruebas según sus capacidades, el RTS puede

1. Conectarse a una LAN de subestación i-DE (mediante conexión directa o PRP a los conmutadores de la subestación).
2. Enviar mensajes automatizados IEC 61850 al IED.
3. Recibir mensajes IEC 61850 del IED.
4. Proporcionar notificaciones al usuario en caso de que sean necesarias algunas acciones humanas

Nivel de bus de proceso

Una subestación digital cuenta además con el bus de proceso. En este caso se trata de una red de comunicaciones que permite conectar los equipos protección, control y medida (bus de subestación) con los equipos que se encontrarán situados a nivel de aparamenta tales como transformadores de medida, sensores, interruptores, etc., aislando así los sistemas primarios con los equipos del bus de subestación. Sus requisitos de rendimiento, fiabilidad y sincronización son más estrictos que los de la red de la subestación, dada la naturaleza crítica de las funciones que aquí se realizan. Según las especificaciones actuales de i-DE, este bus comprende IED específicos conectados por una red redundante HSR de fibra óptica.

Por lo tanto, la función del RTS en este bus requiere funcionar de manera que el equipo pueda conectarse a un anillo HSR, emular y leer los mensajes necesarios (protocolo GOOSE y protocolo SV) basándose en las definiciones del script de prueba.

En la Figura 4 se puede ver cómo se ha planteado el equipo inyector con una doble conexión tanto al anillo HSR como a la estrella PRP, es decir, con capacidad de pruebas tanto en el bus de proceso como en el bus de subestación. Así mismo, el equipo grabador se puede conectar en múltiples puntos para llevar a cabo un tracking remoto de las pruebas ejecutadas (TAP HSR, puertos espejo a cada LAN).

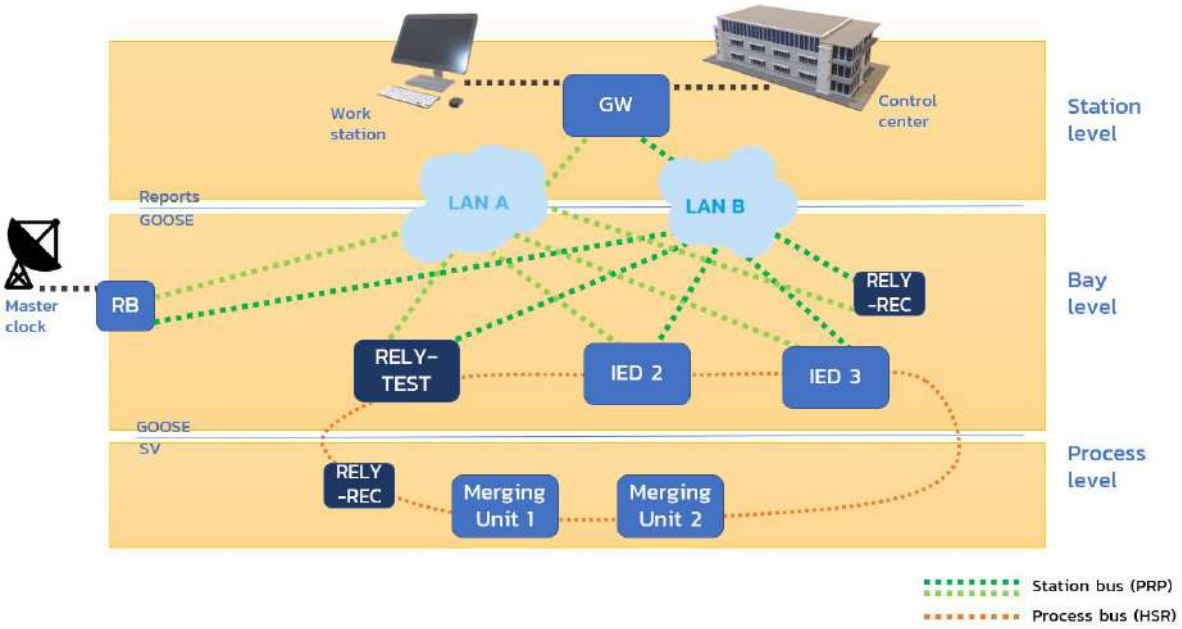


Figura 37. Propuesta de conexión del RTS a nivel de bus de subestación/proceso.

RESULTADOS

La implementación del sistema de pruebas remoto contando con ambos tipos de equipos integrados en la red conlleva una mejora evidente en lo referente a la optimización del desarrollo y ejecución de las pruebas de mantenimiento que tiene impacto directo en un ahorro de horas/hombre. Dicho ahorro real se verá reflejado de forma más clara conforme el personal que lleva a cabo las pruebas adquiera todo el nuevo conocimiento necesario para llevarlas a cabo, pues el paso de un mantenimiento convencional a un proceso de pruebas automáticas remoto conlleva un tiempo de adaptación y aprendizaje.

En la actualidad, estando en la etapa del proyecto de pruebas de integración y mejora de las pruebas definidas, podríamos estar hablando de un ahorro de entorno al 25% del tiempo por posición en descargo y pruebas, porcentaje que debería verse incrementado con el paso del tiempo.

Se ha visto probada también una mejora sustancial en lo referente al incremento en la seguridad del personal de campo pues pasamos a un escenario en el que prácticamente la totalidad de pruebas de mantenimiento relativas a los IEDs de protección y control se llevan a cabo desde despacho resultando prácticamente residual la necesidad de acudir in situ a la instalación.

El nuevo sistema conlleva intrínsecamente un aumento de la cantidad de información que se puede supervisar abriéndose aquí un nuevo campo a analizar para, a futuro, diagnosticar y predecir posibles problemas de red o detectar con mayor rapidez el fallo de alguno de los IEDs. Asimismo, se estudiará el beneficio que pueda suponer en lo referente a la frecuencia de mantenimiento poniéndose como objetivo secundario una reducción en el mismo.

CONCLUSIONES

Acorde con los resultados de la encuesta lanzada por el grupo de CIGRE (CIGRE, 2019) se puede observar la tendencia clara hacia un sistema de pruebas remoto basado en la norma IEC 61850:

- A fecha de 2019, muy pocas *Utilities* usaban el modo Test y los servicios que ofrece el estándar para llevar a cabo las pruebas de mantenimiento (solo un 24%), pero sí que existía la previsión de ir incorporándolas progresivamente. Por parte de los fabricantes, la mayoría de ellos están hoy en día ofreciendo su posibilidad de uso.

- Se ve un incremento del uso de herramientas de pruebas (inyección de GOOSE/SV y análisis de red) en fase de mantenimiento (alrededor del 44%).
- En un plazo de cinco años, el 32% de la Utilities planea adaptar el sistema de test para hacer uso de las ventajas ofrecidas por la norma.

Según las afirmaciones anteriores se concluye la necesidad de contar con un equipamiento adecuado a nivel de funcionalidad para llevar a cabo de forma segura y confiable las pruebas de forma remota.

Los nuevos equipos desarrollados por SoC-e e junto con i-DE dentro del proyecto de i+D del Global Smart Grids Innovation Hub han probado contar con dicha funcionalidad requerida abriendo un nuevo abanico de posibilidades a explotar en las futuras subestaciones digitales añadiendo nuevas posibilidades para llevar a cabo un mantenimiento predictivo, incrementando la seguridad del personal y reduciendo el coste final.

REFERENCIAS

- CIGRE, 2019, Test strategy for Protection, Automation and Control (PAC) functions in a fully digital substation based on IEC 61850 applications.
- IEC TR 61850-10-3, 2020, Communication networks and systems for power utility automation - Part 10-3: Functional testing of IEC 61850 systems.
- IEC 62439-3, 2021, Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR) v4.0.

AVANCES EN PROTECCION Y CONTROL PARA LA TRANSICION ENERGETICA

David Macdonald, Oficina de Innovación, GE Grid Automation

Resumen: La transición energética ofrece tres desafíos principales para los sistemas de Protección y Control (PAC). El primer objetivo es poder conectar rápidamente generación distribuida. Para ello, el sistema de protección y control tiene que poder agregar nuevas líneas y sus protecciones en el momento necesario. El segundo, sería garantizar la fiabilidad y resiliencia de la red ante la reducción en la inercia del sistema. El tercer objetivo es la gestión de activos donde gran parte de la ingeniería se encuentra dentro de ficheros de configuración. Esto trae retos específicos para los equipos de protección y control. Sin embargo, la experiencia con el Bus de Proceso y Protección Centralizada muestra que se consigue la flexibilidad necesaria para agregar nuevas posiciones. Además, la virtualización en el bus de estación refuerza el sistema PAC con un concepto de redundancia totalmente nuevo. Los esquemas de acción remedial (RAS) ya han demostrado como mejoran la estabilidad y resiliencia de la red. Además, Device Management Systems (DVM) no solo está utilizado para inventariar la información correcta pero también para realizar mantenimiento remotamente. Esta presentación explicará las razones por las que estas aplicaciones de protección y control y asociadas soluciones de software llegan a alcanzar las metas de la transición energética.

Palabras clave: (Protección y Control Centralizada, Esquemas de Acción Remedial, Nuevas Posiciones)

INTRODUCTION

La flexibilidad para añadir fácilmente las nuevas posiciones a un sistema PAC ya instalada es posible cuando el proceso es industrializado. Esta industrialización se consigue mediante la simplificación a nivel de proceso y la convergencia a nivel de bahía. Nuevos requisitos a nivel de estación podrían sugerir durante los años de transición intensiva de la red. Virtualización a nivel de estación prepara la red para agregar nuevas funcionalidades de la manera más eficiente posible. Activos digitales, cuya ingeniería se encuentra en gran parte dentro de ficheros de configuración, requiere una gestión especial para ayudar automatizar, y por lo tanto abaratar, su proceso de ingeniería. Además, requieren repositorios de configuraciones y la posibilidad de realizar procesos de mantenimiento a los equipos remotamente. Todo ello hace que la red eléctrica se prepara para incorporar más y más generación distribuida, mientras los esquemas de acción remedial hacen que la red eléctrica pueda mantener la misma robustez una vez que esta generación esta ya instalado**.**

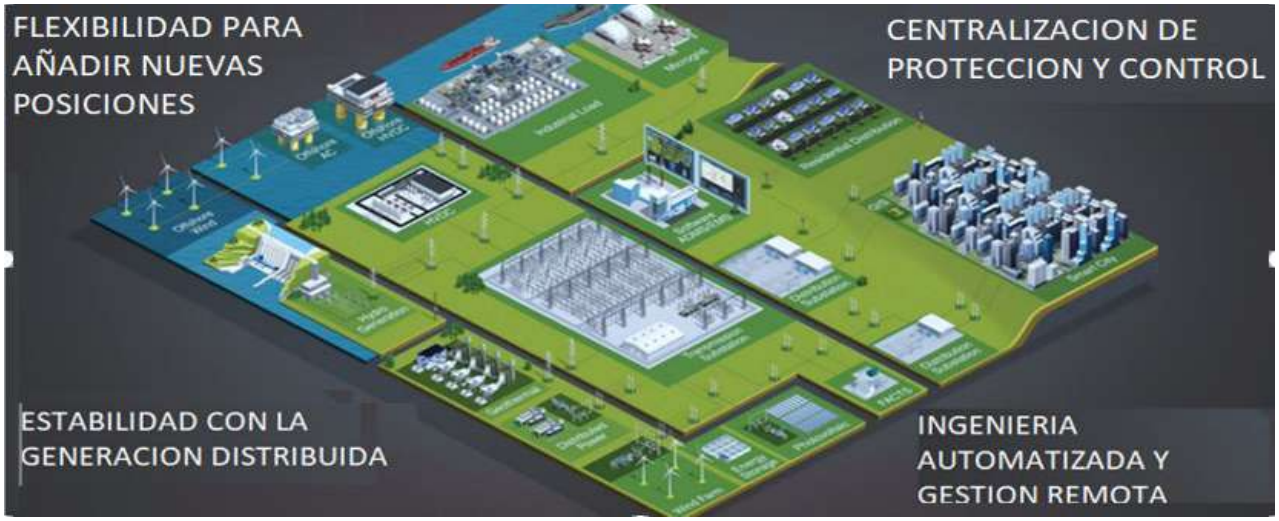


Figura 38 Los retos para protección y control

Simplificación a Nivel de Proceso

El bus de proceso es la sección del LAN que conecta la protección y control con los transformadores de medida y el aparellaje y podrían ser descritos como la digitalización de las medidas de intensidad y tensión. Estas medidas están transmitidas en paquetes sobre una LAN de ethernet conmutada y se llaman Sampled Values. Pueden ser de datasets fijas de cuatro tensiones y cuatro intensidades según el IEC 61850-9-2LE o pueden ser configurables en el caso de IEC 61869-9. Antes de la introducción del bus de proceso, cables de cobre estaban instalados punto a punto entre el interfaz de procesos y los IED mientras con el bus de proceso los mensajes GOOSE, PTP y Sampled Values están transmitidos sobre fibra óptica que no tiene que estar conectado punto a punto, cuesta menos para comprar y aun menos para instalar, debido a las excavaciones mucho más pequeñas.

La tasa de muestreo de los Sampled Values es entre 4000Hz y 4800Hz y algún fallo en la red LAN afectaría la operación de las protecciones. Por lo tanto, la guía de comunicaciones, el informe técnico TR IEC 61860-90-4 hace referencia a dos protocolos de redundancia el *High Availability Seamless Ring* (HSR) and *Parallel Redundancy Protocol* (PRP). Los dos protocolos de redundancia hacen que los IEDs recibe la misma información aun cuando hay una falta en la red LAN y están definidos en el informe técnico TR IEC 62439-3.

El PRP da redundancia a nivel de capa 2 que significa que provee una duplicada y redundante LAN, para que cuando uno de los enlaces en el LAN falla pues el SAS no sufre disrupciones. Cada IED contiene dos puertos que están juntados en la capa de enlace y así comparten dirección MAC y IP. El publicador manda cada mensaje por ambos LAN y los suscriptores procesan el primer mensaje que llega e identifica el mensaje duplicado para eliminación mediante su dirección de fuente y numero de secuencia. PRP puede incorporar RSTP para que cualquier red puede auto sanear después de un fallo.

HSR es otro protocolo de redundancia especificado con IEC62439 y también en este caso el publicador manda mensajes duplicadas, pero a diferencia, los IED están configurados en un anillo y los mensajes enviados en ambas direcciones sobre la misma LAN. Los mismos IEDs actúan como switches, pero con HSR no es tan fácil añadir nuevas bahías sin afectar el resto del sistema PAC. Mientras ambos protocolos de redundancia ofrecen la fiabilidad suficientemente alta para el buen funcionamiento del bus de proceso, el PRP ofrece un sistema más modular donde es más fácil añadir nuevas posiciones.

El *Process Interface Unit* (PIU) es el equipo que convierte las medidas analógicas en Sampled Values digitales. También captura las entradas y salidas con el aparellaje para que solo necesite conexión de fibra óptica con el IED, lo cual simplifica su instalación en campo. Es importante que el PIU tiene mínimas funcionalidades para que el personal de Protecciones reduzca el tiempo que tienen que trabajar en el parque de la subestación. El interfaz con el proceso siempre requiere pruebas locales, como por ejemplo la inyección primaria, y por lo tanto si tiene funcionalidades mínimas se reducen la cantidad de pruebas necesarias para llevar a cabo localmente en la subestación. Además, esa filosofía de simplificación en el PIU hace que sean más fáciles para instalar, sustituir y configurar.

Convergencia a Nivel de Bahía

La fiabilidad de los PIU y el éxito de los protocolos de comunicación en proveer la disponibilidad necesaria para las protecciones hace factible el Bus de Proceso. La reducción de entradas y salidas para cablear al nivel de bahía hace que sea factible la protección y control centralizada (CPC). CPC es un concepto para combinar las dos funciones para múltiples posiciones en el mismo equipo hardware de alto rendimiento. Esto consigue un uso mucho más eficiente del procesador. Diferentes arquitecturas de CPC están posibles para que el cliente puede escoger la opción que mejor balancea el ahorro de costes con la fiabilidad necesaria. Puede ser necesaria tener una redundancia completa del sistema CPC. En distribución, puede ser una oportunidad para tener un IED de clase de transporte en la red de media tensión, con todas las funciones adicionales como un interfaz hombre maquina (IHM). El IHM facilita maniobrar lejos

del aparellaje, y con el IHM el Operador Local este informado de todas las averías y fallos de comunicación o sincronización.

IEC 61850-7-4 describe un modo de pruebas y bit de simulación que permite aislar virtualmente la protección y control para una bahía para que pueda ser probado sin afectar el resto del sistema PAC. El aislamiento virtual hace que la protección y control de una posición puede ser probado en modo de pruebas mientras el resto de las posiciones están en servicio, aunque comparten el mismo hardware. Por tanto, el CPC hace que sea más fácil añadir y probar nuevas posiciones durante la vida instalada del sistema PAC, es solo necesario instalar el PIU, fibra óptica y la configuración y funcionalidad de protecciones puede ser robado remotamente.

Virtualización a Nivel de Estación

La llegada de arquitecturas virtualizadas a nivel de estación hace que sea posible migrar funcionalidades ajenas a protección desde su propio hardware a ser centralizada en maquina virtuales (VM) o contenedores. Virtualización es la separación de hardware con el software. Virtualización mapea los recursos virtualizados a recursos físicos que se puede hacer mediante un hipervisor.

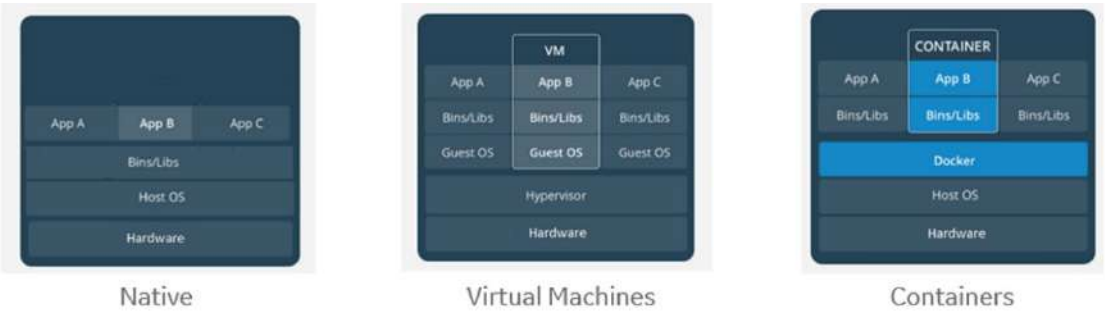


Figura 39 Arquitecturas definido por software

El hipervisor permite la escalabilidad de CPU corees y la ejecución de otras aplicaciones no críticos en el tiempo como el IHM, por ejemplo. Una arquitectura virtualizada a nivel de estación no solo significa que es posible tener el Gateway y el IHM como aplicaciones separadas sobre el mismo hardware, pero que pueden funcionar con un concepto totalmente nuevo en redundancia que es el *Clustering* que significa que el rendimiento del control de la subestación no tiene que ser afectado por un fallo del servidor o hipervisor. La virtualización a nivel de estación, pero también permite la agregación sencilla y aun remota de nuevas funcionalidades. Por ejemplo, se podría decidir implementar un monitor de calidad de potencia a nivel de subestación algún tiempo después de la Puesta en Marcha (PEM) del sistema PAC.

Ingeniería Automatizada y Gestión Remota del Base Instalada

Device Management System, (DMS) puede ser utilizada para ayudar automatizar el proceso de ingeniería, es decir la preparación de los ficheros de configuración, para un sistema PAC o para hacer su reingeniería para poder incorporar alguna posición nueva. Sistemas DMS pueden utilizar sistemas de flujo de trabajo para recibir toda la información necesaria como dirección IP desde otras aplicaciones corporativas. El DMS contiene el repositorio de configuraciones ICD que pueden ser estandarizado por bahía y actúa como fuente única de datos para todo el proceso de ingeniería y reingeniería. El DMS *Device Management System* también permite realizar cambios de firmware o configuración remotamente y por procesos por lotes. Esto es posible gracias a la comunicación segura con los IED y monitorización del proceso que avisa ante cualquier fallo y comprueba las versiones y sellados de tiempos de la configuración, firmware y ajustes que están actualmente dentro del IED y lo compruebas con lo que hay en el BBDD. Los chequeos

periódicos y automáticos de integridad que pueda realizar el DMS hace que pueda proveer de una imagen especular de los equipos digitales en el campo. De esta manera, el sistema DMS habilita la posibilidad de tener los quipos instalados de protección y control siempre actualizadas con los últimos parches de ciberseguridad y para que las protecciones puedan adaptar a las nuevas necesidades de la red, añadiendo funcionalidades de mejora durante la vida instalada de los equipos

Controles Rápidos en una Capa Intermedia

La reducción en fuentes de generación síncrono con la transición energética hace que hay menos inercia en la red y esto reduciría el tiempo de reacción en el control del sistema. Por ello se necesitaría unos controles rápidos en una capa intermedia sobre la red de transporte y distribución en un esquema de acción remedial (RAS). Los RAS pueden ser implementado de forma distribuida entre subestaciones o centralizada entre la subestación y el centro de control y pueden utilizar mensajes de R-GOOSE las cuales están diseñados para viajar fuera de la subestación. A diferencia de los mensajes GOOSE de la capa dos, hechas para uso dentro de la subestación, los mensajes R-GOOSE tienen encabezados UDP/IP para que puedan pasar por enrutadores de la capa 3. El informe técnico IEC TR 61850-90-5 ofrece diferentes opciones de seguridad para los R-GOOSE incluyendo firma para autentificación o firma y encriptación. La última es posible mediante un sistema de distribución de llaves entre equipos publicador y suscriptores.

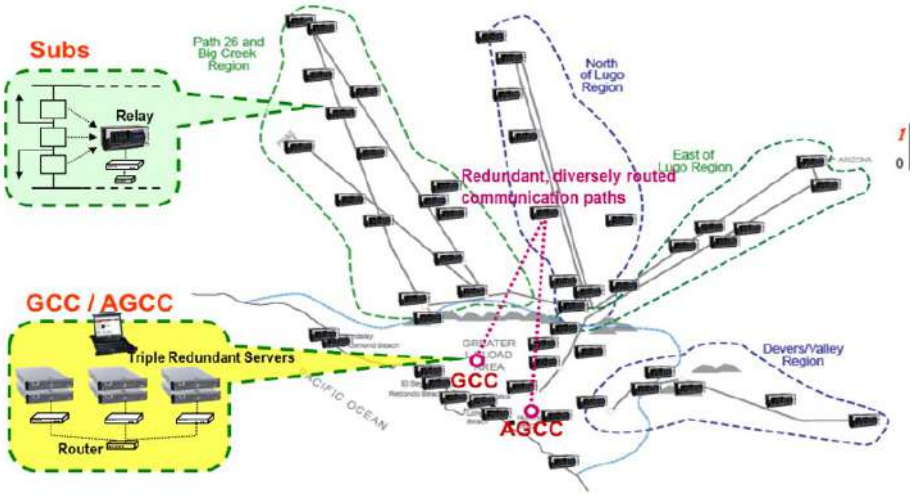


Figura 40 Ejemplo de la arquitectura de un sistema remedial centralizada

Conclusion

Recientes avances en protección y control ofrecen facilidades para tener una red flexible capaz de agregar nuevas posiciones cuando requerido y ofrece una robustez en el control del sistema aun con reducciones en la inercia del sistema. La satisfacción de usuarios con los protocolos de redundancia como el PRP o HSR y la sincronización de tiempos con PTP preparó el camino para la aplicación del Bus de Proceso. Los mecanismos para aislamiento local y simulación de SV hacen que la Protección y Control puede ser probado remotamente. Sistemas CPC hacen que se puede añadir la protección y control de nuevas posiciones sin tener que añadir nuevos equipos de protección y control en la subestación y cuando los PIU tienen una funcionalidad minimalista solo unas pocas pruebas tienen que estar realizado dentro de la subestación. La separación de hardware y software a nivel de estación ofrecida por la virtualización, bien con máquinas virtuales o contenedores, hace que nuevas funcionalidades pueden ser incorporado con máxima flexibilidad durante la vida instalada del sistema PAC. Sistemas DVM no solo ayuden automatizar el proceso de ingeniería en la preparación de ficheros de configuración también ofrecen el usuario la flexibilidad de

cambiar el firmware o configuración de los equipos remotamente. Los Sistemas SIPS ofrecen una solución customizada para resolver los nuevos problemas particulares en la red traída por la integración de generación distribuida.

REFERENCIAS

[1] De Arriba et. al, 2022, Enhanced Grid Reliability & Resilience, PACWORLD

HERRAMIENTA DE PRUEBAS Y VERIFICACION IEC61850

Adrián Arroyo Serrano, Investigador-Técnico, Circe Centro Tecnológico.
Carlos Albero Castillón, Investigador-Técnico, Circe Centro Tecnológico.
David Hernando Polo, Investigador-Técnico, Circe Centro Tecnológico.
Eduardo Martínez Carrasco, Responsable en protección de Sistemas Eléctricos, Circe Centro Tecnológico.
Yasmina Galve Pastor, Responsable en Digitalización de Redes Eléctricas e Industriales, Circe Centro Tecnológico.

Resumen: Ante la transformación digital de la subestación y la optimización en procesos de pruebas FAT/SAT, surge la necesidad de introducir nuevas herramientas de operación y validación capaces de adaptarse a las exigencias del protocolo IEC61850, aportando fiabilidad, agilidad y eficacia al proceso de homologación. Como laboratorio especializado en homologación de equipos de protección, CIRCE ha desarrollado una herramienta para validar estos equipos de una forma segura y automatizada, con el objetivo de contribuir a la digitalización de las subestaciones, atendiendo a los requisitos tecnológicos presentes y futuros y al ritmo de implementación del protocolo IEC61850. Esta herramienta/software, tiene como argumento el facilitar las pruebas de verificación del protocolo, reduciendo así la exigencia técnica del personal encargado de la validación, empleando un sistema de traducción y adaptación de la señalización en base al diccionario del usuario. Con ello, es posible obtener e interpretar de manera inmediata el estado de las señales de varios IEDs en una misma red y también simular los distintos servicios que ofrece el protocolo. Otra virtud principal es el tratamiento y exportación de las señales obtenidas durante la ejecución de las pruebas a formatos digitales susceptibles de automatización. Con esto se obtiene de forma automática la evaluación de resultados basados en protocolos de pruebas previamente definidos. Agrupando estas funciones en un único software, es posible homologar equipos desarrollados acorde a la exigencia tecnológica actual de TSOs/DSOs de un modo fiable y competitivo. La herramienta se ha probado con éxito reduciendo hasta un 50% los tiempos de validación

INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene como objetivo poner sobre el papel el desarrollo de una herramienta de pruebas y verificación del protocolo IEC61850 sobre equipos de protección y su impacto en la homologación de dichos equipos. La necesidad por parte de Circe de desarrollar una herramienta de estas características, viene de la mano de la actual evolución de la subestación hacia la transformación digital, concretamente a través de la implementación del protocolo IEC61850 en los equipos de operación, control y protección. Esto hace que los equipos de protección cumplan con la excelencia tecnológica actual integrando los servicios que propone el protocolo y cumpliendo con las especificaciones técnicas definidas por los usuarios. Es ahí donde Circe, como laboratorio de homologación, tiene la obligación de comprobar y verificar estas funcionalidades de una forma ágil y fiable para mantener así la calidad en el proceso de digitalización de subestaciones.

La exigencia tecnológica ya mencionada que impone este proceso trae consigo el requisito indispensable de contar con personal técnico altamente cualificado para las pruebas de validación. Teniendo esto en cuenta, la herramienta se desarrolla con el objetivo de facilitar la interpretación y el análisis de los resultados obtenidos durante las pruebas.

Otra de las ventajas que ofrece la digitalización a niveles generales junto con la estandarización es la automatización. La digitalización de los procesos junto con la estandarización de protocolos de pruebas como pueden ser pruebas FAT, SAT y pruebas de laboratorio permiten implementar la automatización. La herramienta aprovecha esta oportunidad para automatizar la evaluación de resultados de pruebas sobre ficheros digitales de acuerdo a los protocolos de prueba previamente definidos.

Con estos elementos como pilares básicos, se ha construido la herramienta de pruebas y verificación IEC61850 que se detalla a continuación.

Herramienta de pruebas y verificación IEC61850.

La herramienta desarrollada a modo de software, podría definirse como una herramienta capaz de conectarse a uno o varios IEDs localizados en una misma red para capturar e interpretar la señalización que estos envían y analizar los resultados en base a protocolos de pruebas.

De este modo, el desarrollo de la herramienta se puede estructurar en los siguientes bloques:

Conexión a IEDs:

La herramienta permite conectar a los DataSets definidos en el fichero de configuración 61850 de los equipos. De este modo es capaz de obtener información de los DataSet de Report y Goose que los equipos tienen configurados.

Para establecer la conexión con los equipos objeto de las pruebas, es necesario conocer los parámetros de IedName y dirección IP. Con estos elementos la herramienta puede acceder a uno o varios IEDs conectados en la misma red.

Captura e interpretación:

La función de captura e interpretación es la base fundamental que sostiene la razón de ser de la herramienta. Mediante esta funcionalidad, se consigue capturar, registrar e interpretar las señalizaciones asociadas a una prueba a un lenguaje cercano y fácil de analizar para el usuario.

La herramienta, consigue conectarse a los equipos indicados y, durante el periodo de tiempo que dura la prueba, recoge toda la señalización que haya actuado para mostrarla en un fichero digital.

Figura 41. Conexión equipos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	IED	RCB	Fecha	Hora	Codigo Diccionario	Razon de inc	Descripcion	Valores			
2	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	19/10/2022	14:04:12 643	FPR147	data-change	FALLO COMUNICACION PDB UC Y BAHIA	{true,0000000000000,20221019140412.643Z}			
3	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	19/10/2022	14:04:12 643	FPR906	data-change	PROT PDB BARRA A2 HABILITADA	{false,0000000000000,20221019140412.643Z}			
4	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	19/10/2022	14:04:12 643	FPR951	data-change	DESCONEXION POR BLOQUEO INVOLUNTARIO PDB BARRA A2	{true,0000000000000,20221019140412.643Z}			
5	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	19/10/2022	14:04:12 643	FPR055	data-change	PDB BARRA A2 BLOQUEADA ESTADO	{true,0000000000000,20221019140412.643Z}			
6	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	19/10/2022	14:04:12 643	FPR057, FPR058	data-change	PDB BARRA A2 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO	{true,true,20221019140412.643Z}			
7	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	19/10/2022	14:04:12 643	DFU008	data-change	DEFECTO URGENTE PDB UNIDAD CENTRAL	{true,0000000000000,20221019140412.643Z}			
8	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	19/10/2022	14:04:12 643	FPR057, FPR058	data-change	PDB BARRA A2 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO	{false,false,20221019140412.643Z}			
9	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	19/10/2022	14:04:12 949	IED114	data-change	ESTADO SUSCRIPCION SV 14	{false,0000000000000,20221019140412.949Z}			
10	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	19/10/2022	14:04:12 949	IED004	data-change	FALLO SUSCRIPCION GOOSE PDB UNIDAD CENTRAL	{true,0000000000000,20221019140412.949Z}			
11	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	19/10/2022	14:04:13 328	IED115	data-change	FALLO CANAL HSR	{true,0000000000000,20221019140413.328Z}			
12	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10iDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	19/10/2022	14:04:13 328	DFE007	data-change	DEFECTO PDB UNIDAD CENTRAL	{true,0000000000000,20221019140413.328Z}			

Figura 42. Resultado pruebas.

Además de capturar la señalización durante el periodo de prueba, la herramienta permite consultar el estado de toda la señalización de los equipos en un momento determinado y exportarla al fichero ya traducida.

Obtener y transformar datos | Consultas y conexiones | Tipos de datos | Ordenar y filtrar | Herramientas de datos | Previsión

H8 [false,0000000000000,20221024112957.1202]

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	IED	RCB	Fecha	Hora	Codigo Diccionario	Razon de inc	Descripcion	Valores
2	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:30:01 668	FPR047	GI	PDB BARRA A1 BLOQUEADA ESTADO	{true,0000000000000,20221024113001.668Z}
3	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	01/01/1970	00:00:00 000	FPR049, FPR050	GI	PDB BARRA A1 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO	{false,false,19700101000000.000Z}
4	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:29:57 120	FPR027	GI	DISPARO PDB BARRA A1	{false,false,false,false,false,0000000000000,20221024112957.1202}
5	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:30:01 668	FPR055	GI	PDB BARRA A2 BLOQUEADA ESTADO	{true,0000000000000,20221024113001.668Z}
6	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	01/01/1970	00:00:00 000	FPR057, FPR058	GI	PDB BARRA A2 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO	{false,false,19700101000000.000Z}
7	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:29:57 120	FPR029	GI	DISPARO PDB BARRA A2	{false,false,false,false,false,0000000000000,20221024112957.1202}
8	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:29:57 120	FPR063	GI	PDB BARRA A3 BLOQUEADA ESTADO	{false,0000000000000,20221024112957.1202}
9	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	12:52:12 647	FPR065, FPR066	GI	PDB BARRA A3 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO	{false,false,20221024125212.647Z}
10	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:29:57 120	FPR031	GI	DISPARO PDB BARRA A3	{false,false,false,false,false,0000000000000,20221024112957.1202}
11	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:29:57 120	DFE007	GI	DEFECTO PDB UNIDAD CENTRAL	{false,0000000000000,20221024112957.1202}
12	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:30:22 499	DFU008	GI	DEFECTO URGENTE PDB UNIDAD CENTRAL	{false,0000000000000,20221024113022.499Z}
13	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	11:30:22 895	IED004	GI	FALLO SUSCRIPCION GOOSE PDB UNIDAD CENTRAL	{false,0000000000000,20221024113022.895Z}
14	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	12:51:49 077	IED006	GI	BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI ESTADO	{{2,13d5c007},0,true,0000000000000,20221024125149.077Z,false}
15	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0BRPC1BRCB	24/10/2022	12:51:49 071	IED008, IED807	GI	BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI MANDO EMITIDO/RECIBIDO	{false,false,20221024125149.071Z}
16	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	24/10/2022	11:29:34 828	IED101	GI	ANOMALIA NO CRITICA	{false,0000000000000,20221024112984.828Z}
17	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	24/10/2022	11:29:57 099	IED102	GI	ANOMALIA CRITICA	{false,0000000000000,20221024112957.099Z}
18	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	24/10/2022	11:29:36 408	IED103	GI	FALLO SINCRONIZACION HORARIA	{false,0000000000000,20221024112936.408Z}
19	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	24/10/2022	11:29:57 593	IED104	GI	FALLO CANAL PRP	{false,0000000000000,20221024112957.593Z}
20	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	24/10/2022	11:30:21 839	IED114	GI	ESTADO SUSCRIPCION SV 1	{true,0000000000000,20221024113021.839Z}
21	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	24/10/2022	11:30:22 892	IED114	GI	ESTADO SUSCRIPCION SV 2	{true,0000000000000,20221024113022.892Z}
22	SI0001G06Q070F10	SI0001G06Q070F10IDE_SISTEMA/LLN0RPTest1URCB	24/10/2022	11:29:57 584	IED114	GI	ESTADO SUSCRIPCION SV 3	{false,0000000000000,20221024112957.584Z}

Figura 43. Consulta señalización.

Traducción en base a plantillas

Para facilitar al personal encargado de llevar a cabo las pruebas la interpretación de los resultados, la aplicación emplea un sistema de traducción basado en el diccionario de señales del usuario.

Para ello, se crea una plantilla con formato .xml donde se recogen las descripciones de cada una de las señales que se implementan en la configuración de los IED.

De este modo, a la hora de capturar y exportar las señales, estas serán presentadas directamente traducidas con la descripción y el código de diccionario definidos por el usuario.

```
<IED>
    <RCB rcbRef="iDE_SISTEMA/LLN0$BR$PC1BRCB" dsRef="iDE_SISTEMA/LLN0$dsPC01"> <!--PYC-->
        <dato pos="1" dicc="FPR047" desc="PDB BARRA A1 BLOQUEADA ESTADO"/>
        <dato pos="2" dicc="FPR049, FPR050" desc="PDB BARRA A1 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO"/>
        <dato pos="3" dicc="FPR027" desc="DISPARO PDB BARRA A1"/>
        <dato pos="4" dicc="FPR055" desc="PDB BARRA A2 BLOQUEADA ESTADO"/>
        <dato pos="5" dicc="FPR057, FPR058" desc="PDB BARRA A2 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO"/>
        <dato pos="6" dicc="FPR029" desc="DISPARO PDB BARRA A2"/>
        <dato pos="7" dicc="FPR063" desc="PDB BARRA A3 BLOQUEADA ESTADO"/>
        <dato pos="8" dicc="FPR065, FPR066" desc="PDB BARRA A3 BLOQUEADA MANDO EMITIDO/RECIBIDO"/>
        <dato pos="9" dicc="FPR031" desc="DISPARO PDB BARRA A3"/>
        <dato pos="10" dicc="DFE007" desc="DEFECTO PDB UNIDAD CENTRAL"/>
        <dato pos="11" dicc="DFU008" desc="DEFECTO URGENTE PDB UNIDAD CENTRAL"/>
        <dato pos="12" dicc="IED004" desc="FALLO SUSCRIPCION GOOSE PDB UNIDAD CENTRAL"/>
        <dato pos="13" dicc="IED006" desc="BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI ESTADO"/>
        <dato pos="14" dicc="IED008, IED807" desc="BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI MANDO EMITIDO/RECIBIDO"/>

    </RCB>
```

Figura 44. Plantilla de traducción de señales.

Automatización de resultados:

Con los ficheros de exportación de resultados, ordenados y traducidos, la herramienta puede ejecutar el siguiente bloque funcional que consiste en la automatización de los resultados.

Para ello, debe tomar como referencia un protocolo de pruebas estandarizado donde se asocie una prueba determinada al código de diccionario de las señales correspondientes que se esperan como resultado.

De este modo es posible evaluar de forma automática si los resultados obtenidos en una prueba son correctos o no. Mediante la pantalla de evaluación de resultados también se puede observar de un primer vistazo las señales que faltan o están de más en una prueba.

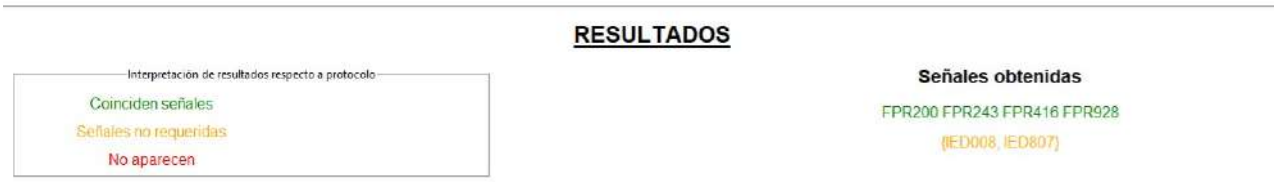


Figura 45. Plantilla de traducción de señales.

Una vez evaluada cada una de las pruebas ejecutadas, se puede obtener un informe automático donde se resumen cada una de las pruebas y el resultado obtenido.

Simulación de mensajes Goose

Otra de las funciones que implementa la herramienta es publicación del servicio Goose.

Para ello, la herramienta toma como entrada un fichero de configuración 61850 (.icd, .cid, .iid, .scd) y lo muestra traducido a través de la plantilla para su simulación.

Num	Ruta	Descripción	Tipo	Valor
1	PDIF/BCU01	DISPARO POR PDB BCU01	BOOLEAN	False
2	PDIF/BCU01	q DISPARO POR PDB BCU01	QUALITY	Good
3	RBRF/BCU01	DISPARO POR FI BCU01	BOOLEAN	False
4	RBRF/BCU01	q DISPARO POR FI BCU01	QUALITY	Good
5	GAPC/BCU01	DESBLOQ CIERRE POR PDB+FI BCU01	BOOLEAN	False
6	GAPC/BCU01	q DESBLOQ CIERRE POR PDB+FI BCU01	QUALITY	Good
7	PDIF/BCU02	DISPARO POR PDB BCU03	BOOLEAN	False
8	PDIF/BCU02	q DISPARO POR PDB BCU03	QUALITY	Good
9	RBRF/BCU02	DISPARO POR FI BCU03	BOOLEAN	False
10	RBRF/BCU02	q DISPARO POR FI BCU03	QUALITY	Good
11	GAPC/BCU02	DESBLOQ CIERRE POR PDB+FI BCU03	BOOLEAN	False
12	GAPC/BCU02	q DESBLOQ CIERRE POR PDB+FI BCU03	QUALITY	Good
13	PDIF/BCU03	DISPARO POR PDB BCU04	BOOLEAN	False
14	PDIF/BCU03	q DISPARO POR PDB BCU04	QUALITY	Good
15	RBRF/BCU03	DISPARO POR FI BCU04	BOOLEAN	False
16	RBRF/BCU03	q DISPARO POR FI BCU04	QUALITY	Good
17	GAPC/BCU03	DESBLOQ CIERRE POR PDB+FI BCU04	BOOLEAN	False

Figura 46. Publicación Goose.

Envío de ordenes MMS

La herramienta también es capaz de ejecutar ordenes MMS.

Basado en el mismo principio de funcionamiento que el envío de mensajes Goose, con la diferencia de que esta vez se requiere el IedName y la dirección ip del equipo receptor de la orden MMS.

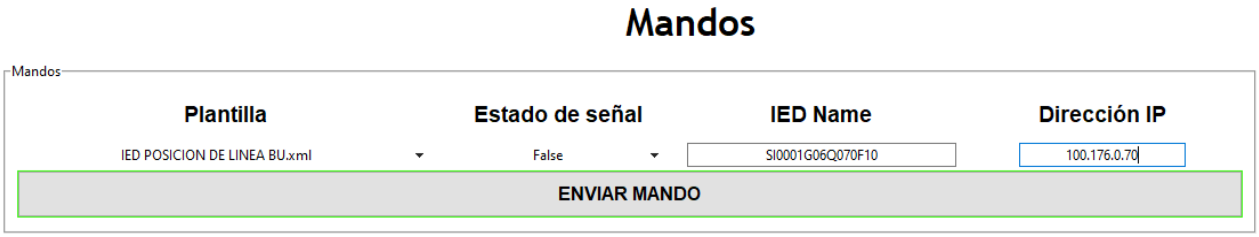


Figura 47. Envio de órdenes MMS.

Resultados en laboratorio

La herramienta de pruebas y verificación IEC61850 se ha probado en Circe para la homologación de varios IED de distintos fabricantes con resultados positivos.

El ejemplo que se muestra a continuación consiste en la validación de un IED protección diferencial de barras. Esta validación tiene la peculiaridad de que para validarlo requiere también la presencia y ejecución de pruebas sobre las propias unidades de bahía de la función diferencial.

Además, este equipo implementa señalización mediante bus de estación y bus de proceso.

A continuación se muestra el escenario de pruebas.

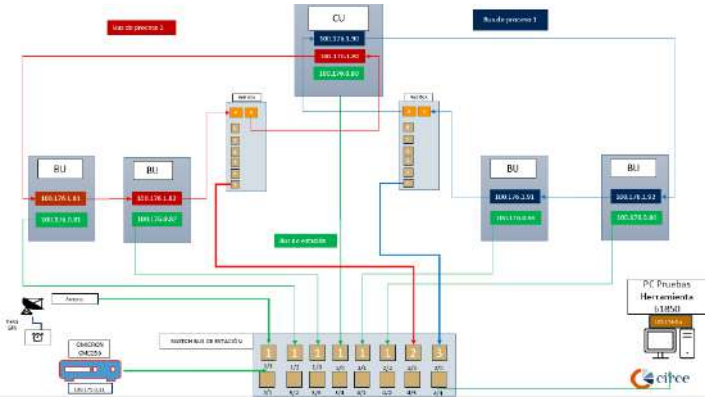


Figura 48. Escenario de pruebas

Con el uso de la herramienta durante este proceso de validación, se consiguió evaluar de manera automática los servicios de señalización report y envío de Goose en la unidad central de la protección diferencial de barras. Tanto en el bus de estación como en el bus de proceso.

Además, al capturar de manera indirecta la señalización de los IED unidad de bahía, facilitaba el análisis de comportamiento de los equipos cuando alguna prueba resultaba no satisfactoria.

También, mediante la función de consulta de la señalización, se podía tener una imagen inmediata del estado de las variables de los equipos que facilitaba su puesta en marcha y detección de errores.

Con todo ello, y con un protocolo de pruebas definido en base al cual se podían automatizar los resultados, se estimaron una reducción de duración de prueba de más del 50%.

EXPERIENCIA PILOTO DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN RED DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE LA TÉCNICA DE LA REFLECTOMETRÍA EN EL DOMINIO DEL TIEMPO (TDR) EN EL PROYECTO H2020 - FLEXIGRID

Javier Granado Fornás, Grupo de sistemas electrónicos, Centro Tecnológico CIRCE
David Cervero García, Grupo de sistemas electrónicos, Fundación CIRCE
Mario Mañana Canteli, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria
Roberto Cimadevilla González, ZIV Automation
Carlos Gil Martín, ZIV Automation
Jose Ivan Rodriguez Alonso, EDP Redes España
Antonio González Diego, EDP Redes España

Resumen: Actualmente, los operadores de sistemas de distribución (DSO) están especialmente preocupados por reducir los tiempos de interrupción ante una falta. Las técnicas de localización automática de faltas son un método eficaz para reducir los tiempos de interrupción que se producen durante una avería en la red de distribución. Debido a que las redes de distribución suelen tener una topología radial, de anillo o de malla, con muchos nodos y ramas, los métodos de localización necesitan supervisar toda la red o una sección importante de la misma. Además, la presencia de cargas desequilibradas es una característica de los sistemas de distribución. Las dos casuísticas anteriores pueden afectar a los métodos de localización, reduciendo su rendimiento. Por ejemplo, los métodos clásicos basados en la impedancia pueden tener errores sustanciales en este tipo de redes. Sin embargo, la técnica de localización de faltas TDR, se presenta como una solución con gran potencial para permitir la localización automática de faltas en redes de media y baja tensión. En este trabajo presentado en el proyecto FLEXIGRID, financiado por la comisión europea, se muestra como se ha desarrollado un prototipo funcional que se ha instalado en una red real de media tensión. Se presenta la arquitectura del prototipo, así como el modelo de la red real, la simulación de las faltas, y el diseño y fabricación del prototipo del inyector de señal (TDR), así como la instalación y funcionamiento de este y los resultados obtenidos y esperados en el proyecto.

Palabras clave: Redes de distribución, Localización de Faltas, Reflectometría en el dominio del tiempo (TDR).

1) INTRODUCCIÓN

Cuando se produce una falta, un número indeterminado de clientes se queda sin suministro durante el tiempo necesario para solucionar el problema y restaurar el servicio y, algunas centrales eléctricas pueden verse afectadas por ello. Las centrales de generación convencionales suelen ser muy grandes y están conectadas típicamente a la red de transporte, por tanto las faltas en las redes de distribución no suelen afectarles *per se* porque pueden seguir dando servicio a otros puntos de la red, pero la GD (Generación Distribuida) está instalada en la red de distribución y por tanto una falta en esa red no solo afecta a los usuarios de esa red sino que imposibilita a la GD para verter energía a esa red. Las técnicas de localización automática de averías pueden ayudar a minimizar este tiempo de interrupción, teniendo en cuenta que la mayoría de las interrupciones se producen durante una avería en la red de distribución [1]-[3]. Cuando los equipos de mantenimiento son capaces de encontrar el problema más rápidamente gracias a las técnicas de localización de averías, éstas pueden repararse antes.

Las técnicas de localización de averías se utilizan mucho en las líneas de transporte, donde cada línea se supervisa por separado. Pero las redes de distribución suelen tener una topología radial, de anillo o de malla, con muchos nodos y ramas [4]-[8]. Por lo tanto, los métodos de localización necesitan un enfoque diferente para obtener un sistema rentable que pueda supervisar toda la red o una sección importante de la misma. La presencia de cargas desequilibradas, laterales y diferentes tipos de cables/conductores son características específicas de los sistemas de distribución. Estas características afectan a varios supuestos de los métodos de localización, reduciendo su rendimiento. Además, las redes IT (*Isolé-Terre*) son habituales en los sistemas de distribución. La localización es más difícil en estas redes [9]. En este tipo de redes, los métodos clásicos basados en la impedancia presentan errores considerables. Existen otras técnicas, como las basadas en “onda viajera”. Dentro de estas, existe fundamentalmente dos métodos:

- Medición de la señal transitoria producida por la avería. Este enfoque se utiliza ampliamente en los sistemas de transmisión [10], en los que las líneas se supervisan por separado. Sin embargo, en las redes de distribución, esas

ondas transitorias experimentan múltiples reflexiones debido a la topología. Por lo tanto, la intensidad de la señal puede ser demasiado débil cuando llega al localizador, lo que dificulta la localización del origen de la avería.

- Inyectar una señal de alta frecuencia y medir los frentes de onda reflejados. Esta técnica se denomina comúnmente reflectometría en el dominio del tiempo (TDR). En este piloto instalado para el proyecto FLEXIGRID, se ha utilizado esta técnica. En ella se inyectan pulsos en la red continuamente y se va registrando la respuesta de la red a esos pulsos. De este modo, se tiene siempre una "foto" del estado de la red antes de ocurrir la falta. Esto es necesario porque la topología de la red, así como sus impedancias conectadas pueden variar con el tiempo. Una vez que se ha producido la falta, se vuelve a realizar una nueva inyección de pulsos y su respuesta se procesa junto con la última respuesta de la red guardada antes de la falta. De este modo se obtienen mejores resultados, ya que esta técnica es más robusta frente a cambios de la topología de la red (bifurcaciones) que otras técnicas antes mencionadas.

2) EL PROYECTO H2020 FLEXIGRID

Dentro del proyecto FLEXIGRID, la localización de faltas pretende desarrollar el primer demostrador en una instalación real de un localizador de faltas basado en la técnica ya mencionada de la Inyección de pulsos de alta frecuencia (TDR).

En el proyecto se pretende colocar el prototipo (en una primera fase), en una red de Viesgo en la que se producirán faltas con un generador de faltas que se dispondrá a tal efecto. Una vez verificado el funcionamiento correcto y reajustado el algoritmo de localización, se instalará en otra red de Viesgo donde se producen faltas "naturales" con relativa frecuencia. De este modo se pretende comprobar la precisión en la localización del prototipo desarrollado. Con toda la información recopilada durante el proyecto y los datos de campo se podrá seguir mejorando el sistema de cara a conseguir diseñar un equipo que pueda ser industrializado al menor coste posible.

Esquemáticamente, el sistema se puede representar tal como se aprecia en la Figura 1.

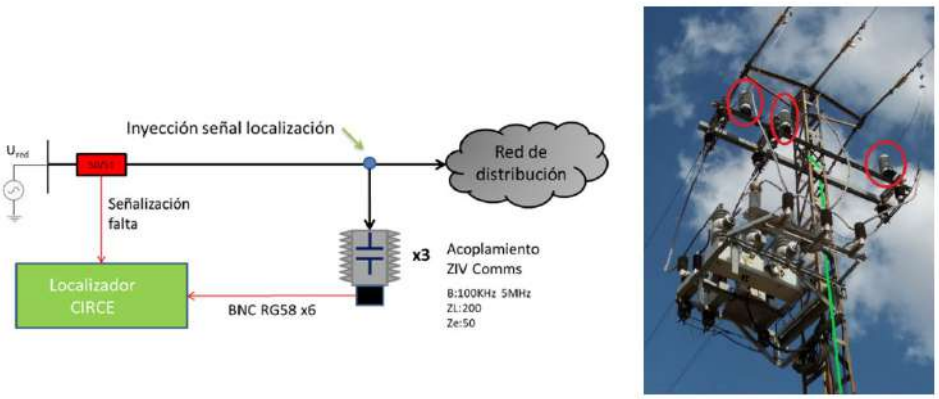


Figura 49. Esquema del localizador (TDR)

El sistema consta del localizador propiamente dicho, el cual genera los pulsos de alta frecuencia que se inyectan en la red y también digitaliza la señal de respuesta de la red para poder ser almacenada y procesada posteriormente. El Localizador se conecta a la red de MT a través de un acoplamiento desarrollado por la empresa ZIV. Este acoplamiento es en esencia una capacidad y una inductancia que sirve para aislar el localizador de la tensión de red (12kV) al bloquear las bajas frecuencias (50 Hz) de la misma. Asimismo, permite que los pulsos de alta frecuencia generados por el localizador atraviesen el acoplamiento y se inyecten en la red. También se cuenta con un relé de señalización de falta que avisa al localizador cuando se produce una falta. De este modo el localizador sabe cuándo realizar la inyección en falta.

Para alcanzar este hito se han realizado varias etapas dentro del proyecto que se detallan a continuación:

2.1) Modelado de una red real de VIESGO

La red en la que inicialmente se ha colocado el equipo es una línea de MT (12 kV) en Cantabria, (Figura 2).

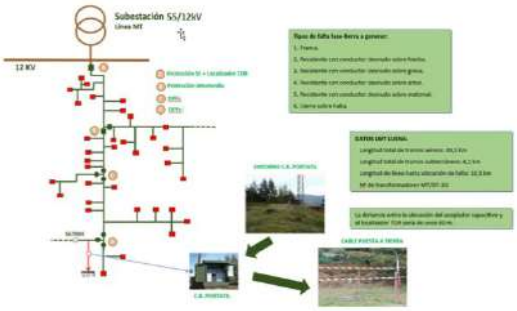


Figura 2. Detalle de la línea de MT

Tal como se ha mencionado, como primer paso se ha procedido a modelar la red, el acoplamiento y el inyector en DigSilent™ (Figura 3) para posteriormente, realizar simulaciones y determinar cuál es la mejor localización para colocar el prototipo.

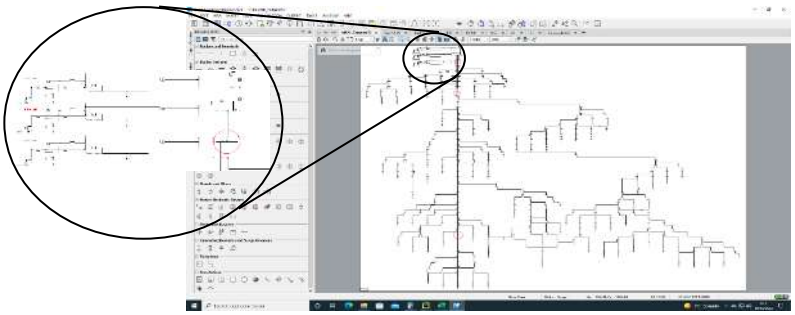


Figura 3. Detalle de la simulación de la red, acoplamineto e inyector en DigSilent

2.2) Simulación de DigSilent™

Tras el modelado se han realizado simulaciones de distintas faltas en distintas localizaciones para estudiar el resultado y verificar con un primer algoritmo básico, si las distancias reales se pueden inferir de las señales recibidas.

A continuación se muestra un ejemplo del resultado obtenido de una simulación de falta:

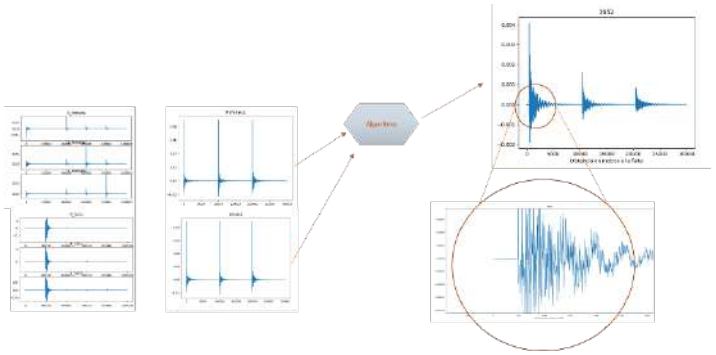


Figura 4. Señales simuladas en DigSilent™ sobre la red modelada y distancia calculada por el algoritmo

En la Figura 4 se muestra a la izquierda arriba las señales de respuesta de la red a la inyección de los pulsos (uno por cada fase R-S-T) en el estado de pre-falta (red en estado normal) y abajo la respuesta de la red en el estado de falta (se aprecian los *spikes* producidos por la falta simulada). Posteriormente se cogen los pulsos y se concatenan para conformar una única señal de pre-falta y otra de falta. Se introducen las dos señales en el algoritmo de localización para determinar el grado de precisión que se puede obtener a nivel de simulación. En este caso la distancia real era de 3650 m y la distancia calculada por el algoritmo fue de 3652 m.

2.3) Desarrollo del Hardware/Firmware del prototipo

Para el desarrollo del prototipo se ha partido de una plataforma comercial robusta y de alta capacidad de cómputo. Se ha elegido un equipo de National Instruments™. A continuación se muestra un detalle del sistema desarrollado:

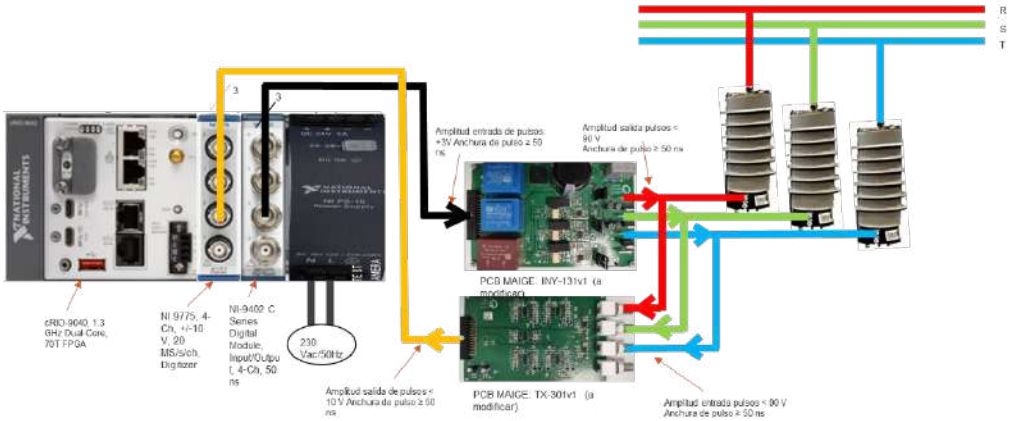


Figura 5. *Detalle del desarrollo del Hardware del localizador.*

En la Figura 5 se aprecia como el sistema comercial utilizado es un CompactRIO™ de National Instruments™, que dispone además de 4 conversores A/D para digitalizar las señales de respuesta de la red, así como 4 canales I/O con el que se generan los pulsos de alta frecuencia para inyectar en la red. Las señales de salida (pulsos) se adaptan en tensión y corriente para poder inyectar la energía necesaria a la red. Esto se consigue mediante una tarjeta electrónica desarrollada *ad-hoc* por CIRCE. Asimismo CIRCE ha desarrollado una tarjeta de adaptación de las señales de respuesta para adaptarlas en nivel de tensión a los requisitos de entrada del conversor A/D. En la Figura 5 se puede apreciar también los acoplamientos aportados por ZIV (uno por cada fase R-S-T-) para conectar el localizador a la red.

2.4) Verificación del prototipo en laboratorio

Una vez montado el prototipo, se procedió a verificar en laboratorio (Figura 6) si su funcionalidad era adecuada. Para ello se conectó a un carrete de cable de unos 2.550 m y se puso a funcionar inyectando pulsos y digitalizando la respuesta. En la Figura 7 se puede observar una señal obtenida durante las pruebas:

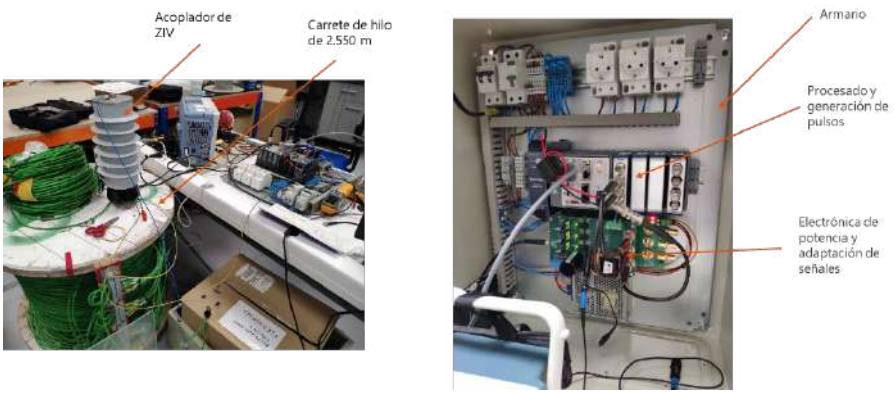


Figura 6. *Detalle del las pruebas del localizador en el laboratorio*

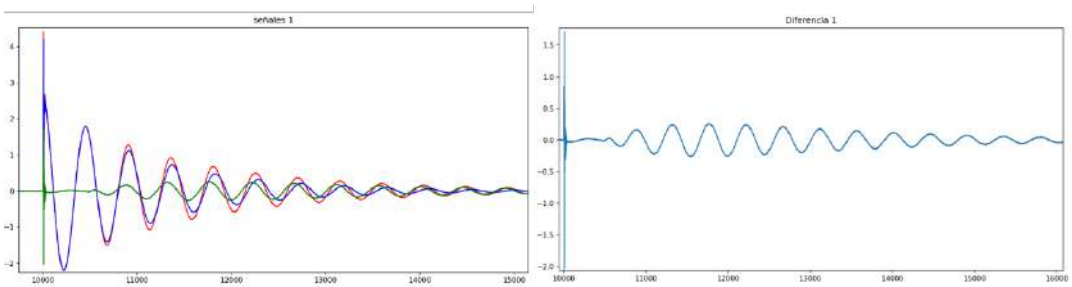


Figura 7. Izquierda: Señales inyectada en pre-falta (azul) y en falta (roja). Derecha: Señal diferencia entre pre-falta y falta.

$$d = \frac{(500) \times \left(\frac{3 \times 10^8}{1{,}5}\right) \times (50 \times 10^{-9})}{2} = 2.500\, m \quad (1)$$

En la ecuación (1) se calcula la distancia d. Las señales de pre-falta y falta empiezan a diferir en torno a las 500 muestras. Por lo tanto, teniendo en cuenta que se muestrea a 50 ns (50×10^{-9}) y que la velocidad de la señal por ese tipo de cable es aproximadamente la de la luz partido por 1,5 →$\left(\frac{3 \times 10^8}{1{,}5}\right)$ y que hay que dividir por 2 porque el pulso va hasta la falta y tiene que volver al localizador, se obtiene una distancia de la falta realizada en el carrete de prueba del laboratorio de aproximadamente 2.500 m. Calculamos el error cometido:

$$e = |Valor\ real - Valor\ obtenido| = |2.550 - 2.500| = 50\, m \quad (2) \qquad \varepsilon(\%) = \frac{e}{Valor\ real} = \frac{50}{2.550} \times 100 = 1{,}9\% \quad (3)$$

Con el cálculo del error absoluto de (2) y el error relativo de (3) se comprueba que a nivel de laboratorio, el sistema tiene una precisión suficiente como para poder instalarlo en campo.

2.5) Instalación en campo

En la primera fase de instalación en campo, se instala el prototipo en la línea de MT (Figura 8) y se recogen las señales de respuesta de la red (Figura 9):

Figura 8. Imágenes de la instalación. De izquierda a derecha, poste al lado del C.T. donde instalar el localizador/Trabajos previos para instalación bajo tensión / Instalación de los acopladores / Armario del localizador instalado dentro del C.T.

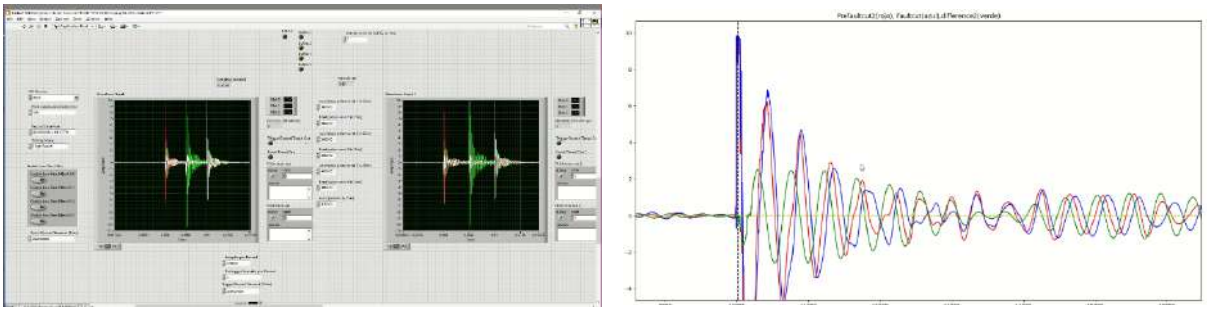


Figura 9. Imágenes de las señales del piloto instalado. Izquierda, señales digitalizadas por el Localizador con el software desarrollado bajo LabView™. Derecha, Señales procesadas off-line mediante algoritmo desarrollado en Python.

3) CONCLUSIONES

Tras su instalación, el prototipo ha estado durante 2 meses funcionando de manera ininterrumpida cumpliendo así uno de los requisitos del proyecto en cuanto a robustez del sistema. Por otro lado, las señales de respuesta de la red real tienen unas características muy similares a las simuladas y sobre todo a las inyectadas en el carrete del laboratorio. La siguiente fase del piloto es la de generar unas faltas provocadas con el generador de faltas que VIESGO tiene a tal efecto y con el que se comprobará el grado de precisión alcanzado con esta primera versión de algoritmo implementado. En función de estos resultados, se espera poder mejorar el algoritmo para, posteriormente trasladar el prototipo de localizador a otra red, donde se podrá verificar contra faltas naturales que se producen en la línea.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizon 2020 de la unión Europea bajo el marco del proyecto FLEXIGRID con Nº de acuerdo 864579.

REFERENCIAS

- [1] L. Peretto, R. Tinarelli, A. Bauer, and S. Pugliese, “Fault location in underground power networks: A case study,” ISGT 2011. pp. 1–6, 2011. doi: 10.1109/ISGT.2011.5759198.
- [2] A. Bahmanyar, S. Jamali, A. Estebsari, and E. Bompard, “A comparison framework for distribution system outage and fault location methods,” Electric Power Systems Research, vol. 145, pp. 19–34, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.12.018.
- [3] J. H. Teng, W. H. Huang, and S. W. Luan, “Automatic and Fast Faulted Line-Section Location Method for Distribution Systems Based on Fault Indicators,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 4. pp. 1653–1662, 2014. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2294338.
- [4] M. Abad López, “Algoritmos de localización de faltas en redes eléctricas,” Zaragoza, 2016.
- [5] S. Robson, A. Haddad, and H. Griffiths, “Fault Location on Branched Networks Using a Multiended Approach,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 4. pp. 1955–1963, 2014. doi: 10.1109/TPWRD.2014.2302137.
- [6] K. Sun, Q. Chen, and Z. Gao, “An Automatic Faulted Line Section Location Method for Electric Power Distribution Systems Based on Multisource Information,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 4. pp. 1542–1551, 2016. doi: 10.1109/TPWRD.2015.2473681.
- [7] S. Lotfifard, M. Kezunovic, and M. J. Mousavi, “A Systematic Approach for Ranking Distribution Systems Fault Location Algorithms and Eliminating False Estimates,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 1. pp. 285–293, 2013. doi: 10.1109/TPWRD.2012.2213616.
- [8] R. J. Hamidi and H. Livani, “Traveling-Wave-Based Fault-Location Algorithm for Hybrid Multiterminal Circuits,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 1. pp. 135–144, 2017. doi: 10.1109/TPWRD.2016.2589265.
- [9] A. Farughian, L. Kumpulainen, and K. Kauhaniemi, “Review of methodologies for earth fault indication and location in compensated and unearthed MV distribution networks,” Electric Power Systems Research, vol. 154, no. Supplement C, pp. 373–380, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.006.
- [10] X. Lin, F. Zhao, G. Wu, Z. Li, and H. Weng, “Universal Wavefront Positioning Correction Method on Traveling-Wave-Based Fault-Location Algorithms,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1601–1610, 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2190108.

MONITORIZACIÓN Y DIAGNÓSTICO DE BATERÍAS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE MANTENIMIENTO

Soraya Romo Díez, Directora General, Batterycare S.L. (BCARE)
Dr. Javier Olarte San Juan, CEO, Batterycare S.L. (BCARE)
Iberdrola Redes Eléctricas Inteligentes (i-DE)

Resumen: Los sistemas de almacenamiento electroquímico realizan una función crítica en las subestaciones eléctricas y en los centros de transformación (CTs y OCRs) por su función de seguridad para situaciones de emergencia. Actualmente, el escenario en relación con los sistemas de almacenamiento presenta numerosos retos que superar. Por un lado, el parque instalado de subestaciones presenta modelos de baterías de NiCd fiables, pero con una frecuencia de operaciones de mantenimiento muy alto en conjunto con los rectificadores, siendo equipos sobre los que no se realiza ningún tipo de monitorización ni gestión remota. Por otro lado, en el parque instalado de media tensión, se encuentran baterías mayoritariamente de plomo, soportando perfiles de temperatura muy amplios que limitan la vida útil de las baterías y, cuya diversidad de modelos dificulta la unificación de referencias. A partir del actual escenario, BCARE ha desarrollado de la mano de Iberdrola Redes Eléctricas Inteligentes (i-DE), y en colaboración con el Global Smart Grids Innovation Hub, una solución consistente en diseñar un sistema de monitorización y diagnóstico de baterías de back up 125 Vcc para subestaciones, junto con el diseño de un sistema de homologación de cargadores smart y baterías de nuevas tecnologías (plomo ácido de alta temperatura y $LiFePO_4$), así como la normalización de equipos modulares para una mejor gestión de stocks y compras. Además, se ha desarrollado un sistema de comunicaciones para una gestión remota óptima, se facilita la puesta en servicio de los activos, así como las labores de mantenimiento, minimizando los costes al evitar la intervención de personal en campo.

Palabras clave: Subestación, Centro de Transformación, Almacenamiento, Mantenimiento, Batería, Rectificador, Monitorización, Diagnóstico, Back Up, TCO.

INTRODUCCIÓN

Garantizar la confiabilidad de los sistemas de control, protección y comunicaciones de las Subestaciones de Transformación, es fundamental para disponer de un sistema de transporte y distribución de la energía fiable. Es por ello, que estos sistemas se alimentan desde un sistema de corriente continua donde los conjuntos rectificador-batería, alimentados desde los transformadores de servicios auxiliares de corriente alterna (AC) de la propia subestación, deben asegurar el suministro de corriente continua (DC) durante al menos 6 h en caso de fallo de la red de alterna, y 24 h en el caso de las subestaciones críticas. La arquitectura del sistema más utilizado en la actualidad, consiste en un armario de distribución DC con una simple barra partida, al cual se conectan en cada semi-barra sendos conjuntos rectificador batería, con una redundancia del 100% en su operación. Los equipos se dimensionan de manera específica para cada subestación en función de su consumo, y la tecnología electroquímica más utilizada es el NiCd.

Este sistema ofrece fiabilidad y robustez en la explotación de las instalaciones, pero presenta una serie de inconvenientes, como dimensionamiento y fabricación a medida de los equipos para cada subestación, ausencia de intercambiabilidad entre diferentes fabricantes, complicaciones logísticas, largos periodos de puesta en servicio en campo, todo ello unido a la disminución de suministradores de esta tecnología por la presión regulatoria del uso de materiales como el Cadmio, y elevados costes de mantenimiento.

A lo largo del artículo se describen las acciones llevadas a cabo para solventar todos estos problemas, buscando redefinir la arquitectura de los sistemas de distribución de corriente continua en subestaciones, con soluciones universales, optimizadas, fiables y sostenibles.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En este apartado se describen los objetivos de partida del proyecto y las diferentes fases llevadas a cabo para su consecución.

Objetivos

El proyecto persigue los siguientes objetivos:

1. Identificación de alternativas al NiCd con tecnologías electroquímicas con prestaciones adecuadas para la expectativa de vida de un activo de red, más sostenibles, con disponibilidad de múltiples suministradores y con menor mantenimiento.
2. Identificación y homologación de potenciales proveedores de las nuevas tecnologías sustitutivas.
3. Caracterización, envejecimiento y análisis post-mortem de 5 modelos de celda con un doble objetivo:
   i. Identificación de las celdas con el mejor performance para su homologación como proveedores finales.
   ii. Obtención de parámetros para alimentación de los algoritmos SoX del sistema de monitorización y diagnóstico.
4. Desarrollo de sensores a nivel de celda (VTZ: sensor de tensión, temperatura, impedancia).
5. Desarrollo de módulo de diagnóstico (MD) para control, gestión y diagnóstico de batería, así como de los algoritmos SoX.
6. Diseño de cargador SMART universal e intercambiable 125 Vcc, 100 Ah.
7. Diseño de nuevo cuadro DC con hasta cuatro cargadores por semibarra e interruptor de acoplamiento automatizado.
8. Desarrollo de Módulo de Medida (MM) para el cuadro DC con funciones de medida, control y comunicaciones.
9. Desarrollo de software de monitorización para gestión del parque de equipos rectificador-batería sensorizados.

Fase 1: Identificación y selección de tecnologías sustitutivas del NiCd

En el proyecto se ha utilizado el Total Cost of Ownership (TCO) como criterio de selección y optimización económico de las baterías. A partir de las especificaciones objetivo de la aplicación estudiada, se han identificado las tecnologías electroquímicas y fabricantes de baterías más adecuados y posteriormente, se ha realizado el estudio económico buscando el mínimo TCO teniendo en cuenta tanto datos de las baterías como del resto de costes del sistema como se ilustra en la Figura 1.

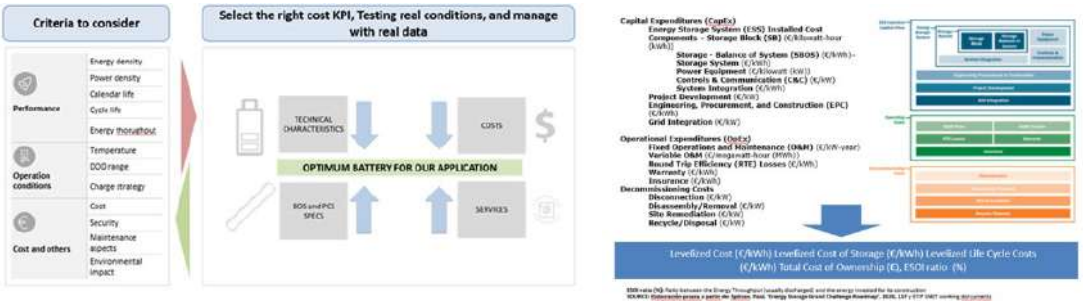


Figura 1. Criterios económicos y técnicos de selección de las soluciones

Para una primera fase se ha seleccionado la tecnología de baterías de Plomo Ácido de Alta Temperatura (VRLA), y para una segunda fase se ha optado por la tecnología de Li-Ion $LiFePO_4$ con ánodo de grafito. Para la identificación de los potenciales proveedores de cada una de las dos tecnologías seleccionadas, se ha llevado a cabo una selección de fabricantes a partir de los requisitos de la aplicación estacionaría siguiendo los KPIs definidos anteriormente, como se ilustra en la Figura 2, durante la cual se han analizado tanto aspectos técnicos y de calidad, como otros relacionados con capacidad productiva, ubicación, número de referencias en el mercado, experiencia, o presencia y servicio local.

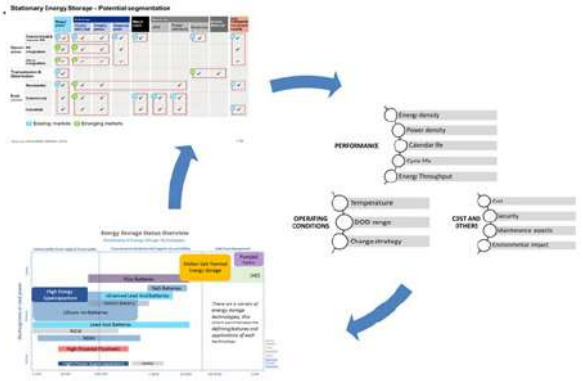


Figura 2 Proceso de selección de tecnología a partir de los requisitos de la aplicación

Fase 2: Caracterización, envejecimiento y análisis post-mortem de celdas

En este apartado se describe, brevemente, la metodología de caracterización basada en ensayos de degradación, diagnóstico Post-Mortem y diseño de los modelos electroquímicos que, posteriormente, han sido implementados en los módulos de diagnóstico de salud embarcados en los cargadores de las baterías. Como método científico se ha trabajado de forma simultánea en el diseño del modelo y su validación por experimentación, combinando tanto los datos experimentales de las variables eléctricas que participan en el modelo como las variables químicas y los modelos de degradación y envejecimiento analizados en las fases de diagnóstico Post-Mortem, basado en los trabajos de [1] [2], como se resume en la Figura 3.

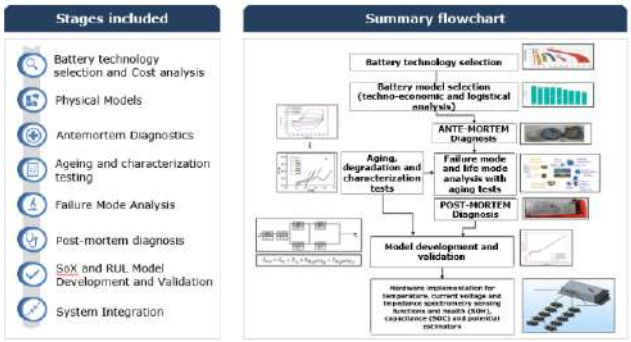


Figura 3 Proceso de selección caracterización, modelización y desarrollo del sistema de diagnóstico

Para la caracterización de las baterías objeto de análisis, se han llevado a cabo test de envejecimiento por ciclado y flotación (de acuerdo con el perfil de aplicación), principalmente incluyendo medidas de corriente de carga, tensiones en vacío, impedancia electroquímica y capacidad.

Uno de los primeros trabajos ha consistido en realizar una clasificación de los posibles modos de fallo de cada una de las tecnologías seleccionadas para el presente proyecto. Los mecanismos de envejecimiento de las baterías son un conjunto de procesos químicos y/o mecánicos que causan el fallo de las mismas. Estos fallos pueden ser procesos largos de degradación o eventos catastróficos cortos y, en algunos casos, una combinación de ambos. El beneficio de conocer con precisión los posibles modos de fallo, es la capacidad de tomar decisiones para optimizar el diseño de la estrategia de gestión en operación y alargar la vida de la batería.

Para ambas tecnologías propuestas se han identificado y clasificado los mecanismos de envejecimiento, y, por ende, modos de fallo, que también han sido implementados en el modelo de diagnóstico. Por ejemplo, en el diagnóstico Post-Mortem de las baterías de Plomo, Figura 4, se han identificado como mecanismos de envejecimiento la estratificación del electrolito, corrosión de la placa positiva, pérdida de agua o problemas en la manufactura de los elementos, entre otros. Con respecto al diagnóstico de modos de fallo en las baterías de LiFePO4, se pueden identificar fallos como deposición de litio metálico, descomposición de sales del electrolito sobre electrodo negativo, cambios estructurales en los materiales activos, etc.

Figura 4 Muestra de identificación de degradación de electrodos

Fase 3: Desarrollo del Módulo de Diagnóstico

El Módulo de Diagnóstico de Baterías monitoriza los parámetros de cada una de las baterías para mantener su estado óptimo y predecir su degradación; permitiendo la planificación de trabajos de mantenimiento y sustitución de baterías antes de que éstas hayan fallado. El Módulo de Diagnóstico es independiente del rectificador: no interfiere en el control electrónico ni en las alarmas de los equipos; mide los parámetros de las baterías y los reporta vía Ethernet. El hecho de ser independiente de los rectificadores lo hace compatible con cualquier modelo de rectificador. Como se detalla en el trabajo [3], para monitorizar las baterías de forma individual, el Módulo de Diagnóstico se conecta a los sensores VTZ colocados en el exterior de cada una de las baterías. Estos sensores miden tensión, temperatura e impedancia. Además de monitorizar los parámetros de las baterías, el Módulo de Diagnóstico puede igualar las

tensiones de cada batería si se detectan dispersiones y opcionalmente realizar descargas parciales para hacer test de batería comprobando así su estado de salud.

Durante la operación de las baterías se recoge esta información para estimar la vida útil en servicio:

1. Mediciones de impedancia.
2. Estimación del estado de carga (SOC).
3. Dispersión del voltaje.
4. Resistencia interna (EIS).
5. Histograma de temperaturas.
6. Histograma de la gestión de la carga (ciclos/DOD).
7. Histograma de datos electroquímicos en función de las profundidades de descarga.

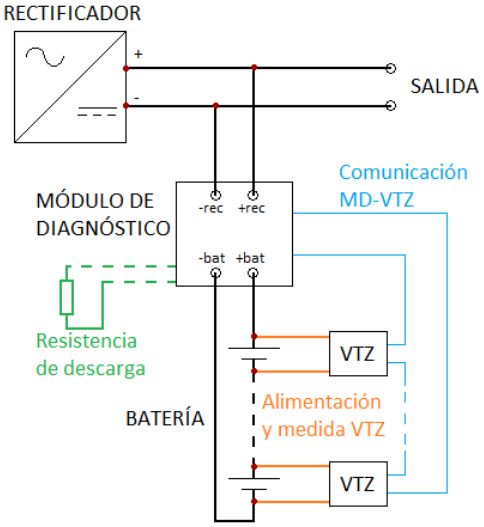


Figura 5. Diagrama de arquitectura del sistema del Módulo de Diagnóstico

Fase 4: Desarrollo de algoritmos SoX

A partir de los ensayos y caracterizaciones electroquímicas realizadas en la Fase 2, se extraen una serie de variables eléctricas para el desarrollo de Modelos de Diagnóstico Predictivo que servirán para realizar predicciones de la vida de servicio e identificación de modos de fallo. El siguiente esquema, Figura 6, resume la información que se recogerá, como medidas de impedancia, estimación SOC, dispersión de tensiones y resistencias internas, temperaturas, histograma de gestión de carga, e histograma de datos electroquímicos en función de profundidades de descarga. El modelo integra otros datos de operación del sistema que también son tenidos en cuenta (modelo multimodal) para una monitorización más completa de la operación.

VARIABLES FÍSICAS MEDIBLES	VECTORES DE ESTIMACIÓN	ESTIMADORES
TEMPERATURA	HISTOGRAMA DE TEMPERATURAS	SOH por expectativa de vida (datos de fabricante)
TIEMPO	Nº CICLOS TIEMPO DE SERVICIO	SOH por Full Equivalent Cycles (datos de fabricante) SOH por Vida útil de la batería
CORRIENTE	TEST DE CAPACIDAD	SOC y SOH por contaje de AH
IMPEDANCIA	IMPEDANCIA	SOH por valores de Circuito Equivalente y/o Impedancia a X mHz - X kHz
TENSIÓN	TENSIÓN OCV % DISPERSIÓN MÍN./MÁX (TENSIÓN)	SOC Tensión de circuito abierto % Dispersión mín./máx (tensión)

Figura 6 Matriz de parámetros del modelo

Principalmente, el parámetro con peso mayoritario en el módulo diagnóstico, es la espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS), técnica electroquímica para medir la impedancia de un sistema en función de la frecuencia. Los datos de impedancia se analizan, generalmente, mediante la adaptación a un modelo de circuito eléctrico equivalente, que contiene elementos en serie o en paralelo en línea con los trabajos desarrollados en [4]. Para ser útiles, los elementos del modelo deben tener una base en la electroquímica física del sistema. Como ejemplo, la mayoría de los modelos contienen una resistencia que modela la resistencia del electrolito de la celda, o elementos que representan la resistencia a la transferencia de cargas.

A partir de todo el trabajo descrito, se desarrolla el modelo de diagnóstico que, posteriormente, ha sido implementado en los cargadores inteligentes de baterías. El modelo de diagnóstico descrito incorporará medidas de impedancia como elemento diferencial frente a los métodos tradicionales. Este módulo permite la monitorización del estado de salud del parque de baterías instalado y la agregación de datos a lo largo de la vida, lo que permite mejoras incrementales del modelo y de la certidumbre de predicción del mismo, y consecuentemente, una optimización de la función de coste. El objetivo es reducir a cero el número de fallos de servicio, maximizando la expectativa de vida y trasladando las funciones de mantenimiento a un cargador inteligente, con el menor coste total para el usuario.

Fase 5: Diseño de cargador SMART y nuevo Cuadro DC + Módulo de Medida

El equipo cargador SMART equipa los bloques de baterías que van pre-montadas y sensorizadas en la parte inferior del armario, no siendo necesaria por tanto una puesta en marcha específica en campo, y va equipado así mismo con un Módulo de Diagnóstico.

Como se ilustra en la Figura 7, el cuadro de distribución DC 125 Vcc consta de dos semi-barras con posibilidad de conexión de entre 1 y 4 equipos 125 Vcc en cada una y con posibilidad de acoplamiento entre ellas. El armario concentra la llegada de los cargadores y la distribución de todas las alimentaciones a los diferentes equipos y sistemas. El Módulo de Medidas irá ubicado en este armario además del switch de comunicaciones del conjunto.

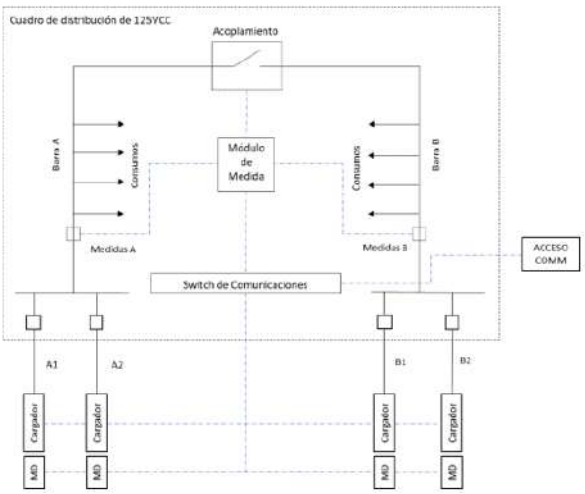


Figura 7 Esquema de arquitectura modular escalable de conjunto cargador - batería

Fase 6: Desarrollo del SW de monitorización

El Software de monitorización desarrollado recoge información remota de todos los Cargadores SMART, Módulos de Diagnóstico y Módulos de Medida desplegados en campo como se ilustra en la Figura 8. Permite visualizar el estado de cada equipo, eventos y alarmas, así como incorporar nuevos dispositivos y realizar actualizaciones.

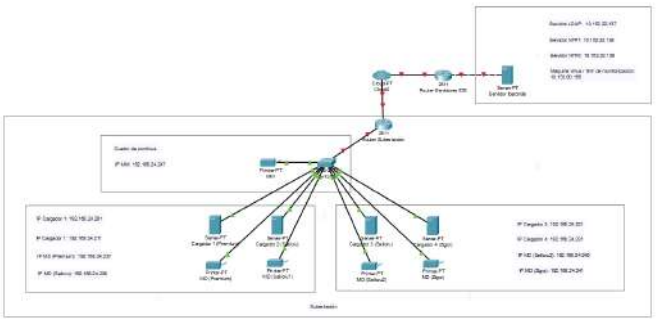


Figura 8 Esquema de conexionado de comunicaciones multi equipo.

RESULTADOS

De todo el trabajo realizado, aparte del rediseño de la arquitectura del sistema de servicios auxiliares de corriente continua de subestaciones y los desarrollos hardware y software asociados, una parte fundamental y las más relevante desde el punto de vista científico, han sido los ensayos de caracterización y envejecimiento llevados a cabo sobre las diferentes tipologías de celdas, y los algoritmos desarrollados en base a los resultados obtenidos. Tal y como se ha mencionado con anterioridad, el parámetro con peso mayoritario en el modelo para el módulo de diagnóstico, es la espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS), cuyos elementos (resistencias y capacitancias, mayoritariamente) son evaluados en función del estado de carga (SOC) o del estado de salud (SOH).

CONCLUSIONES

Con respecto al parque instalado de subestaciones, desde el punto de vista de diseño de la nueva arquitectura de alimentación de 125Vcc, la propuesta de unificación en un sistema cargador-batería estándar, permite configurar instalaciones desde 100 Ah hasta 800 Ah de batería, lo que resulta una mejora fundamental de la gestión de diseño y tiempo de suministro. La propuesta de disponer de varios suministradores, tanto de baterías como de rectificadores intercambiables, también mejora la gestión de operación y mantenimiento.

Tanto en los modelos electroquímicos para baterías de plomo VLRA de alta temperatura como en las de LiFePO4, se ha conseguido implementar un método de diagnóstico predictivo que permite optimizar la estrategia de gestión y cuidado de las baterías, así como los datos para extender la vida de cada batería en función de la demanda real de cada posición.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su gratitud a todo el grupo de Post-Mortem de CIC energiGUNE así como al equipo de I+D de BCARE, al igual que al equipo de Iberdrola Redes Eléctricas Inteligentes i-DE, y al Global Smart Grids Innovation Hub, que nos ha acompañado y ayudado durante todo este proceso.

REFERENCIAS

[1] J. Olarte, J. Martínez de Ilarduya, E. Zulueta, R. Ferret, E. Kurt, y J. M. Lopez-Guede, «High Temperature VLRA Lead Acid Battery SOH Characterization Based on the Evolution of Open Circuit Voltage at Different States of Charge», *JOM*, vol. 73, n.º 5, pp. 1251-1260, may 2021, doi: 10.1007/s11837-021-04605-1.

[2] J. Olarte *et al.*, «Validation of thermal imaging as a tool for failure mode detection development», *AIMS Energy*, vol. 7, n.º 5, Art. n.º 5, 2019, doi: 10.3934/energy.2019.5.646.

[3] J. Olarte, J. Martínez de Ilarduya, E. Zulueta, R. Ferret, U. Fernández-Gámiz, y J. M. Lopez-Guede, «A Battery Management System with EIS Monitoring of Life Expectancy for Lead–Acid Batteries», *Electronics*, vol. 10, n.º 11, p. 1228, may 2021, doi: 10.3390/electronics10111228.

[4] J. Olarte, J. Martínez de Ilarduya, E. Zulueta, R. Ferret, U. Fernández-Gámiz, y J. M. Lopez-Guede, «Automatic Identification Algorithm of Equivalent Electrochemical Circuit Based on Electroscopic Impedance Data for a Lead Acid Battery», *Electronics*, vol. 10, n.º 11, p. 1353, jun. 2021, doi: 10.3390/electronics10111353.

SOLUCIONES Y METODOLOGÍA EN IMPLANTACIÓN DE LA NORMA IEC61850 EN SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIÓN

Víctor García Nuez, Técnico de proyecto, Circe centro tecnológico.
Francisco Rodríguez-Camuñas Ruiz, Técnico de proyecto, Circe centro tecnológico.

Resumen: El proyecto de innovación de i-DE Nuevo SAS61850 consiste en la implantación de la norma IEC61850 en el sistema de control y protección de sus subestaciones eléctricas, integrando la automatización de ingeniería, unificando y simplificando el modelo de datos de los Intelligent Electronic Devices, (IEDs), añadiendo nuevas funciones y servicios que ofrece la norma y unificando todo su sistema de acuerdo a una nueva normalización. Circe forma parte activa en fase de especificación y pruebas de dicho desarrollo, con el fin de lograr la digitalización del sistema y el cumplimiento de los estándares de interoperabilidad entre los IEDs.

La realización de estas especificaciones técnicas funcionales (ETF) que deben cumplir cada uno de los IEDs del sistema, consiste en el diseño del funcionamiento lógico y especificación de la forma y las señales a comunicar, debiendo implementar los avances de la norma y garantizando los criterios de explotación existentes. Los fabricantes que participan en el proyecto configuran sus equipos conforme a las ETF, de forma que se pueda llegar a una interoperabilidad total entre distintos fabricantes.

El siguiente paso es la validación de esta funcionalidad con todos los fabricantes de acuerdo a dichas especificaciones. Esto supone un reto, puesto que el cumplimento de la norma IEC61850 a la vez que la especificación conlleva un protocolo de pruebas exhaustivas que tienen en cuenta diversas casuísticas. Con el fin de ejemplificar esto, se presentará el caso de una lógica de reposición de un bloqueo perteneciente al IED de unidad central de la PDB. Sobre dicha lógica se expondrá el motivo de la funcionalidad, las pruebas para verificar el funcionamiento, soluciones propuestas y resultados.

Palabras clave: Interoperabilidad, especificación, IED, homologación.

INTRODUCCIÓN AL PROYECTO NUEVO SAS 61850

Motivaciones, objetivos y ventajas

El presente trabajo nace por la necesidad que genera el avance tecnológico en los distintos ámbitos de la industria. El sector de la distribución eléctrica se está viendo en un continuo cambio debido a la generación distribuida, fuentes de generación renovable… que en la actualidad están demandando un sistema de control y protección más robusto, que comparta información entre sus distintos componentes y que sea capaz de operar en un abanico de situaciones más amplio.

En el ámbito de automatización, control e interoperabilidad de las subestaciones de distribución eléctrica, en los últimos años se ha impuesto la norma IEC 61850Ed2. Cabe destacar que esta norma no trata únicamente de definir un protocolo de comunicaciones único entre equipos, sino que también busca estandarizar el diseño, el proceso de configuración, operación, mantenimiento y pruebas. Además de conseguir que distintos equipos de distintos fabricantes puedan comunicarse entre sí sin necesidad de un tercer equipo (interoperabilidad), la norma define un modelo de datos orientada a objetos y funciones. Este modelo de datos implica una digitalización de la subestación a todos los niveles, modelando todos diferentes elementos en nodos lógicos con significado propio.

Como consecuencia de la aplicación de la norma, se reducen los tiempos en el proceso de ingeniería, se simplifican los cableados eléctricos reemplazando la mayoría por conexiones de comunicaciones y se obtiene un sistema de control y protección automatizado y robusto.

El proyecto de innovación Nuevo SAS 61850 tiene como objetivo la implantación de la norma IEC 61850Ed2 en el sistema de control y protección de la compañía distribuidora i-DE (antes Iberdrola Distribución Eléctrica), la cual desde el año 2018 se ha embarcado en el proceso de renovación de su sistema junto con Circe centro tecnológico. En la amplitud del proyecto se está realizando una nueva normalización que abarca desde la adecuación de la ingeniería de control y protección convencional cableada, hasta los protocolos de protección e interoperabilidad que deben pasar sus instalaciones para su puesta en marcha, pasando por la creación de las especificaciones, funcionamiento, arquitectura de comunicaciones y pruebas de laboratorio que deben cumplir todos los IED y posiciones de su sistema.

Tal y como se ha comentado previamente, debido a la naturaleza de la norma, ésta no sólo define los protocolos de comunicaciones, también especifica la arquitectura, configuración, modelos de datos, ciberseguridad, requisitos

eléctricos y medioambientales y los mecanismos de test de conformidad y calidad. Una de las implicaciones directas de la aplicación de la norma es la necesidad de trabajar con equipos de trabajo multidisciplinares, en los que se agrupe el conocimiento de áreas que hasta ahora habían sido distintas y prácticamente independientes, como es el control, protección, telecomunicaciones, mantenimiento y puesta en servicio.

Estructura del proyecto

En el actual apartado se realizará una exposición de todas las partes del proyecto que se han desarrollado para la implantación de la norma y conservación de los criterios de explotación y buen funcionamiento.

Adaptación de la Ingeniería de control normalizada

El proyecto Nuevo SAS 61850 nace bajo la necesidad de digitalización e interoperabilidad del sistema eléctrico, por lo tanto, la primera fase de éste es la adaptación de toda la ingeniería convencional cableada. Aquí podemos destacar dos puntos importantes en el proyecto; el primero es la sustitución de señales cableadas por señales comunicadas, y el segundo es lograr la interoperabilidad entre equipos de distinto fabricante.

En este proyecto se ha mantenido la estructura de control y protección seguida por i-DE en anteriores estandarizaciones, en las que cada posición cuenta con una Unidad de Control de Posición (UCP), que es el encargado de recoger todas las medidas, alarmas y estados de la posición. En la nueva normalización la UCP además de recoger estas señales, las digitaliza y las comparte con el resto de equipos a través de un bus de proceso y de un bus de subestación, de esta manera se ha reducido considerablemente el cableado de control de la subestación.

En cuanto a la interoperabilidad, se buscaban dos fines. Por un lado, tener la posibilidad de intercambiar equipos de distintos fabricantes para un mismo tipo de posición de una manera sencilla y, por otro lado, la posibilidad de que equipos de distintos fabricantes convivan dentro de la misma red de comunicación compartiendo datos entre ellos. Para el primer fin se ha desarrollado una ingeniería normalizada para cada posición que es independiente de los IED que se vayan a usar, de manera que la frontera entre la ingeniería de la posición y la ingeniería de cada IED es un bornero/conector compatible con cualquiera de los IEDs homologados. Para el segundo fin se ha asignado a cada una de las señales comunicadas del proyecto un dato dentro de un nodo lógico específico de la norma IEC 61850Ed2, consiguiendo garantizar de esta manera la correcta interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes homologados.

Arquitectura de comunicaciones

La red LAN principal del proyecto recibe el nombre de bus de subestación y está constituida por dos redes redundantes mediante protocolo PRP. Esta red está formada por switches conectados entre ellos en anillo mediante fibra óptica y a los cuales se conectan cada uno de los IEDs mediante conexiones de cobre. A parte de esta infraestructura principal, se usa una segunda red totalmente independiente de la primera y dedicada exclusivamente a las funciones de diferencial de barras y fallo de interruptor. Esta red recibe el nombre de bus de proceso y está implementada con conexiones directas de fibra óptica entre IEDs formando un anillo HSR.

Especificaciones técnicas funcionales (ETF)

Como se ha podido apreciar en el apartado anterior, todos los IEDs homologados destinados a realizar una misma función deberán tener un funcionamiento homogéneo independientemente de su modelo o marca. Para ello se realizan las citadas ETF, en las que se recoge la asignación del hardware de IED, las señales a comunicar, la forma de comunicar estas señales, el funcionamiento lógico y las pertinentes indicaciones sobre las funciones de protección que debe realizar cada IED. Debiéndose ceñir cada fabricante al funcionamiento especificado.

La estructura de una ETF es la siguiente:

- Anexo 1: lógicas de funcionamiento del IED, aquí se explicita la lógica funcional que debe implementar cada IED.
- Anexo 2: señales del IED. En este documento se recogen las listas de señales comunicadas y eléctricas de cada tipo de IED. Se compone de la siguientes listas o DataSets:
  - Data_set_PyC: señales enviadas a telemando o HMI, comunicación vertical (MMS).
  - Data_set_Medidas: medidas analógicas enviadas a telemando o HMI, comunicación vertical (MMS).
  - Data_set_GOOSE: mensajes GOOSE enviados a la red por el bus de subestación, comunicación horizontal.
  - Data_set_GOOSE_Proceso: mensajes GOOSE enviados a la red por el bus de proceso, comunicación horizontal.
- Órdenes_MMS: señales recibidas desde telemando o HMI destinadas a realizar mandos en el propio IED.
- Suscripción_GOOSE: mensajes GOOSE recibidos de la red por el bus de subestación, comunicación horizontal.

- Suscripción_GOOSE_Proceso: mensajes GOOSE recibidos de la red por el bus de proceso, comunicación horizontal.
- Listado ED: lista de entradas digitales requeridas y de la señal normalizada a configurar en ella.
- Listado SD: lista de salidas digitales requeridas y de la señal normalizada a configurar en ella.
- Listado EAD: lista de entradas analógicas requeridas y de la señal normalizada a configurar en ella.
- Leds: lista de señales configuradas en cada uno de los LEDs del IED.
- Data_set_Pruebas: lista de señales intermedias de las lógicas internas del equipo las cuales pueden monitorizarse mediante un cliente IEC61850 (PC) a través de mensaje MMS. Estas señales se emplean principalmente en ensayos de laboratorio para el proceso de homologación. Estas señales no forman parte del modelo de datos de i-DE y quedan libres de modelar por cada fabricante.
- Data_set_SAV: mensajes Sampled Values enviados a la red por el bus de proceso, comunicación horizontal.
- Suscripción_SAV: mensajes Sampled Values recibidos de la red por el bus de proceso, comunicación horizontal.
- Listado Eventos: listado con todos los eventos que debe registrar cada IED.

Estos anexos son complementarios a diferentes documentos comunes a todos los IEDs del sistema donde se especifican las funciones de protección requeridas según el nivel de tensión, hardware, configuración de comunicaciones y ciberseguridad.

Todas las señales del proyecto se encuentran listadas en un documento llamado “Diccionario de señales”. En el cual a cada señal se le asigna un código, una descripción y, en caso de ser señales comunicadas, una referencia IEC61850 para su modelado en la red.

Pruebas para su homologación

De manera paralela a la elaboración de las ETF se han elaborado una serie de documentos llamados Testbooks (TB) en los que se enumeran cada una de las pruebas que se deben realizar sobre los equipos que pretendan homologarse. De esta manera se garantiza que todo equipo homologado cumple con todos los requisitos indicados en la ETF.

Las pruebas están diseñadas para ser realizadas por laboratorios independientes a los fabricantes de equipos, de esta manera se garantiza una homogeneidad prácticamente plena en el comportamiento de equipos de distinto origen.

Algunas de las ventajas que proporciona el uso de la norma IEC61850 en estas pruebas son:

- Archivos de configuración estándar (ICD), se pueden empezar las pruebas antes incluso de disponer del equipo.
- Herramientas informáticas estándar (ICT), permiten independizar las pruebas de las herramientas propias de cada fabricante.

Protocolos FAT y SAT

Gracias a la interoperabilidad planteada en el proyecto, las pruebas a realizar en fabrica (FAT) y en obra (SAT) son totalmente independientes del fabricante de los equipos IED empleados. Esto permite poder realizarlas utilizando herramientas informáticas comerciales distintas a las proporcionadas por cada fabricante. La principal herramienta utilizada ha sido la proporcionada por la empresa Omicron (TestUniverse e IEDScout), pero podrían emplearse cualquier otra herramienta comercial. Actualmente se están desarrollando herramientas que permitan no sólo captar las señales, si no interpretarlas según el diccionario de señales y protocolo de la distribuidora en concreto, haciendo el proceso de prueba mucho más eficiente [1].

PROCESO DE VALIDACIÓN

En el proceso de validación hay que cumplir con dos prescripciones, por un lado, cumplir la norma IEC 61850Ed2, los fabricantes deben suministrar equipos certificados acorde a ella y por otro, cumplir los requerimientos de la ETF. De no cumplir con la norma no se aseguraría el principio de interoperabilidad y automatización que es hito del proyecto, pero si no se cumple con el funcionamiento lógico de la ETF no se asegura un buen funcionamiento y una explotación homogénea en todo el sistema.

Dado que la norma IEC 61850Ed2 permite llevar a cabo desarrollos que pueden resultar dispares entre los diferentes fabricantes, puesto que se explica cómo se deben vincular los atributos de los objetos al significado de cada señal y con qué protocolo comunicar cada señal, pero la flexibilidad de los fabricantes para cómo utilizarlo e interactuar entre ellos no siempre es homogénea. Además, en la norma se encuentran numerosas aplicaciones opcionales a cumplir

(Opcional) u obligatorias (Mandatory). Esto genera un proceso iterativo que consiste en definir y fijar criterios que han terminado reflejándose tanto a nivel de especificación como a nivel de diseño de la ETF.

Caso real, reposición Unidad central PDB

Introducción a los objetos controlables

Antes de explicar un caso real, vamos a hacer una breve explicación de un objeto (DO) perteneciente a un Common Data Class (CDC) de tipo controlable (SPC). Estos son los tipos de datos que se pueden controlar (cambiar su valor) a través del servicio de control proporcionado por la norma IEC 61850Ed2, el cual se basa en mensajes MMS desde un cliente, el cual será, en el caso práctico del SAS, el HMI o el GTW. A modo de ejemplo un elemento controlable sería un interruptor que posee una orden desde despacho para realizar una maniobra de cierre o apertura. Este caso concreto sería un dato controlable de tipo DPC (doble) en lugar de simple (SPC).

A estos objetos en el proyecto i-DE se les ha denominado internamente “MANDOS”. Estos Mandos tienen diferentes atributos (DA) comunes, que son requeridos por la norma y requeridos por la especificación de i-DE.

A modo de ejemplo vamos a ver el Mando correspondiente al Permiso de cambio de barras que es utilizado en las instalaciones con topología en doble barra:

Para ello se debe modelar el Objeto SPCSO1 contenido en el nodo lógico GAPC y se utilizan los atributos stVal, Oper.ctval, opOk y opRcvd.

CODIGO DICCIONARIO	DESCRIPCION LARGA	Referencia 61850 Iberdrola						
		IdInst	Prefix	lnClass	lnInst	doName	fc	daName
POS006	PERMISO CAMBIO DE BARRAS ESTADO	iDE_CONTROL	PCAM	GAPC	1	SPCSO1	ST	stVal
POS007	PERMISO CAMBIO DE BARRAS MANDO	iDE_CONTROL	PCAM	GAPC	1	SPCSO1	CO	Oper.ctlVal
POS008	PERMISO CAMBIO DE BARRAS MANDO EMITIDO	iDE_CONTROL	PCAM	GAPC	1	SPCSO1	OR	opOk
POS807	PERMISO CAMBIO DE BARRAS MANDO RECIBIDO	iDE_CONTROL	PCAM	GAPC	1	SPCSO1	OR	opRcvd

Tabla I. (Modelo mando PCAM).

De la misma forma que al objeto controlable, en el sistema de la distribuidora se le ha denominado MANDO, a sus atributos se les ha dado la siguiente traducción:

stVal: ESTADO. Esta señal corresponde al atributo que indica el modo de funcionamiento del IED de acuerdo al mando.

Oper.ctlval: MANDO. Esta señal corresponde al atributo que se activa con la orden emitida desde un cliente.

OpOk: MANDO EMITIDO. Esta señal corresponde al atributo que se activa cuando tras haber recibido un MANDO y haber prosperado, se ha cambiado el respectivo ESTADO.

OpRcvd: MANDO RECIBIDO. Esta señal corresponde al atributo que se activa cuando tras haber recibido un MANDO, todavía no se ha cambiado el ESTADO.

Lógica reposición bloqueo al cierre desde la UC PDB

Como ya se ha introducido en el resumen del artículo, uno de los puntos críticos que se han detectado en el proyecto es el momento en el que los fabricantes de IEDs tienen que ceñirse a la especificación a la vez que cumplen con la norma IEC 61850Ed2. Para ello, es necesario llevar a cabo una serie de pruebas exhaustivas a la hora de llevar a cabo la validación de la solución. Como ejemplo se presenta a continuación una lógica de control real perteneciente al proyecto en el que se enmarca el actual trabajo, la cual corresponde al IED que hace la función de Unidad Central de la Protección Diferencial de Barras. Se da la siguiente casuística:

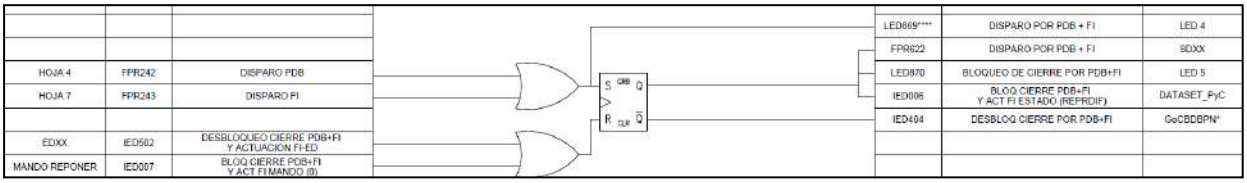


Figura 1. (Reposición bloqueo al cierre por PDB+FI).

En la lógica expuesta se explica uno de los comportamientos que debe tener el IED ante un disparo por PDB o FI.

Se dispone un biestable con prioridad al set, el cual es activado con cualquiera de las señales que genera el disparo por PDB o FI.

Con la salida no negada de este biestable se configura una salida digital del equipo para señalizar el disparo en un sinóptico, un led del equipo con la misma señalización y una señal de dicho disparo, que será reportada por comunicaciones para su envío al HMI y a telemando.

La reposición de este biestable se debe efectuar cuando deje de haber un disparo y se reciba una orden física mediante una entrada digital o una orden comunicada desde HMI o telemando.

Una vez repuesto el biestable, por su salida negada se debe enviar un Goose a todas las unidades bahía para que repongan su bloqueo al cierre.

Vemos que en esta lógica encontramos interviniendo el siguiente objeto controlable, cuyo modelo de datos se ha definido de la siguiente manera:

CODIGO DICCIONARIO	DESCRIPCION LARGA	Referencia 61850 Iberdrola						
		IdInst	Prefix	lnClass	lnInst	doName	fc	daName
IED006	BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI ESTADO	iDE_CONTROL	REPRDIF	GAPC	1	SPCSO1	ST	stVal
IED007	BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI MANDO	iDE_CONTROL	REPRDIF	GAPC	1	SPCSO1	CO	Oper.ctlVal
IED008	BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI MANDO EMITIDO	iDE_CONTROL	REPRDIF	GAPC	1	SPCSO1	OR	opOk
IED807	BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI MANDO RECIBIDO	iDE_CONTROL	REPRDIF	GAPC	1	SPCSO1	OR	opRcvd

Tabla II. (Modelo mando BLOQ CIERRE POR PDB+FI Y ACT FI).

Como única peculiaridad, hay que recalcar que la señal relativa al mando (oper.ctlVal) solo tiene un estado posible, es decir, desde un cliente solo se puede enviar la señal de reposición, no se envía la señal con la información de no reposición.

Retos surgidos al implementar la lógica

El reto que presentó esta lógica consistió en separar las variables de mando (oper.ctlVal) y estado (stVal) ya que, como se puede observar en la lógica, vemos que el estado del DO puede ser repuesto por un elemento físico de la posición, como es un pulsador, y a su vez tenemos condiciones de disparo que deben impedir que el mando prospere y cambie el estado correspondiente. Este planteamiento difiere de los mandos usuales de apertura y cierre sobre aparamenta.

Pruebas realizadas

La prueba realizada para comprobar la funcionalidad fue la siguiente:

P-87B-C.REPOS BLOQ CIERRE

Descripción: El objetivo es el de comprobar que se cumplen los ajustes introducidos para la función de protección. Pruebas de reposición.

Condiciones previas: Se considera para estas pruebas la inyección en una bahía conectada a una barra. Probamos barra A1, generando disparo PDB en fase A.

Ensayo:

- 1_1: Barras A1. Prueba disparo PDB. Inyección única en una bahía, fase A:
  Se inyecta intensidad por fase A, con valor el doble del ajuste de intensidad nominal. Comprobar que se emite la señal de bloqueo a telemando. Comprobar LED870 – BLOQUEO DE CIERRE POR PDB+FI encendido.
- 1_2: Barras A1. Prueba disparo PDB. Inyección única en una bahía, fase A:
  Sin parar la inyección de intensidad por fase A. Emitir mando IED007 – BLOQ CIERRE PDB+FI Y ACT FI MANDO (0). Comprobar que continúa emitiéndose la señal de bloqueo. Maniobrar pulsador IED502 – DESBLOQ CIERRE PDB+FI Y ACT FI. Comprobar que continúa emitiéndose la señal de bloqueo.
- 1_3: Barras A1. Prueba disparo PDB. Inyección única en una bahía, fase A:
  Se para la inyección de intensidad por fase A. Comprobar que continúa emitiéndose la señal de bloqueo.
- 1_4: Barras A1. Prueba disparo PDB. Inyección única en una bahía, fase A:
  Emitir mando IED007 – BLOQ CIERRE PDB+FI Y ACT FI MANDO (0). Comprobar que se deja de emitir la señal de alarma. Comprobar que se apaga el LED.
- 1_5: Barras A1. Prueba disparo PDB. Inyección única en una bahía, fase A:
  Repetir apartado 1_1 y 1_2. Maniobrar pulsador IED502 – DESBLOQ CIERRE PDB+FI Y ACT FI. Comprobar que se deja de emitir la señal de alarma. Comprobar que se apaga el LED.

En el ensayo 1_2 se detectó una no conformidad, el comportamiento era el siguiente:

Sin haber despejado el disparo, existía la posibilidad de realizar un mando que forzase la señal de estado indicando al despacho que se había repuesto el bloqueo que se genera por dicho disparo.

Como resultado preliminar se concluye que el equipo cumplía con la norma IEC 61850Ed2, en cuanto al servicio de mandos se refiere pero, no a la especificación y ETF. El fabricante en test no conseguía un buen funcionamiento.

Propuestas

Tras un primer análisis se barajan las siguientes soluciones:

- Crear una variable auxiliar en un objeto genérico para enviar el estado de la reposición a telemando. De esta forma se atacaría a la reposición del biestable con el estado IED006. Esta opción se descarta puesto que se pierde información en el modelo de datos, ya que no se trabaja con un solo objeto controlable que intercambie al exterior de IED la información de la reposición. Además, esta solución, implicaba no ceñirse a la especificación.

- Plantear bloqueos CILO propuestos por la norma para bloqueos que modelan mandos de la aparamenta de potencia.

- Estudiar el software del fabricante para hacerlo más flexible y adaptarlo a la especificación.

Conclusiones

El ambicioso proyecto Nuevo SAS 61850 está realizando el proceso de renovación de la normalización de la compañía i-DE cumpliendo con los estándares buscados. Se ha probado en pilotos de niveles de tensión MT y el proyecto actualmente se mantiene en curso extendiéndose al resto de topologías y niveles de tensión de la compañía.

Se expone cómo el proceso de diseño y validación de la normalización realiza comprobaciones del correcto traslado de esta al sistema IEC61850. Cumpliendo de esta manera con el funcionamiento deseado y manteniendo el modelo de datos exigido en la especificación. En concreto se ha mostrado un caso práctico con el que se ha concluido configurando una lógica interna, de forma que se rechace el mando en caso de no haber cesado el disparo por PDB+FI.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento al equipo de personas colaborando en el proyecto Nuevo SAS 61850. En especial a i-DE tanto por acceder a exponer el proyecto, como por sus comentarios sobre el artículo.

REFERENCIAS

[1] A. Arroyo, C. Albero, D. Hernando, E. Martínez, Y. Galve; I Congreso de Redes Inteligentes 2022, “HERRAMIENTA DE PRUEBAS Y VERIFICACIÓN IEC61850”

[2] J. Torres, Y. Galve, C. Ranea, M. Avery; V Congreso Smart Grids 2019, “Proyecto I-DEAS: Interoperabilidad IEC 61850 en los servicios del operador de distribución. Metodología de normalización y piloto en subestación real”

ANALISIS DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN, A PARTIR DE MEDIDAS DE CONTADORES INTELIGENTES

Izar Lopez-Ramirez, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Iñigo Cobelo, Hubbell, Inc
J. Emilio Rodríguez-Seco, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Inmaculada Zamora, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

Resumen: La topología de la red eléctrica de distribución, en baja tensión, determina a qué línea y fase están conectados los activos de la red (consumidores finales, generación distribuida, transformadores…). Conocer esta topología de forma precisa es esencial para una explotación óptima de la red de distribución. Sin embargo, en muchas ocasiones el modelo topológico de red de las compañías distribuidoras no es completo, especialmente en baja tensión, dada la amplitud y dispersión de dicha red. Además, en las redes de distribución se producen cambios de conectividad, según las necesidades de explotación, que no se tienen continuamente actualizados. Es decir, la topología de la red en baja tensión no es conocida con precisión. Esta comunicación estudia la viabilidad de emplear las medidas de los contadores inteligentes avanzados y de segunda generación que sean capaces de medir y transmitir medidas de tensión sincronizadas entre los diferentes puntos de medida (incluyendo el ángulo), para determinar la topología de las redes de baja tensión. Mediante un estudio de la sensibilidad de tensión en los consumidores finales, el objetivo es determinar los parámetros necesarios para la identificación de la topología de red de distribución, así como los requisitos de dichos parámetros. El estudio se ha iniciado mediante simulaciones llevadas a cabo sobre redes norteamericanas, que han demostrado la posibilidad de determinar la topología de la red, así como conocer a qué fase está conectado cada consumidor. Todo ello, a partir de las medidas de los contadores inteligentes.

Palabras clave: Distribución Eléctrica, Red Radial, Smart Meter, Topología de Red, Fasor de Tensión.

INTRODUCCIÓN

Los modelos de topología de red precisos son fundamentales para el análisis, la operación y la planificación de los sistemas eléctricos. Para controlar y operar la red eléctrica con componentes activos, se necesitan modelos trifásicos que la representen adecuadamente.

Las empresas eléctricas a menudo tienen información limitada o poco confiable para identificar la fase (A, B, C) de las cargas conectadas. Además, los cambios de fase debidos a las actividades de restauración, reconfiguración y mantenimiento pueden ocurrir con frecuencia en las redes de distribución, y dichos cambios no siempre se rastrean continuamente.

Como parte importante del sistema de distribución de energía, la red de distribución de baja tensión está directamente conectada con un gran número de clientes residenciales y comerciales. Con la mejora del nivel de inteligencia y automatización de la red de distribución, especialmente la implementación de la nueva generación de contadores inteligentes avanzados, va a ser posible adquirir mediciones de fasores sincronizados de tensión, i.e. módulo y ángulo de la tensión en los puntos de consumo de baja tensión. Estas mediciones brindan una oportunidad para el establecimiento del modelo de topología en la red de distribución de baja tensión.

Este documento estudia el perfil de las medidas de tensión y ángulo obtenidas por los contadores inteligentes avanzados para la posible identificación de la conexión de los consumidores a los alimentadores y fases, en redes radiales de baja tensión americanas. El objetivo es analizar, a través de medidas de contadores inteligentes, si se puede apreciar la topología de red, así como la calidad de las medidas necesarias. Se evalúa también su posible extensión a las redes de distribución europeas.

METODOLOGÍA

Este documento estudia la topología de la red de distribución de baja tensión norteamericana basándose en simulaciones de mediciones avanzadas de contadores inteligentes. Para ello se ha empleado la red de prueba IEEE 8500 (Arritt & Dugan, 2010) que representa un gran alimentador de distribución radial típico norteamericano. La red incluye los elementos que se pueden encontrar en un alimentador de distribución de media tensión norteamericano:

reguladores de tensión y bancos de condensadores por fase, y transformadores de servicio. Cuenta con 4708 clientes residenciales en baja tensión.

Mediante la herramienta de simulación OpenDSS (Open Distribution System Simulator) (Dugan, 2020), se han ejecutado flujos de carga sobre la red IEEE 8500 para simular la tensión en los puntos de los consumidores medida por los contadores inteligentes. En todas las simulaciones los bancos de condensadores están conectados y la tensión en los buses se controla empleando los reguladores de tensión. Se ha analizado la variación de la tensión en los buses de baja tensión a través del alimentador y para diferentes valores de carga. El objetivo es determinar mediante simulación si se puede conocer la topología de la red a través de las medidas avanzadas de fasores de tensión obtenidas a partir de los contadores inteligentes y que precisión deben tener dichas mediciones. Los resultados se han analizado usando Python.

En la Figura 1 se muestra la topología de la red IEEE 8500. Para el análisis de los resultados, se ha dividido la red en múltiples zonas. Cada zona (zona 1 en azul, zona 2 en amarillo, zona 3 en rosa y zona 4 en verde) corresponde a las ramas que se regulan a través de los reguladores de tensión indicados con una estrella. Cada zona se ha dividido en diferentes subzonas en base a los bancos condensadores, indicados con un triángulo, o regiones topológicas como ramificaciones. El bus conectado a la subestación de alta tensión se encuentra en la zona 1 (azul) y se ha indicado con un cuadrado en la Figura 1.

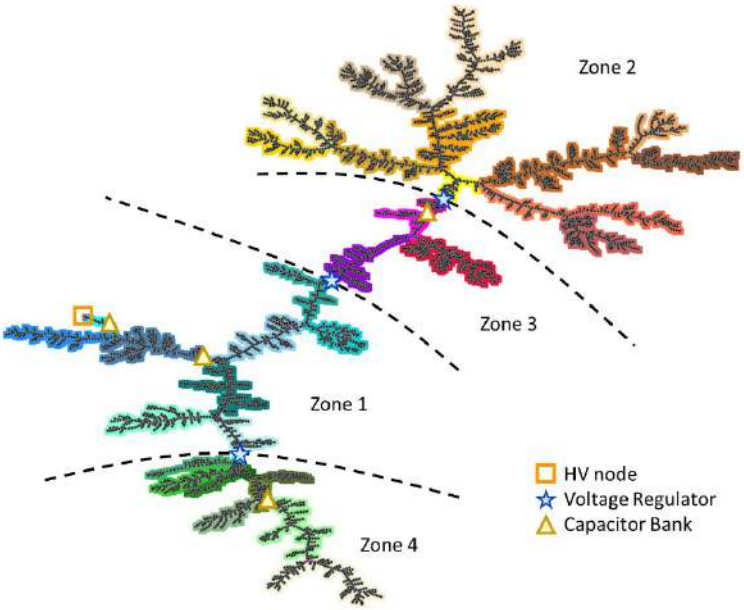


Figura 1. Topología Red IEEE 8500 real con sus diferenteszonas.

Los contadores inteligentes empleados proporcionan el módulo de la tensión cada 15 minutos y el ángulo de la tensión una vez al día. Se ha estimado que cuando se obtiene el fasor de tensión (módulo y ángulo), las cargas residenciales consumen entre el 39% y 56% de su potencia nominal, siendo la mediana el 42%. En todos los casos el factor de potencia de las cargas residenciales es constante con valor 0,97. Se ha ejecutado un flujo de cargas para el 42% de la potencia nominal de las cargas residenciales con el objetivo de evaluar la caída de tensión a través del alimentador. A continuación, se han ejecutado otros dos flujos de carga, para el 39% y 56% de la potencia activa de las cargas residenciales, para analizar la variación de la tensión bajo diferentes perfiles de consumo. Finalmente se ha realizado una simulación con perfiles de cargas residenciales durante año entero para ver cuál es el fasor de la tensión medido por los contadores inteligentes.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Caída de tensión a través del alimentador

Los flujos de carga realizadas indican que mediante una medida precisa del ángulo de la tensión de los contadores inteligentes avanzados es posible determinar a qué fase está conectado cada consumidor. Una vez conocida dicha fase, se debe de analizar cuál es la posición relativa de cada consumidor respecto a otros consumidores, para poder conocer la topología de la red.

En la Figura 2 se muestra el fasor de tensión medido por los contadores de los consumidores en baja tensión para el 42% de su potencia nominal. El eje horizontal es el módulo de la tensión en voltios y el eje vertical el ángulo de la tensión en grados. Cada punto corresponde a un contador inteligente y se han dividido en tres gráficos, uno para cada fase. Los colores corresponden a las zonas marcadas en la Figura 1. Se puede apreciar como los grupos de contadores inteligentes de las diferentes ramas indicadas con diferentes colores de las zonas de la Figura 1 se mantienen en los perfiles de tensión de la Figura 2.

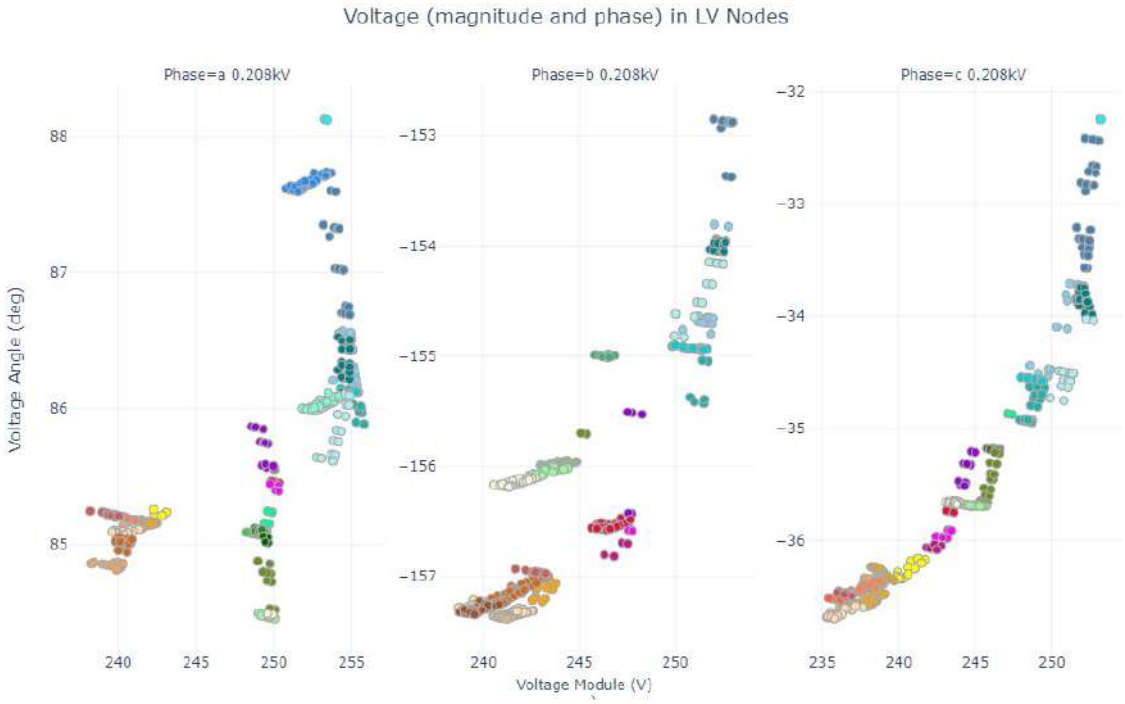


Figura 2. Simulación del fasor de tensión medido por los contadores intelitentes avanzados en la red IEEE 8500.

En la Figura 2 se puede apreciar como cae la tensión a través de las ramas del alimentador. El modelo no incorpora generación por lo que como podíamos esperar, los buses más cercanos a la subestación de alta tensión son los buses con mayor tensión (en azul claro arriba a la derecha en la fase A y C). A medida que los buses se alejan de la fuente, debido a la caída de tensión de las líneas, el módulo de la tensión disminuye. La inductancia de las líneas causa una disminución del ángulo de la tensión en los consumidores finales.

Analizando el gráfico correspondiente a la fase C (Figura 2, a la derecha), el consumidor más cercano a la subestación es el punto de arriba a la derecha correspondiendo al que tiene mayor módulo de tensión (254 V). A medida que los consumidores se alejan de la subestación se aprecia una caída de la tensión en la zona 1 (azules) hasta llegar al último bus con una tensión de 247 V. La zona 3 (rosa) tiene una tensión menor que en la zona anterior, zona 1 (azul). Debido al efecto de los reguladores de tensión y bancos de condensadores la caída no es lineal. Volviendo al gráfico de la fase C, el banco de condensadores de la zona 4 (verde) causa que la caída de tensión para los buses con 245 V a través de esa rama no disminuya tanto como las demás.

Analizando la Figura 2 se pueden identificar a simple vista las diferentes zonas en la red radial, así como los consumidores más cercanos a la fuente de tensión. También se puede apreciar el efecto de los bancos de condensadores y los reguladores de tensión. Para poder identificar la topología de red es necesario analizar el fasor de tensión, módulo y ángulo, en las tres fases por separado.

Variación de tensión para diferentes cargas

Se han realizado dos flujos de cargas adicionales para condiciones de carga nominal (39% y 56%). En la Figura 3 se le han añadido barras horizontales y verticales indicado el promedio de la variación del fasor de tensión medida por los contadores inteligentes al variar la carga. La barra horizontal indica el promedio de la variación del módulo de la tensión al variar la carga, mientras que la vertical indica el promedio de la variación del ángulo de la tensión al variar la carga. Comparando la Figura 2 y la Figura 3, se puede apreciar que al variar la carga los grupos de contadores inteligentes de diferentes zonas se mantienen en la Figura 3.

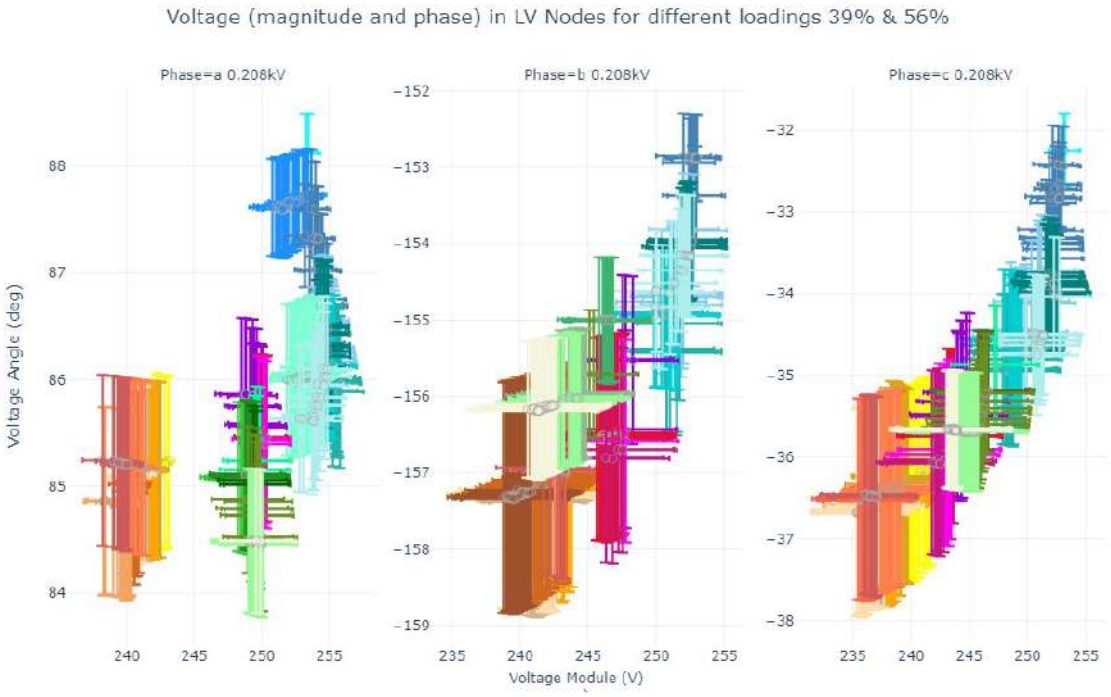


Figura 3. Simulación de la variación del fasor de tensión en los contadores inteligentes bajo diferentes niveles de carga.

En la Tabla I se han resumido la potencia consumida en cada simulación, así como las pérdidas en las líneas. En la Figura 4 se muestra la diferencia de la variación del fasor de tensión al aumentar y disminuir la carga por separado. Al aumentar la carga, la potencia consumida y las pérdidas en la línea aumentan. El aumento de las pérdidas en las líneas causa una caída de tensión en módulo y ángulo en los consumidores finales. Sin embargo, debido al efecto de los reguladores de tensión el módulo de la tensión varía poco al aumentar la carga y como se puede apreciar en la Figura 4 al aumentar la carga los reguladores de tensión reducen la caída de tensión en los consumidores residenciales. El ángulo de la tensión, en cambio, disminuye al aumentar la carga, ya que los bancos de condensadores siempre están conectados.

Carga	P total (kW)	Q total (kVar)	P line loss (kW)	Q line loss (kVar)
39%	4511	2799	179	218
42%	4814	2519	201	254
56%	6592	1778	338	470

Tabla I. Potencia consumida y pérdidas en las líneas para los tres niveles de carga.

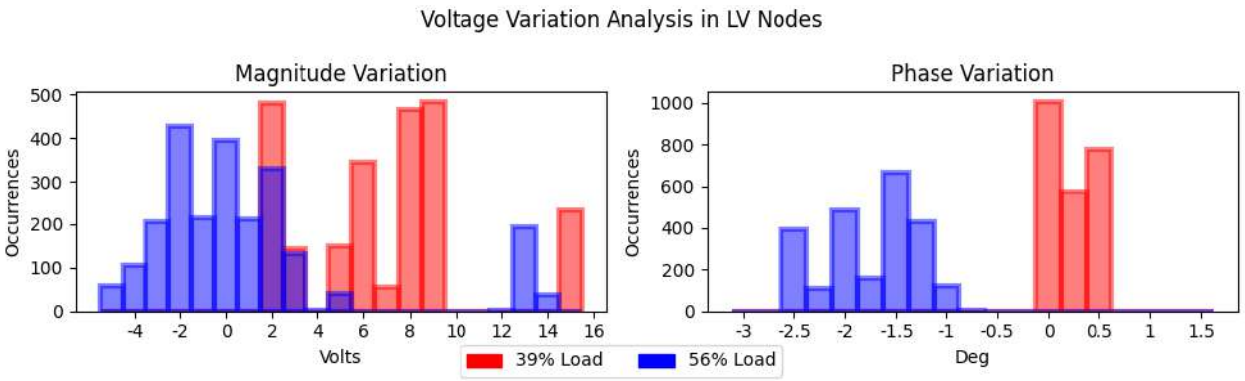


Figura 4. Variación del módulo y el ángulo de la tensión en los contadores inteligentes para diferente nivel de carga.

En la Figura 5 se muestran los resultados del módulo y el ángulo de la tensión de los contadores inteligentes simulados durante un año. En la Figura 5, el módulo de los contadores inteligentes de la zona 2, en amarillo, debido al efecto de los reguladores de tensión varia de un día a otro. Esta variación del módulo de la tensión en los consumidores de baja tensión facilita la identificación de los reguladores de tensión en media tensión. En la Figura 6 se muestran los ángulos de la tensión de los consumidores durante un mes. El efecto de los reguladores de tensión no se aprecia en el ángulo de la tensión de los contadores inteligentes, donde los consumidores más alejados de la fuente de tensión tienen un ángulo menor causado por las pérdidas inductivas en las líneas.

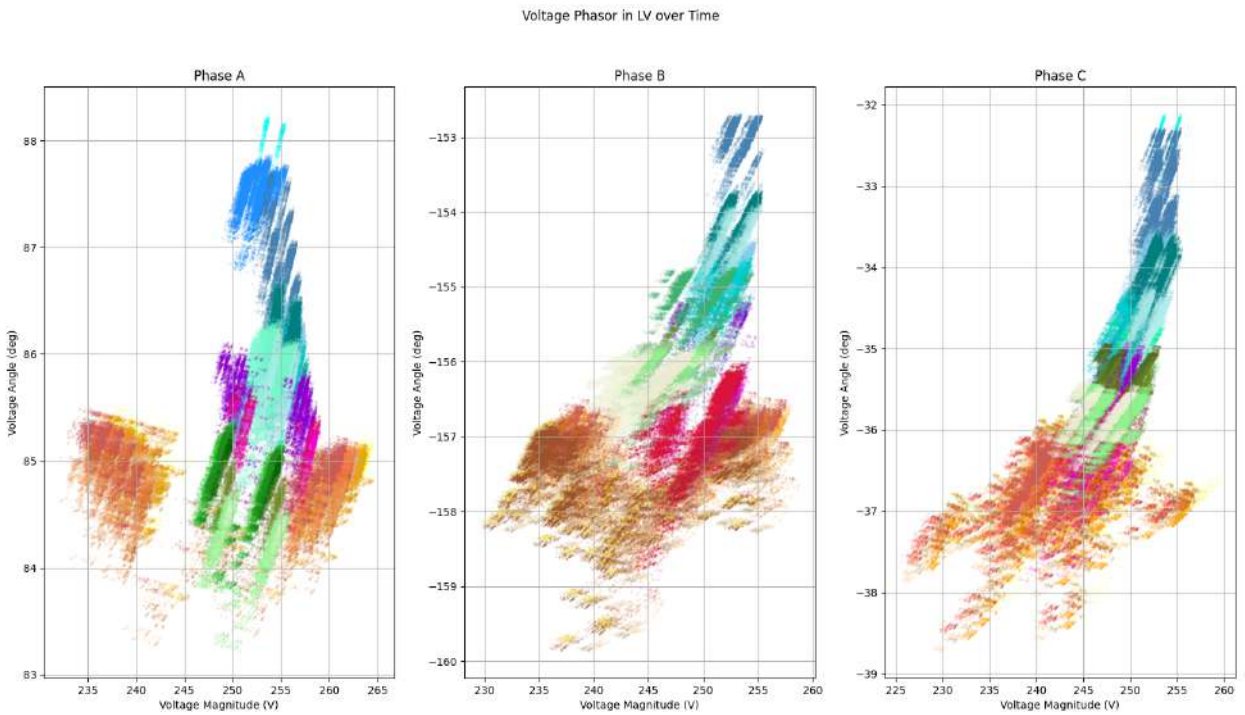


Figura 5. Simulación del fasor de la tensión en los contadores inteligentes durante un año.

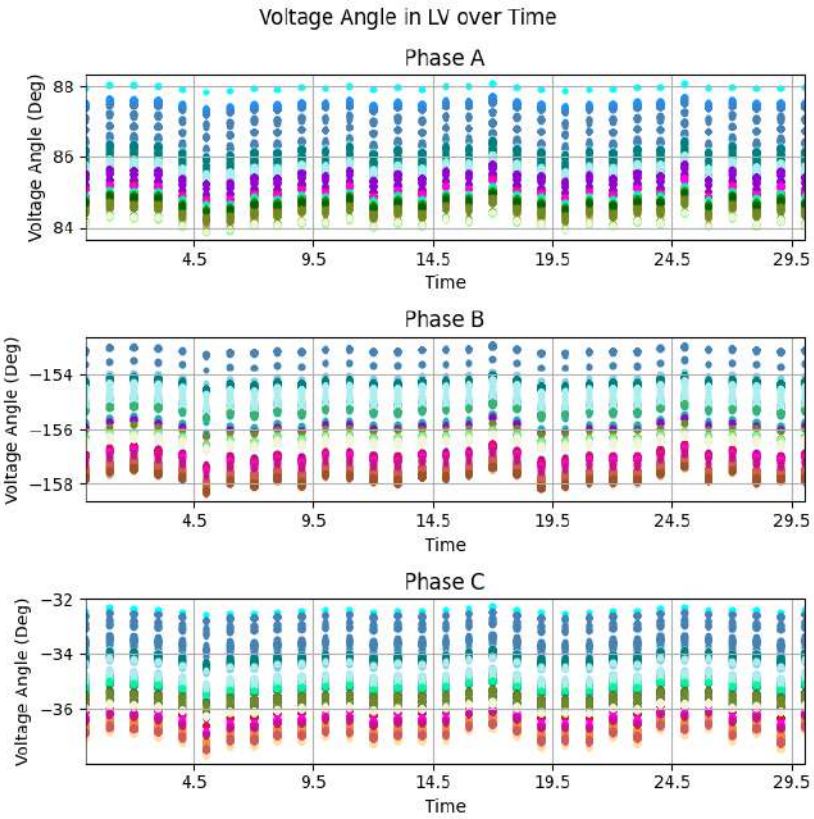


Figura 6. Simulación del ángulo de la tensión en los contadores inteligentes durante un mes.

CONCLUSIONES

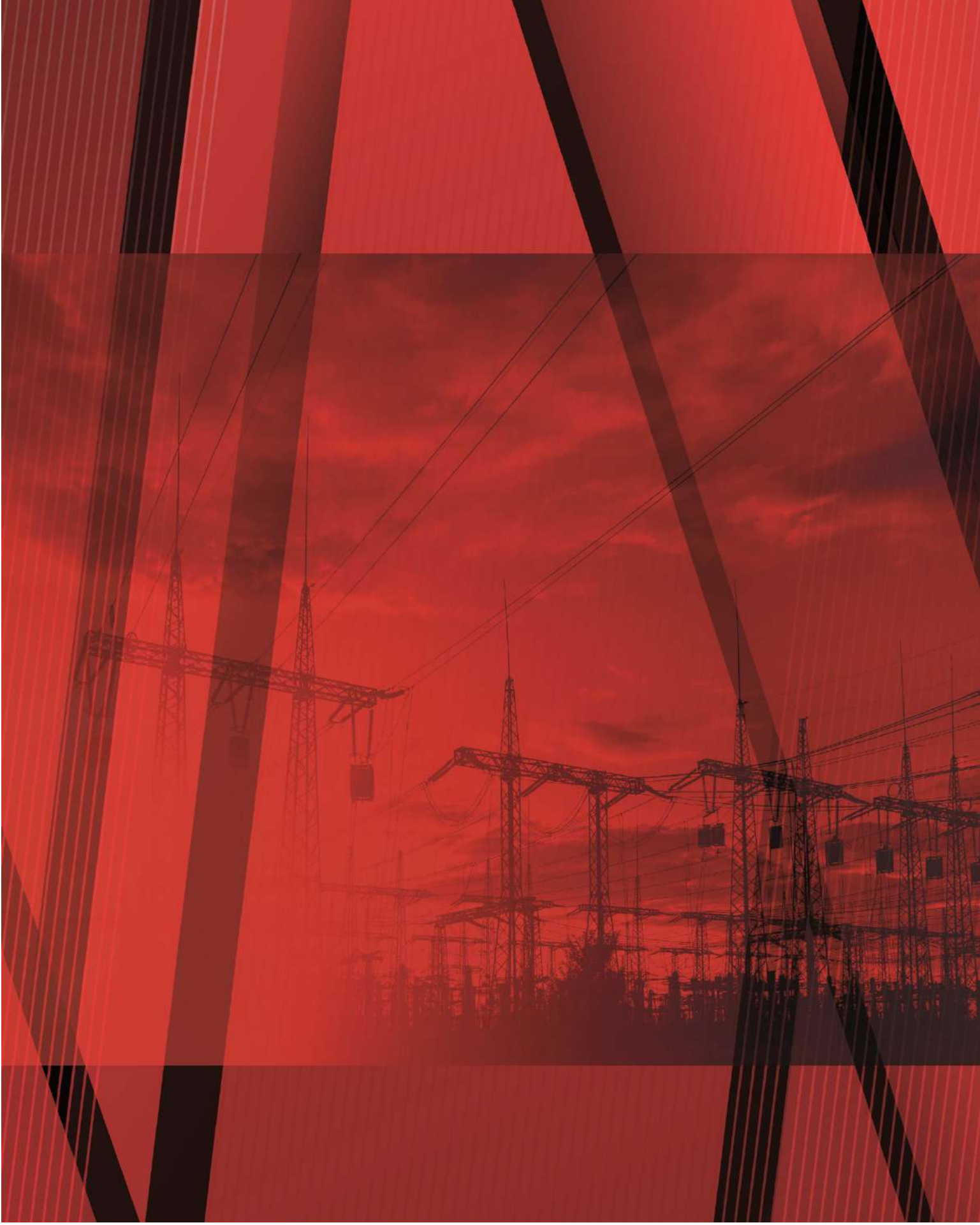
Los fasores de tensión (módulo y ángulo) obtenidos a partir de los contadores inteligentes de nueva generación en baja tensión reflejan la topología de la red de media y alta tensión y por lo tanto abren la posibilidad de desarrollar algoritmos de identificación topológica. Al realizar simulaciones de las medidas obtenidas por los contadores inteligente durante un año, se aprecia el efecto de los reguladores de tensión.

Por lo que a través de las medidas reportadas por los contadores inteligentes se podría determinar la topología de la red visualmente, así como identificar los elementos de regulación de la tensión.

Analizando la variación de tensión que se produce en los consumidores finales entre los momentos de mayor y menor carga, se estima que con una precisión de medida de 0,5 grados y 1 V sería suficiente para determinar la topología de la red a través de las medidas de los contadores inteligentes.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer a Hubbell Inc, TECNALIA y a la Universidad del País Vasco (UPV/EHU) por sus valiosas contribuciones.

REFERENCIAS

[1] Arritt R.F. & Dugan R.C., 2010, "The IEEE 8500-node test feeder," IEEE PES T&D 2010.
[2] Dugan, R.C., 2020, "Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)", EPRI.