V CONGRESO DE REDES ELÉCTRICAS

INNOVACIÓN • FLEXIBILIDAD • DIGITALIZACIÓN • RESILIENCIA

3 · 4 de NOVIEMBRE • LIBRO DE COMUNICACIONES



Organiza

ITE CENTRO TECNOLÓGICO

FutuRed

Apoyo institucional

POLITÉCNICA | UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID | INDUSTRIALES ETSII | UPM

Patrocinadores

Schneider Electric · SIEMENS · ZIV Making the Smart Grid Real · ormazabal velatia · MathWorks · ÍNDICE

ÍNDICE

P. 5 **PRÓLOGO**

P. 6 **ÍNDICE COMITÉS**

COMUNICACIONES

P. 7 **1. EL CONTEXTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS**

P. 8 1.1 DE ANTICIPAR A OPERAR: REPRESENTACIÓN DE LA DINÁMICA TERRESTRE PARA REDES ELÉCTRICAS RESILIENTES.

P. 15 1.2 UNA APROXIMACIÓN VERTICAL A LA GESTIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

P. 21 1.3 MARCO METODOLÓGICO INTEGRADO PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS DE INUNDACION ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO EN INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.

P. 27 **2. NUEVA DINAMIZACIÓN EN LA RED Y NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO**

P. 28 2.1 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO COMO SISTEMA DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

P. 34 2.2 VEHÍCULOS ELECTRICOS V2G COMO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO. ANALISIS DE EFICIENCIA.

P. 39 2.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CONEXIONES FLEXIBLES EN BAJA TENSIÓN. APLICACIÓN AL DESPLIEGUE DE INFRAESTRUCTURA DE CARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO EN BENIDORM.

P. 45 2.4 FLEXIBILITY FOR THE FUTURE OF THE SPANISH GRID. LESSONS FROM EUROPEAN DISTRIBUTION UTILITIES. *English*.

P. 51 2.5 OPTIMIZACIÓN DE LA RECARGA DE FLOTAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN COORDINACIÓN CON LAS NECESIDADES DEL DSO.

P. 57 2.6 ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL V2X EN LA FLEXIBILIDAD Y LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL PARA EL HORIZONTE 2050 MEDIANTE PYPSA.

P. 63 2.7 COFLEX-T: CONTROL COORDINADO DE FLEXIBILIDAD Y TRANSFORMADOR OLTC PARA REDE.S

P. 69 2.8 CADA RED NECESITA SU PATRÓN. DISEÑO DE PATRONES DE ACCESO FLEXIBLE TIPO 0 EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE PERFIL DIVERSO.

P. 76 2.9 BRAIN2POWER: NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO BASADOS EN GESTIÓN DE FLEXIBILIDAD, MERCADOS LOCALES Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS CON VIRTUAL POWER PLANT.

P. 82 2.10 OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE PLANTAS CSP DE TORRE PARA LA PROVISIÓN DE SERVICIOS DE BALANCE: EL PROYECTO SUN-DT Y LA HERRAMIENTA D-OPT

P. 89 2.11 HERRAMIENTA DE PLANIFICACIÓN DEL DESPLIEGUE DE OPS EN LOS PUERTOS ESPAÑOLES PARA EL AÑO 2035.

P. 95 2.12 HIBRIDACIÓN DE HIDRÓGENO Y BATERÍA EN APLICACIONES DE MOVILIDAD LIGERA. METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD

P. 101 2.13 OPPORTUNITY COST ANALYSIS OF AGGREGATED DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES FOR PARTICIPATION IN LOCAL FLEXIBILITY MARKETS. *English*.

P. 107 2.14 FLUJO DE TRABAJO BASADO EN UN MODELO ÚNICO PARA DISEÑAR Y VALIDAR TRANSICIONES EN MICRORREDES INDUSTRIALES

P. 113 **3. AUTOMATIZACIÓN DE LA BAJA TENSIÓN**

P. 114 3.1 HACIA UNA RED DE BAJA TENSIÓN INTELIGENTE - AUTOMATIZACIÓN DISTRIBUIDA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

P. 120 3.2 SMARTSENSE. DEL SENSOR AL EVENTO. DIAGNÓSTICO MULTIFÍSICO Y EDGE RESILIENTE PARA EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

P. 125 3.3 DETECCIÓN DE ANOMALÍAS EN LAS ESTACIONES DE RECARGA RÁPIDA DE CORRIENTE CONTINUA.

ÍNDICE

P. 131 3.4 INFRAESTRUCTURA INTELIGENTE DE ALIMETACIÓN.

P. 138 3.5 NUEVA AUTOMATIZACIÓN MT. ARQUITECTURA MODULAR, INTERCAMBIABLE Y CIBERSEGURA PARA LA RED DIGITAL DE I-DE.

P. 142 3.6 DEL DIAGNÓSTICO A LA SOLUCIÓN. LA IMPORTANCIA DE SELECCIONAR Y PARAMETRIZAR LA SOLUCIÓN ADECUADA PARA LAS REDES DE BT.

P. 148 3.7 SOLUCIÓN INTEGRAL DE ANÁLISIS Y EQUILIBRADO ACTIVO DE FASES PARA LA MITIGACIÓN DE DESEQUILIBRIOS DE TENSIÓN.

P. 154 **4. TECNOLOGÍAS DE DIGITALIZACIÓN**

P. 155 4.1 APOWER SYSTEM STATE ESTIMATION USING PHYSICS-INFORMED RECURRENT NEURAL NETWORKS.

P. 161 4.2 REDESPACHO INTELIGENTE PARA ALIVIO DE CONGESTIONES EN REDES ELÉCTRICAS CON ENERGÍAS RENOVABLES. UN ENFOQUE BASADO EN APREND.

P. 166 4.3 EPICS: PLATAFORMA EDGE-CLOUD ABIERTA PARA LA DIGITALIZACIÓN INTELIGENTE DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

P. 172 4.4 AUTOMATIZACIÓN EN EL DISEÑO SOSTENIBLE. VERIFICACIÓN NORMATIVA DE LÍNEAS ELÉCTRICAS MEDIANTE INTELIGENCIA ARTIFICIAL PARA LA PROTECCIÓN DE LA AVIFAUNA.

P. 179 4.5 MARCO DE ESTANDARIZACION PARA REDES MVDC EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN HÍBRIDOS AC-DC.

P. 184 4.6 DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE RECARGA VIRTUAL OCPP 2.LITE EMBEBIDA SOBRE ESP32-S3.

P. 190 4.7 CUANTIZACIÓN DE MODELOS IA SOBRE ENTORNOS EDGE DE CAPACIDAD REDUCIDA.

P. 196 4.8 INFRAESTRUCTURA INTELIGENTE DE ALIMENTACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN SOSTENIBLE DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

P. 202 4.9 SIORD: DE LOS DATOS A LA FLEXIBILIDAD. UNA INFRAESTRUCTURA COMÚN PARA LAS CONEXIONES FLEXIBLES Y LOS SERVICIOS LOCALES DE FLEXIBILIDAD.

P. 208 4.10 INTEGRACIÓN BIM PARA EL CÁLCULO Y VISUALIZACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS EN AUTODESK REVIT

P. 214 **5. EQUIPOS AVANZADOS DE CONTROL**

P. 215 5.1 CONSTRUYENDO UNA RED MÁS RESILIENTE: DESPLIEGUE MAMSIVO DE EQUIPOS AMI DE SEGUNDA GENERACIÓN.

P. 216 5.2 PRUEBAS RTDS DE REGULACIÓN POR COMPUNDAJE DE REACTIVA EN TRANSFORMADORES DISPARES.

P. 228 5.3 PASSIVE FIBRE-OPTIC MONITORING SYSTEM FOR PARTIAL DISCHARGE DETECTION IN LONG HIGH-VOLTAGE CABLES. *English*

P. 234 5.4 ADVANCED EARTH-FAULT DETECTION AND LOCATION IN RESONANT-EARTHED DISTRIBUTION NETWORKS: RESULTS FROM A 33-11 KV UTILITY FIELD TRIAL

P. 240 5.5 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUAR Y REDUCIR LA INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA INCORPORACIÓN DE EQUIPOS PRIME 1.4 EN LA RED DE TELEGESTIÓN DE UFD.

P. 246 5.6 DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UN SMART BMS INALÁMBRICO PARA LA MONITORIZACIÓN, PROTECCIÓN Y GESTIÓN AVANZADA DE BATERÍAS.

ÍNDICE

P. 251 **SECCIÓN ACADEMIA**

P. 252 6.1 MODELADO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS TRIFÁSICOS DESEQUILIBRADOS EN VERAGRID.

P. 256 6.2 OPTIMIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN EN EL MERCADO DIARIO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE MICRORREDES CON ALMACENAMIENTO HIBRIDO MEDIANTE PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA ENTERA MIXTA CON RESTRICCIONES CUADRÁTICAS.

P. 262 6.3 EVALUACION DE ALGORITMOS DE DESPACHO EN EL SISTEMA ELECTRICO ESPAÑOL.

P. 268 6.4 CONTROL FCS MPC DE UN INVERSOR ANPC DE TRES NIVELES CONECTADO A LA RED MEDIANTE UN FILTRO L: COMPENSACIÓN DEL RETARDO Y CONTROL DE LA FRECUENCIA DE CONMUTACIÓN.

P. 274 6.5 COORDINACIÓN MEDIANTE CONTROL PREDICTIVO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA, ALMACENAMIENTO Y MOVILIDAD ELÉCTRICA EN UNA VPP.

P. 281 6.6 DISEÑO Y DESARROLLO DE UN DISPOSITIVO PONIBLE DE SEGURIDAD PARA LA DETECCIÓN DE PROXIMIDAD EN LÍNEAS DE TENSIÓN DE 15 KV, 20 KV Y 30 KV.

P. 287 6.7 RELAY ASSIGNMENT TO ENSURE UFLS SCHEME ROBUSTNESS. *English*

P. 293 6.8 OPTIMAL MODEL GRANULARITY FOR BUILDING DIGITAL TWINS IN ELECTRICAL AND THERMAL ENERGY FLEXIBILITY ASSESSMENT. *English*

P. 299 6.9 ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA EN DOS ETAPAS PARA LA PARTICIPACIÓN DE UN AGREGADOR EN MERCADOS DE FLEXIBILIDAD.

P. 304 6.10 COORDINACIÓN JERÁRQUICA EN BUCLE CERRADO DE LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS PARA LA GESTIÓN DE CONGESTIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DESEQUILIBRADAS CON FOTOVOLTAICA

P. 310 6.11 IMPLEMENTACIÓN DE UN NODO DE TELEMETRÍA INALÁMBRICA PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

P. 316 6.12 INTEGRACIÓN DE PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS. COORDINACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS Y CÁLCULO DE MODELOS REDUCIDOS PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD.

P. 322 **SECCIÓN START-UP**

P. 325 **SECCIÓN PUBLICIDAD**

PRÓLOGO

Las redes eléctricas afrontan una etapa decisiva para el futuro del sistema energético. La electrificación de la economía, el crecimiento de las energías renovables, el almacenamiento energético y la incorporación de nuevos recursos energéticos distribuidos están transformando profundamente las necesidades del sistema y reforzando el carácter estratégico de las infraestructuras eléctricas.

La evolución reciente de la planificación energética y el impulso a las inversiones en infraestructuras eléctricas refuerzan el reconocimiento de las redes como un activo estratégico para acompañar la transición energética, facilitar la integración de nueva generación renovable y reforzar la competitividad de nuestra economía.

La resiliencia se ha consolidado como una prioridad compartida por todo el sector eléctrico. La capacidad de las redes para anticipar riesgos, adaptarse a nuevas condiciones operativas y responder eficazmente ante eventos extremos constituye hoy uno de los grandes desafíos de la transición energética. La resiliencia climática requiere combinar nuevas capacidades digitales con inversiones sostenidas en la red para reforzar las infraestructuras, aumentar su capacidad de adaptación y garantizar la seguridad y calidad de suministro.

Asimismo, la **digitalización y la innovación tecnológica están revolucionando la manera en que planificamos y operamos las redes eléctricas**. La inteligencia artificial, la automatización, la sensorización avanzada, los gemelos digitales, o la ciberseguridad están proporcionando nuevas capacidades para mejorar la eficiencia, la monitorización y la gestión de infraestructuras cada vez más complejas. En paralelo, el **almacenamiento energético, la gestión activa de la demanda y otros mecanismos de flexibilidad** aportan herramientas adicionales para optimizar la operación del sistema.

Las comunicaciones recogidas en este libro reflejan con claridad esta evolución. Los trabajos presentados en la **V Edición del Congreso de Redes Eléctricas de FutuRed** abordan algunos de los ámbitos de mayor relevancia para el futuro del sector: resiliencia, flexibilidad, almacenamiento energético, automatización, digitalización avanzada, inteligencia artificial, ciberseguridad, electrónica de potencia, comunidades energéticas y nuevas soluciones para la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos.

Asimismo, esta edición vuelve a poner de manifiesto el valor de la colaboración entre empresas, operadores de red, fabricantes, universidades, centros tecnológicos, startups y administraciones públicas. **La colaboración impulsada desde FutuRed permite compartir conocimiento, alinear esfuerzos y acelerar el desarrollo de soluciones** capaces de dar respuesta a los desafíos de las redes eléctricas del presente y del futuro.

Quisiera agradecer especialmente a las empresas patrocinadoras que hacen posible esta edición: **Ariadna**, **Arteche**, **Megger**, **Ormazabal**, **Schneider Electric**, **Siemens**, **MathWorks y ZIV**, así como a la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid, al Comité Técnico y Académico, a los autores de las comunicaciones y a todos los profesionales que contribuyen diariamente al desarrollo de unas redes eléctricas más resilientes, inteligentes y sostenibles.

Mónica Puente



Presidenta de FutuRed

ÍNDICE COMITÉS

COMITÉ TÉCNICO GENERAL

Juan María García, Ingeteam
Javier Figuera Pozuelo, Red Eléctrica
Rosalía Rivas Saiz, Red Eléctrica
Óscar Izquierdo, CEDER-CIEMAT
Mariano Gaudó Navarro, UFD
Javier Pérez Pastor, COIIM
Ángel Silos Sánchez, Schneider Electric España
Anabel Soria Esteve, Instituto Tecnológico de la Energia (ITE)
José Emilio Rodríguez Seco, Tecnalia
Javier Tobajas, Centro Nacional del Hidrógeno
Enrique García García, i-DE Redes Eléctricas Inteligentes
Baldomero García Galán, Red Eléctrica
Ramón Gallart Fernández, Estabanell y Pahisa Energía S.A.U.
Fernando García Martínez, secretario técnico FUTURED
Andrés Llombart Estopiñan, CIRCE Centro Tecnológico
Samuel Borroy Vicente, CIRCE Centro Tecnológico
Guillermo Amann Aldecoa, AFBEL / T&D Europe
Milan Prodanovic, IMDEA Energía
Iratxe Zuluaga, Merytronic / Ariadnagrid
Begoña Molinete Cuezva, Cluster de Energía del País Vasco
Roberto Cimadevilla, ZIV
María Eguenia Díaz, SERCOBE

COMITÉ ACADÉMICO

Miguel Ángel Sánchez Fornié, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas.
Fernando García Martínez, secretario técnico FUTURED
Araceli Hernández Bayo, ETSII Universidad Politécnica de Madrid
Joaquim Meléndez i Frigola, Escuela Politécnica Superior. Universidad de Girona
Jesús Doval Gandoy, Escuela de Ingeniería Industrial. Universidad de Vigo
Félix García-Torres, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Control Automático Universidad de Córdoba
Garikoitz Buigues Beraza, Departamento de Ingeniería Eléctrica - Escuela de Ingeniería de Bilbao. Universidad del País Vasco (UPV/EHU)
Roberto Villafáfila, ETSEIB Universidad Politécnica de Catalunya

COMITÉ START-UP

Emilio Ayanz, EIT InnoEnergy
Jordi Daunis, EIT InnoEnergy
Jacob Rodriguez, e-Distribución
José Luis Vallejo, UFD
Fernando García, secretario técnico FUTURED
Luis Manuel Santos, EDP Energía
Francisco Rodrigues, EDP Energía
Óscar Cantalejo, i-DE
Diego Morgado, i-DE
Joseba Koldo Atxutegi, Ormazabal
José Antonio Mori, Siemens SI GSW S ES&PT
Ángel Silos, Schneider
Galder Vizcaya, ZIV

01

EL CONTEXTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS

PNIEC, Plan de Recuperación económica, Regionalización. Marco regulatorio (Sandboxes). Medio Ambiente, Sostenibilidad y Gobernanza: Cambio Climático, Economía Circular (reducción huella ecológica), Objetivos de Desarrollo Sostenible, Transición Justa, Retos sociales y Resiliencia de la red al cambio climático. Factor humano y seguridad y salud laboral.

DE ANTICIPAR A OPERAR: REPRESENTACIÓN DE LA DINÁMICA TERRESTRE PARA REDES ELÉCTRICAS RESILIENTES

Caso UFD · Predicterra: anticipar, decidir y planificar la operación de la red eléctrica ante el clima extremo

From anticipation to operation: modelling terrestrial dynamics for resilient power grids. The UFD · Predicterra case study

Sebastian Priolo, CEO, Woza Labs

Fernando Tadakuma, CDO, Woza Labs

Mariano Gaudó, Smart Grids, Technology & Innovation, UFD – Grupo Naturgy

**Autor para correspondencia: hello@predicterra.com*

Resumen: UFD, la distribuidora de electricidad del Grupo Naturgy, presta servicio a 3,8 millones de puntos de suministro mediante una red de más de 116.000 kilómetros de líneas de distribución eléctrica desplegada en territorios con características geográficas y climáticas muy diversas. Esta diversidad, unida a la creciente incidencia de fenómenos meteorológicos extremos, plantea retos operativos significativos para la gestión y mantenimiento de la red. El aumento de la frecuencia e intensidad de los fenómenos meteorológicos extremos, unido a la creciente electrificación de la demanda y a la generación distribuida, incrementa la probabilidad de incidencias y presiona los índices de continuidad y los costes de operación. En este contexto, UFD y Woza Labs han colaborado en la aplicación de Predicterra, una plataforma que integra información territorial, meteorológica y de la propia red para apoyar la anticipación y planificación operativa. Sobre un modelo ontológico de datos que unifica en un único lugar los activos de la red y una representación física del planeta, la plataforma integra y correlaciona un número prácticamente ilimitado de variables meteorológicas, satelitales, del terreno, de la vegetación y del propio comportamiento de la red para hallar los patrones que mejor explican cada fenómeno; ejecuta modelos de eventos extremos acoplados al terreno y a la vegetación; y aprende de forma continua del comportamiento de la red. Con ello persigue un doble propósito: anticiparse de forma proactiva a las incidencias, generando previsiones de riesgo de horas a 14 días para zonas, líneas y activos concretos sobre las que el operador gana margen para preposicionar sus brigadas; y simular escenarios a lo largo de todo el territorio y a distintos horizontes temporales para apoyar la planificación de la red. En las zonas piloto, validado de forma retrospectiva sobre diez años de histórico de incidencias, el sistema mostró una fuerte capacidad de discriminación entre las líneas y activos que sufrieron interrupciones y los que no (AUC ≈ 0,88) Estos resultados sugieren el potencial de la herramienta para apoyar una gestión más eficiente de los recursos operativos y la anticipación de incidencias. El caso apunta a una forma distinta de entender estas plataformas, en la que el pronóstico no es un fin en sí mismo, sino la base sobre la que apoyar la operación de la red y decidir con antelación, y constituye una primera aplicación de un motor de propósito más general.

Palabras clave: redes inteligentes; operación anticipativa; resiliencia climática; inteligencia artificial; analítica geoespacial; dinámica terrestre; asignación de brigadas; mantenimiento predictivo; continuidad de suministro; reducción TIEPI; distribución.

1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

Las redes eléctricas son el elemento vertebrador de la transición energética. La integración masiva de generación renovable distribuida, el impulso al autoconsumo, la movilidad eléctrica y la progresiva electrificación de la economía exigen un sistema eléctrico cada vez más observable, flexible y resiliente. Al mismo tiempo, el cambio climático está modificando el perfil de riesgo de las infraestructuras eléctricas: los fenómenos meteorológicos extremos son más frecuentes e intensos, lo que eleva la probabilidad de faltas e interrupciones de origen climático. [1]

En este contexto, UFD, distribuidora eléctrica del Grupo Naturgy, gestiona una red de de más de 116.000 kilómetros sobre territorios muy heterogéneos en clima, orografía y vegetación. En los últimos años, la compañía ha afrontado un nuevo escenario operativo caracterizado por:

- Episodios meteorológicos extremos más frecuentes e intensos, que incrementan la probabilidad de faltas e interrupciones de origen climático.
- Una creciente electrificación de la demanda y penetración de generación distribuida, que añade estrés a las redes eléctricas.
- Mayor complejidad en la operación y mantenimiento de la red, preservando su resiliencia y los niveles de calidad y continuidad del suministro en un entorno cada vez más exigente. En España, estos aspectos se reflejan, entre otros indicadores, en el TIEPI y el NIEPI.

En paralelo, el sistema eléctrico, en general, atraviesa una profunda transformación tecnológica. La sensorización, la digitalización de la operación y la incorporación creciente de inteligencia artificial están dotando a las redes de una capacidad muy superior a la de hace apenas una década. En ese escenario, disponer de una capa de predicción, esto es, saber que se aproxima un episodio severo, resulta necesario pero ya no suficiente: una previsión que no llega a traducirse en operación no modifica el resultado sobre el terreno. El paso relevante no consiste en predecir con mayor exactitud, sino en que el conocimiento del riesgo habilite operar la red y tomar decisiones con antelación. El caso que aquí se presenta se concibe desde ese principio y constituye una primera aplicación del motor sobre el que se apoya. El valor no reside en anticipar qué puede ocurrir, sino en convertir ese conocimiento en capacidad para operar la red y decidir con antelación. El sistema aprende de forma continua del comportamiento real de la red, de manera que cada decisión informa a la siguiente. La predicción deja de ser un informe y pasa a formar parte de la operación.

2. OBJETIVOS

El proyecto persigue un doble objetivo. Por un lado, dotar a la operación de la distribuidora de capacidad de anticipación frente a incidencias de origen climático, de modo que los recursos de reparación se dimensionen y posicionen de forma óptima antes de que se produzcan los eventos. Por otro, habilitar la planificación y la simulación de escenarios a lo largo de todo el territorio y a distintos horizontes temporales, para ensayar alternativas y tomar decisiones de red con evidencia. De forma más concreta, los objetivos técnicos son:

- Predecir, con antelación de horas a días, dónde es más probable que se produzcan faltas e interrupciones sobre zonas, líneas y activos específicos de la red.
- Cuantificar el riesgo a nivel de activo y de red, combinando la intensidad de la amenaza climática con la criticidad de la infraestructura y el impacto sobre el cliente.
- Optimizar la asignación de brigadas de reparación, preposicionándolas y dimensionándolas según el riesgo estimado, para mejorar la capacidad de respuesta ante incidencias.
- Simular escenarios sobre la totalidad del territorio y a distintos plazos, incluidos horizontes de décadas, de modo que la planificación de la red pueda anticiparse a la evolución del riesgo climático.
- Priorizar geográficamente la actuación, identificando corredores y agrupaciones de red de alto riesgo sobre los que concentrar la vigilancia y los recursos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN: PREDICTERRA

Para abordar el reto, UFD ha desplegado la plataforma Predicterra, desarrollada por Woza Labs.. Más que un cuadro de mando de monitorización o un sistema de alertas por umbrales, Predicterra es una **plataforma de representación**

de la dinámica terrestre: un modelo vivo del planeta que integra y correlaciona un número prácticamente ilimitado de variables (meteorológicas, satelitales, del terreno, de la vegetación y del propio activo) para modelar cómo evoluciona el entorno físico y cómo interactúa con la infraestructura. El riesgo climático es una de sus aplicaciones, no su límite: su propósito no es producir mejores pronósticos, sino poner ese conocimiento en manos de la operación a escala de todo el territorio. La asignación de brigadas de reparación es la primera aplicación desarrollada sobre este motor. [2]

La plataforma se sustenta en cuatro pilares:

3.1. Un modelo ontológico que unifica los activos y la representación física del planeta

En el corazón de Predicterra hay un modelo ontológico de datos que reúne en un único lugar dos mundos que tradicionalmente viven en silos: por un lado, los activos de la red (líneas, apoyos, centros de transformación, tramos…) y, por otro, una representación física del planeta (terreno, vegetación, hidrología, clima), en la línea de las iniciativas de representación digital del sistema terrestre a gran escala [7]. Esta representación es multiescala: articula grillados de distintas extensiones, desde la escala regional hasta el detalle de terreno de resolución submétrica en los emplazamientos disponibles, y desciende hasta la individualización de cada activo de la red. Así, un mismo fenómeno puede analizarse tanto a nivel de territorio como sobre una línea o un apoyo concretos, sin perder coherencia entre escalas. Sobre esa ontología se ha construido un modelo específico para el caso de UFD que dota de un lenguaje común a fuentes heterogéneas y permite razonar sobre las relaciones entre la infraestructura y su entorno: qué expone a un activo, por qué y con qué probabilidad. Es esta capa semántica, y no la mera acumulación de datos, la que convierte un conjunto disperso de fuentes en un sistema capaz de responder a preguntas operativas.

3.2. Integración masiva y correlación de un universo de fuentes

Sobre ese modelo, Predicterra reúne y correlaciona un número prácticamente ilimitado de fuentes de datos: observación satelital de agencias espaciales como la NASA o la ESA (programa Copernicus/Sentinel); múltiples sistemas de pronóstico meteorológico y climático; modelos y conjuntos de datos de diversas instituciones científicas; información de terreno, vegetación e hidrología procedente de administraciones, gobiernos y organismos públicos; y los propios datos del operador (registros de activos e históricos de incidencias) que, además de alimentar el análisis, sirven para calibrar el sistema y aprender de forma continua.

Su mecanismo de correlación no se limita a superponer capas: cruza sistemáticamente esas fuentes para identificar, entre múltiples explicaciones posibles, aquellas que mejor dan cuenta de cada fenómeno, en lugar de confiar en una única previsión. El resultado es una lectura del riesgo más robusta y, sobre todo, explicable: no solo indica dónde puede fallar la red, sino por qué.

3.3. Modelos de fenómenos extremos acoplados al territorio y a la vegetación

Los modelos de fenómenos climáticos extremos no se evalúan de forma aislada, sino combinados con las características del terreno y de la vegetación de cada emplazamiento. Un mismo episodio meteorológico genera así perfiles de riesgo distintos según dónde y sobre qué activo incida, capturando el comportamiento real del entorno en lugar de un promedio genérico. Este acoplamiento entre amenaza, territorio y vegetación es lo que permite pasar de una alerta general a un riesgo localizado a nivel de activo, en línea con la literatura reciente sobre resiliencia de la red y predicción de incidencias mediante aprendizaje automático.

3.4. Aprendizaje continuo a partir de las incidencias del operador

Un rasgo diferencial de la solución es que aprende de forma continua de las incidencias pasadas del propio operador. Cada evento real registrado por UFD retroalimenta la algoritmia, de modo que el modelo se ajusta progresivamente a la realidad operativa concreta de la red y mejora con cada incidencia. El sistema no es, por tanto, un modelo cerrado entrenado una sola vez, sino un motor que se recalibra con la experiencia del operador.



Figura 1. Vista principal de Predicterra: mapa de activos, perfil de riesgo en tiempo real de un activo (riesgo de inundación, incendios, riesgo económico T10/T100) y evolución de variables climáticas frente a datos históricos.

De este planteamiento se derivan dos usos complementarios, que responden al doble objetivo del proyecto. En clave de operación proactiva, la plataforma no se limita a avisar: genera previsiones de riesgo a corto plazo (de horas a 14 días) para zonas, líneas y activos concretos y las pone a disposición del operador, que gana así margen para decidir el preposicionamiento y el dimensionamiento de sus brigadas atendiendo a la intensidad de la amenaza, la criticidad de la infraestructura y el impacto sobre el cliente. En clave de planificación, la misma representación del territorio permite simular escenarios a lo largo de toda la geografía y a distintos plazos, incluso a décadas vista, para ensayar alternativas, evaluar decisiones de inversión y planificar la red con confianza.

Estas capacidades se materializan en dos vistas operativas principales. La vista principal (Figura 1) despliega el mapa de activos con sus capas de información, el perfil de riesgo en tiempo real de cada activo seleccionado y la evolución prevista frente al histórico de las variables climáticas relevantes. La vista de riesgo (Figura 2) resume, para el conjunto de la red monitorizada, las redes con activos, los activos totales y los elementos críticos previstos en los próximos 14 días, junto con una matriz de evolución de la alerta día a día y el detalle por red (localización, activos, incidencias e interrupciones), con enlace directo desde cada entrada de la lista al activo correspondiente sobre el mapa.

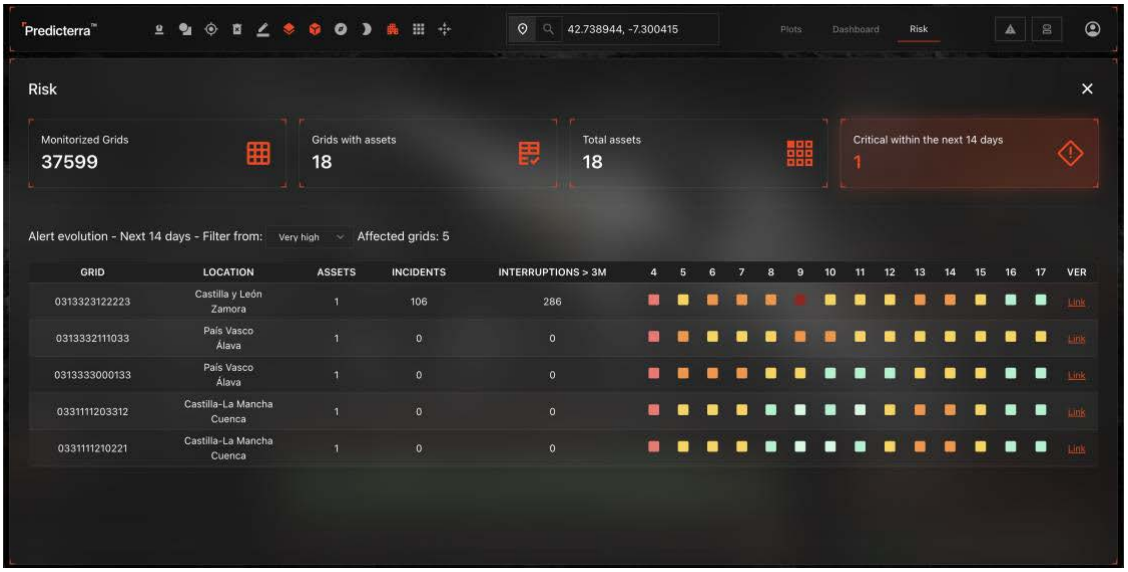


Figura 2. Vista de riesgo de Predicterra: síntesis de redes monitorizadas y activos críticos a 14 días, con matriz de evolución de la alerta por día y detalle por red (localización, incidencias e interrupciones superiores a 3 minutos).

4. FACTORES CLAVE DE ÉXITO

El despliegue ha permitido identificar una serie de factores que han resultado determinantes para trasladar el proyecto desde la fase de concepto hasta la operación:

- **Un modelo del mundo que se comporta como un motor planetario**: una simulación informada por la física y guiada por IA, no una réplica estática, capaz de modelar el mundo real.
- **Empresa y startup, un solo equipo**: la escala y la gobernanza de UFD combinadas con la velocidad y el foco de Woza Labs, alineados en resultados y no en entregables.
- **Validación en cada paso**: un ciclo de hipótesis, prueba, demostración y despliegue en el que cada iteración se ha ganado su entrada en operación.
- **Ingeniería, no consultoría**: software de producción construido por ingenieros para operadores, no material de presentación.
- **Fundamentado en ciencia y datos**: ciencia climática y geoespacial fusionada con la telemetría de activos; la evidencia por delante de la opinión.

5. RESULTADOS Y PRINCIPALES LOGROS

Los resultados corresponden a las zonas piloto y se obtuvieron validando el modelo de forma retrospectiva sobre diez años de histórico de incidencias: a partir de variables estandarizadas (puntuaciones z), el sistema aprende qué combinaciones de valores se asocian a un mayor riesgo de interrupción de una línea o activo, aprendizaje que después se proyecta hacia el futuro mediante el pronóstico de esas variables. Deben interpretarse en ese contexto acotado, no como una garantía de rendimiento extrapolable al conjunto de la red:

- **Fuerte capacidad de discriminación**: el modelo asigna de forma sistemática un riesgo más alto a las líneas y activos que acaban sufriendo una interrupción que a los que no. Validado de forma retrospectiva sobre diez años de histórico en las zonas piloto, alcanza un AUC ≈ 0,88 (donde 0,5 equivale al azar y 1,0 a la discriminación perfecta). Resultados de este orden son coherentes con los obtenidos por otros modelos de predicción basados en aprendizaje profundo para redes sometidas a riesgos climáticos. [3][4]
- **Gestión proactiva de incidencias**: la herramienta permite identificar con antelación activos y zonas con mayor probabilidad de incidencia
- **Despliegue más inteligente de brigadas**:. la herramienta proporciona información que puede utilizarse para apoyar el preposicionamiento de brigadas.
- **Potencial para mejorar la eficiencia en la planificación de recursos y la respuesta ante incidencias**: la identificación anticipada de situaciones de riesgo facilita una mejor preparación operativa.
- **Corredores de riesgo espacial**: agrupaciones de redes de alto riesgo coincidentes con las zonas donde efectivamente se produjeron incidencias, lo que ofrece zonas claras que priorizar.
- **Escalabilidad en toda la red**: el mismo motor puede extenderse a nuevas regiones, amenazas y casos de uso, lo que convierte a Predicterra en una plataforma estratégica.
- **Planificación a largo plazo**: simulaciones a décadas vista para ensayar escenarios, evaluar alternativas y planificar la red con mayor confianza.

6. LÍNEAS FUTURAS

A partir de los resultados alcanzados, el proyecto contempla las siguientes líneas de evolución:

- **Nuevos modelos de fenómenos y de impacto**: incorporar de forma progresiva nuevos modelos (de inundación, de incendios, de impacto ambiental, entre otros) que amplíen el catálogo de amenazas cubiertas y afinen la representación del riesgo.
- **Modelos ambientales avanzados**: profundizar en la integración de vegetación, incendios forestales, suelo e hidrología dentro de la representación de la dinámica terrestre. [5]
- **Más clases de activos**: ampliar el modelado a subestaciones, transformadores, canalizaciones e instalaciones críticas.
- **Nuevas regiones**: extender el motor a nuevas geografías y regímenes climáticos.
- **Integración operativa más profunda**: conectar Predicterra directamente con las herramientas y flujos de trabajo internos.
- **Inteligencia continua**: consolidar un sistema que aprende de cada incidencia y se mejora a sí mismo en tiempo real.

7. CONCLUSIONES

El caso UFD · Predicterra muestra que la operación de la red puede reforzarse mediante una capa adicional de conocimiento del riesgo basada en una representación viva de la dinámica terrestre: un modelo ontológico que unifica en un mismo lenguaje los activos de la red y el entorno físico del planeta, y sobre el que se integran y correlacionan fuentes muy heterogéneas para *explicar*, y no solo señalar, el riesgo. Validado de forma retrospectiva sobre diez años de histórico en las zonas piloto, con un AUC ≈ 0,88 en la discriminación de las líneas y activos que sufrieron interrupciones, ese conocimiento deja de ser un fin en sí mismo para convertirse en una palanca de operación y de planificación: anticipar dónde actuar, decidir el preposicionamiento de los recursos y simular escenarios a distintos horizontes.

Tan determinante como el modelo es el modo en que se ha llevado a producción. No es un estudio ni una prueba de concepto, sino un despliegue de base ingenieril, validado en cada paso e incorporado a los procesos de análisis y apoyo a la operación del distribuidor., que aprende de forma continua de sus propias incidencias y mejora con cada evento. Esa combinación de ontología, correlación explicable e ingeniería de despliegue es lo que convierte a la plataforma en un motor multipropósito, cuyo primer uso ha sido la asignación de brigadas, pero cuyo alcance va mucho más allá.

Es también, y quizá, sobre todo, una respuesta a los desafíos que se acumulan sobre la red. A los **ambientales**, con fenómenos extremos cada vez más frecuentes e intensos y nuevas amenazas (inundación, incendios, impacto ambiental) que obligan a anticiparse. A los de **compliance**, donde la calidad de suministro y los índices de continuidad son cada vez más exigentes y auditables. Y a los de la propia **transición energética**, que con la electrificación y la generación distribuida añaden estrés y complejidad a la red. Frente a todos ellos, contar con una infraestructura capaz de anticipar y gobernar su propio riesgo, a escala de todo el territorio, deja de ser una ventaja para convertirse en una condición. Hacia esa red apunta este trabajo: una que no se limita a prever, sino que convierte la previsión en decisión y en operación.

REFERENCIAS

[1] [Rijo, T. F., 2023, Analysis of the vulnerability of the Electrical Power Grid under extreme climatic phenomena, Master's thesis, NOVA School of Science and Technology, Universidade Nova de Lisboa.
[2] Pilipiszyn, A., 2019, The Grid Resilience & Intelligence Platform (GRIP), in Proc. ICML 2019 Workshop on Climate Change AI, pp. 1–8.
[3] Yao, Y. et al., 2024, A comparative climate-resilient energy design: Wildfire Resilient Load Forecasting Model using multi-factor deep learning methods, Applied Energy, vol. 368,
[4] Cardiff University, 2024, Enhancing Power Grid Resilience: Online methods for risk-aware operation and planning, ORCA Technical Report, Cardiff University, pp. 1–40.orca.cardiff.ac
[5] Red Eléctrica de España, 2021, Incendios y gestión de la vegetación en la red de transporte de electricidad, Informe técnico, Redeia, Madrid, España

UNA APROXIMACIÓN VERTICAL A LA GESTIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

José Ángel Ríos Blanco, Sales Head, Schneider Electric España, S.A.U.
Ángel Silos Sánchez, Product Application Engineer, Schneider Electric España, S.A.U.

Resumen: La red de distribución de Baja Tensión en la última década ha estado evolucionando desde un modelo pasivo de distribución energética hacia uno cada vez más digital, inteligente y gestionable, capaz de integrar generación distribuida, almacenamiento, movilidad eléctrica y recursos flexibles. Ante el crecimiento de las renovables, la electrificación y la creciente complejidad operativa, la red de Baja Tensión necesitan una visión *end-to-end* basada en observabilidad y automatización que le permita tender a una mayor autonomía en tiempo real. Este enfoque permite anticipar congestiones, optimizar la capacidad disponible, coordinar recursos distribuidos y mejorar la resiliencia frente a eventos climáticos extremos. En esta publicación se plantea una arquitectura que contribuye a la gestión de la red de Baja Tensión desde una automatización centralizada con una visión holística llegando a un control descentralizado. A través de esta arquitectura se establecen diferentes funcionalidades desde el centro de control y en especial las relaciones entre los diferentes componentes para la resolución de congestiones desarrollando una propuesta para la congestión de área.

Palabras clave: Red de distribución, Baja Tensión, BT, *end-to-end*, DSO, ADMS, DERMS.

INTRODUCCIÓN

La aceleración de la transición energética está impulsando la incorporación masiva de *Distributed Energy Resources* (DER), como son instalaciones fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento, infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, bombas de calor y nuevas cargas flexibles. Este hecho está provocando que la red de Baja Tensión (BT) esté experimentando la transformación más profunda de las últimas décadas. Recientemente regulaciones como la de conexión mediante permisos flexibles potencian estos cambios [1]. Paralelamente, los consumidores evolucionan hacia el modelo de prosumidor, convirtiéndose simultáneamente en productores, e incluso contribuyendo a servicios de flexibilidad [2].

Este nuevo escenario provoca una mayor variabilidad e incertidumbre en los flujos de energía, generando desafíos operativos que ya no pueden abordarse únicamente mediante criterios tradicionales de planificación y refuerzo de red. Los *Distribution System Operator* (DSO) deben gestionar situaciones cada vez más dinámicas, entre las que destacan sobretensiones y flujos inversos debidos a la generación, sobrecargas debidas al aumento de demanda localizada y una complejidad operativa debida a los recursos distribuidos conectados a la red. Por otro lado, también deben tenerse en cuenta los fenómenos meteorológicos extremos que han empezado a surgir y la limitación de expansión de la red presente en algunas zonas.

En este contexto, el desafío ya no consiste únicamente en transportar energía, sino en gestionar de forma dinámica una red de BT que ha dejado de ser un activo pasivo para evolucionar hacia una plataforma digitalizada, observable y gestionable, capaz de integrar de forma segura el nuevo aumento de electrificación, las energías renovables y los nuevos modelos energéticos distribuidos a través capacidades de monitorización, análisis y simulación que junto un control permiten acelerar la conexión de nuevos DER y cargas flexibles.

Históricamente la visibilidad de la red de distribución terminaba en los centros de transformación, la necesidad actual exige extender la observabilidad hasta los alimentadores, los puntos de consumo y los recursos energéticos distribuidos. Actualmente la expansión digital ha conllevado a que convivan diferentes dispositivos como son contadores inteligentes, sensórica de Internet of Things (IOT), inteligencia artificial, telecomunicaciones y plataformas cómo Advanced Distribution Management System (ADMS) [3] y Distributed Energy Resource Management System (DERMS).

ARQUITECTURA VERTICAL DE LA RED DE BT

Para operar una red cada vez más activa y descentralizada resulta imprescindible disponer de una visión integrada que abarque desde los sistemas de control centrales hasta los recursos conectados en los puntos finales de la red, definiendo una representación precisa y dinámica del comportamiento de la infraestructura eléctrica.

Según [4] una arquitectura descentralizada de control potenciará la electrificación de la red ya que permitirá avanzar en el despliegue de cargas flexibles y de generación distribuida, pero faltará disponer de una visión de carácter global que permita planificar con detalle el despliegue y que realice optimizaciones. En la figura 1 se muestra una arquitectura basada en [5] con diferentes funcionalidades, pero que permite una visión holística y una interacción directa contra los diferentes elementos de la red. En la que el centro de control opera directamente sobre los activos de la red de forma independiente a la que pueda hacer el elemento de control definido en la Subestación Primaria (SP) o en la Subestación Secundaria (SS). Con un modelado adecuado de la red se calculan estados operativos óptimos y establecen consignas generales para los diferentes recursos energéticos distribuidos.

En un segundo nivel, las SP proporcionan una visión de la red de Media Tensión (MT) y pueden ejecutar funciones avanzadas de optimización regional mediante algoritmos Optimal Power Flow (OPF) o DERMS, coordinando varias zonas de distribución simultáneamente y los activos flexibles (cargas y generación) de niveles inferiores.

Finalmente, los Centros de Transformación (CT) o SS incorporan una capacidad conformada por *edge computing* que permite ejecutar algoritmos autónomos de control en tiempo real como son: la gestión local de congestiones, coordinación de recursos flexibles, reconfiguración dinámica de red, aislamiento de faltas y soporte entre CT vecinos a través de interconexiones de BT junto con automatismos distribuidos, que evalúan en tiempo real la disponibilidad de recursos [4]. La incorporación de Remote Terminal Unit (RTU) [6], tanto para MT como para BT, los concentradores de datos (DCU) de los *Smart meters,* el nodo edge y los nuevos interruptores automáticos, que reemplazarán a los tradicionales fusibles [5], permiten aumentar la capacidad de precisión en la observación y el control.

Esta arquitectura permite construir una red capaz de autoajustarse ante cambios operativos, reducir la latencia en la toma de decisiones y aumentar significativamente la capacidad de electrificación. Dentro de esta arquitectura no debe olvidarse que también se integran los sensores IOT y otros dispositivos inteligentes desplegados en la red que suman información para las funcionalidades del centro de control.

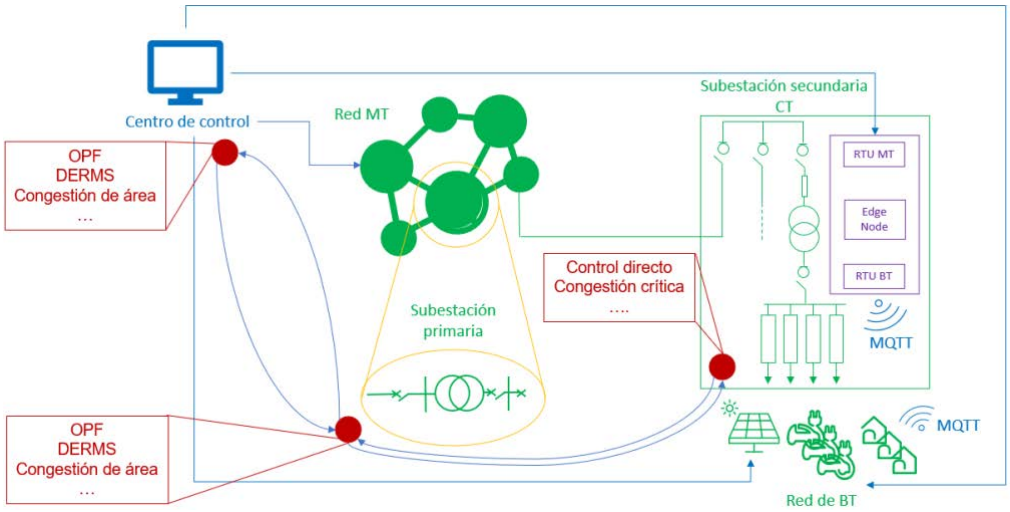


Figura 1. Arquitectura vertical para la supervisión de la red de Baja Tensión.

FUNCIONALIDADES DESTINADAS EN EL CENTRO DE CONTROL

De acuerdo con [4] se planteaban ciertas funcionalidades operadas desde el centro de control clasificadas según el tiempo de actuación definido en varias categorías: tiempo real, anticipación y tiempo adecuado. En la figura 2 se muestra un extracto de [4] donde se han añadido aquellas que influyen directamente en la arquitectura *end-to-end* y que se describen a continuación para poder establecer una gestión de la BT adecuada.

Gemelo digital

La funcionalidad de gemelo digital permite simular escenarios operativos, evaluar alternativas de reconfiguración, identificar restricciones de capacidad y analizar el impacto de nuevas conexiones antes de su implementación. Anticipar eventos, optimizar recursos existentes y automatizar decisiones operativas serán acciones claves para

maximizar la capacidad de la red y acelerar la transición energética sin depender exclusivamente de nuevas inversiones en infraestructura física. Por otro lado, los resultados esperados al disponer de esta visibilidad suponen pasar de una gestión reactiva basada en incidencias a una gestión predictiva orientada al rendimiento de la red. A través del gemelo digital se realizan detecciones tempranas de sobrecargas e incidencias de tensiones, también se analiza la capacidad para nuevas conexiones reduciendo las incidencias, mejorando la planificación y optimizando continuamente el uso de los elementos de la red.

Detección de congestiones de área

La congestión se produce cuando los flujos de potencia superan la capacidad térmica de transformadores, líneas o equipos de red, o cuando determinadas condiciones de generación y demanda provocan desviaciones inadmisibles de tensión. La elevada producción fotovoltaica puede generar flujos inversos y sobretensiones durante las horas centrales del día, mientras que la recarga simultánea de vehículos eléctricos o la electrificación de la calefacción pueden originar sobrecargas puntuales. Aquí reside la importancia de gestionar la red con visión holística para solicitar a los diferentes nodos una reducción de potencia en el caso de previsión de una congestión. El centro de control podrá plantear una reducción de la congestión evaluando los recursos distribuidos y el estado de los diferentes CT a los que podrá asignar una consigna, nivel de Potencia Activa (P) y de Potencia Reactiva (Q), para que ellos planteen una reducción teniendo en cuenta sus recursos. Independientemente el CT podrá controla una congestión crítica a través de su nodo edge [7].

Para detectar anticipadamente estas congestiones es imprescindible evolucionar desde una gestión basada en alarmas hacia modelos predictivos capaces de determinar el riesgo antes de que afecten a la calidad del suministro. Sobre esta base, los modelos analíticos pueden detectar tendencias de crecimiento de carga, variaciones de generación renovable o desequilibrios de tensión que indiquen una posible congestión futura. Estos algoritmos pueden ejecutarse tanto en plataformas centrales como directamente en *edge nodes* desplegados en los CT, reduciendo significativamente los tiempos de detección y actuación.

Nuevas inversiones

La realización de nuevas inversiones estará ligada directamente a la optimización que pueda proveer el gemelo digital considerando la flexibilidad de la red. Esta flexibilidad técnica aparece como una alternativa capaz de optimizar el uso de la infraestructura existente mediante la coordinación inteligente de generación, almacenamiento y demanda. En lugar de incrementar permanentemente la capacidad física de la red se podrá modificar temporalmente los patrones de consumo o generación para evitar restricciones operativas y mantener la red dentro de sus límites de funcionamiento.

La funcionalidad permite evolucionar desde una planificación basada exclusivamente en inversiones de capital hacia un modelo híbrido que combina activos físicos y recursos flexibles. Gracias a ello, los operadores pueden gestionar situaciones de congestión de forma más eficiente, diferir inversiones, acelerar la conexión de nuevos clientes y maximizar el aprovechamiento de los activos ya instalados.

DERMS

La funcionalidad DERMS permite integrar recursos distribuidos heterogéneos, evaluar continuamente el estado de la red e identificar las acciones de control más adecuadas para resolver restricciones operativas de toda la red de BT o parte de ella.

DERMS en sí puede ser también una plataforma independiente que puede coordinar simultáneamente la producción fotovoltaica, sistemas de almacenamiento, cargadores de vehículos eléctricos y programas de respuesta de demanda para mantener tensiones dentro de límites aceptables, reducir sobrecargas, minimizar pérdidas y optimizar la capacidad disponible de la red.

Coordinación operativa en tiempo real

La coordinación operativa en tiempo real se convierte en el elemento clave para garantizar la estabilidad de la red, optimizar la utilización de los activos y maximizar la integración de nuevos recursos energéticos distribuidos. Este nuevo paradigma combina capacidades de supervisión centralizada mediante plataformas ADMS y DERMS con inteligencia distribuida desplegada en subestaciones primarias, centros de transformación inteligentes y dispositivos edge situados en la propia red [8].

La coordinación entre estos niveles permite transformar una red tradicionalmente reactiva en un sistema capaz de anticipar eventos, tomar decisiones autónomas y ejecutar acciones correctivas localmente, minimizando tiempos de respuesta y reduciendo la dependencia de las comunicaciones con el centro de control.

Optimización multiobjetivo

En el centro de control la optimización multiobjetivo se basa en algoritmos de optimización capaces de evaluar de manera continua diferentes escenarios operativos considerando variables técnicas, económicas y regulatorias. En niveles superiores de la arquitectura, funciones como Optimal Power Flow (OPF), DERMS u optimizadores de red determinan consignas globales para coordinadores regionales, subestaciones primarias y recursos distribuidos.

De forma complementaria, en los CT inteligentes se ejecutan algoritmos locales de control en tiempo real que permiten resolver incidencias específicas mediante la utilización coordinada de flexibilidad de demanda, generación distribuida, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos o recursos disponibles en centros de transformación adyacentes.

El enfoque multinivel permite seleccionar en cada momento la combinación de acciones más eficiente para mantener un perfil de tensión adecuado, maximizar la capacidad de DER, reducir vertidos renovables, minimizar pérdidas técnicas, mantener los indicadores de calidad de suministro y diferir inversiones en infraestructura.

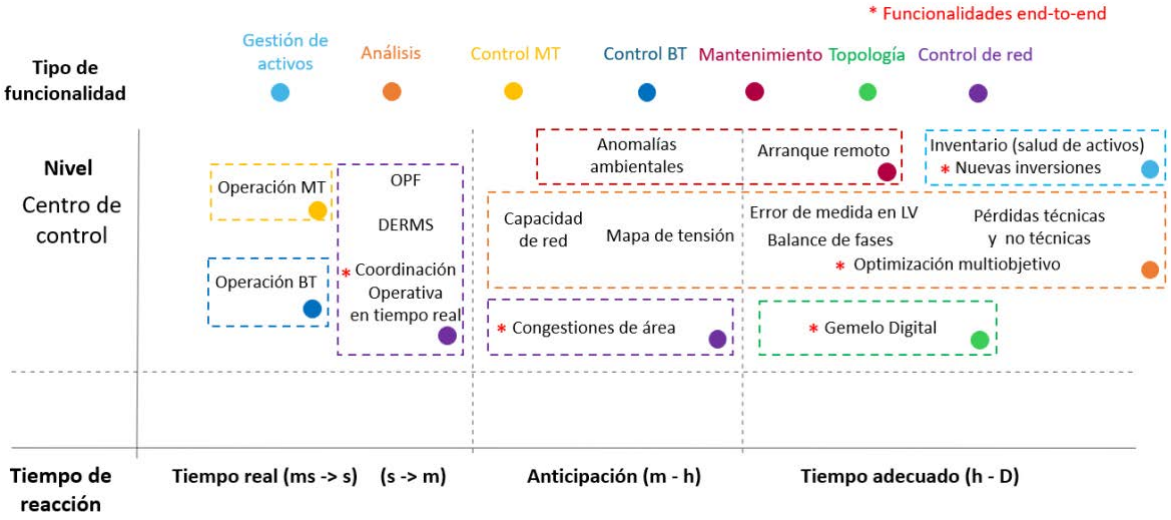


Figura 2. Funcionalidades end-to-end en el centro de control.

GESTIÓN DE CONGESTIONES DE ÁREA

Los algoritmos definidos en [7] y [9] trabajarán de forma automática, en caso de que se empiece a detectar una congestión en una SS, realizando una actuación a ese nivel. Como se ha comentado anteriormente la aplicación DERMS en su estructura centralizada podrá prever que se va a producir una congestión en un área y podrá trabajar gestionando los recursos distribuidos e incluso solicitando flexibilidad a través de mercados locales habilitados. Otra manera de poder evitar esta congestión sin incidir en las cargas de forma específica sería ofrecer una consigna a cada CT. Estos CT recibirán un nivel de consigna de P y Q, que se desplegará a través de su *edge node* sobre cargas y generaciones del propio CT [7] o solicitando apoyo de otros CT conectados en BT [4].

En la figura 3 se presenta la relación de funcionalidades que se ejecutarían para contribuir a reducir una congestión de área basada en modelo Smart energy Grid Architecture Model (SGAM) [10]. La congestión se detecta en el centro de control en el nivel de operación, a partir de aquí se determina el punto (P,Q) para cada SS y también para DER y Usuarios Finales (UF) en el caso que se tenga acceso. En el nivel de estación, se presentará una validación que llegaría a cada uno de los activos de control al nivel de campo, que finalmente derivará en el nivel de proceso en los activos finales. Es posible que los equipos de control de una SS actúen también sobre DER externos e incluso con UF a través de estándares como MQTT que permitirían establecer una red de comunicación local entre ellos.

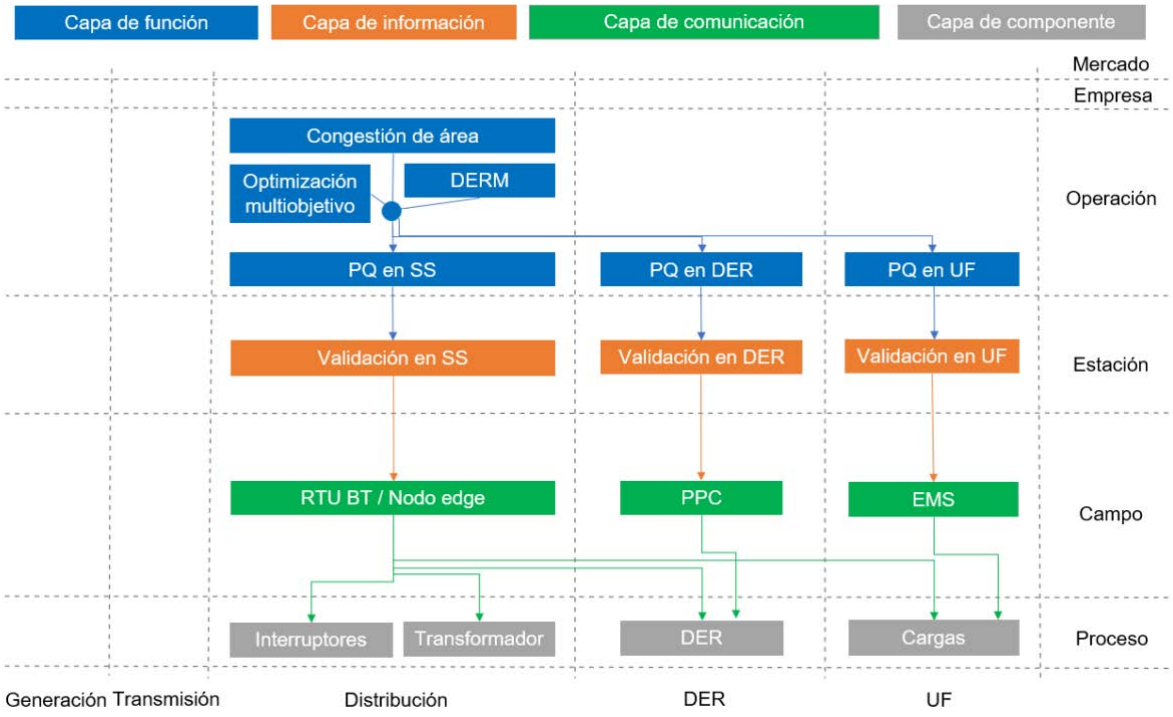


Figura 3. Aplicación de funcionalidades del centro de control según modelo SGAM.

BENEFICIOS DE LA ARQUITECTURA VERTICAL

Después de la descripción anterior se plantean, en la tabla 1, los beneficios esperados correspondientes a una aproximación *end-to-end* de la red de distribución de BT. Se tienen en cuenta cuatro puntos de vista: la transformación de la red, la visibilidad de la red, la gestión de la flexibilidad técnica y la coordinación operativa en tiempo real.

La transformación de la red de BT	**La visibilidad de la red de BT**
- Incremento de la capacidad efectiva de la red sin necesidad inmediata de refuerzos físicos. - Reducción de inversiones anticipadas mediante un mejor uso de los activos existentes. - Aceleración de nuevos consumidores y productores. - Mejora de los indicadores de calidad de suministro. - Mayor resiliencia frente a eventos climáticos. - Incremento de la eficiencia operativa.	- Detección temprana de sobrecarga y problemas de tensión. - Identificación precisa de capacidad disponible para nuevas conexiones. - Reducción de incidencias no detectadas. - Mejora de la planificación basada en datos reales. - Optimización continua del uso de transformadores, líneas y alimentadores.
La gestión avanzada de la flexibilidad técnica	**La coordinación operativa en tiempo real**
- Mayor capacidad de integración renovable. - Reducción de congestiones. - Mejora de los perfiles de tensión. - Menores pérdidas técnicas. - Optimización continua de los recursos disponibles.	- Rapidez de respuesta ante incidencias. - Mejora de indicadores de calidad de red. - Aumento de la continuidad de suministro. - Disminución de desplazamientos a campo. - Mayor autonomía operativa de la red.

Tabla I. Beneficios de la arquitectura vertical.

CONCLUSIONES

En un contexto de crecimiento acelerado de renovables, almacenamiento, movilidad eléctrica y electrificación de la demanda, la capacidad del DSO para observar, predecir y optimizar el comportamiento de la red será tan importante como la construcción de nueva infraestructura. La Comisión Europea reconoce que la electrificación de la economía requerirá redes más digitalizadas, flexibles y observables, estimando necesidades de inversión importantes durante esta década, con una parte sustancial destinada a distribución. Cabe destacar que España se encuentra entre los países europeos más avanzados en despliegue de contadores inteligentes, lo que proporciona una fuente de información excepcional para avanzar hacia modelos más sofisticados de operación de red; sin embargo, el verdadero potencial de estas inversiones aún no ha sido plenamente explotado.

En esta publicación se ha definido una propuesta de coordinación para poder ayudar a la electrificación de la red a través de una arquitectura descentralizada, pero con un centro de control en el que diferentes funcionalidades se coordinan con las establecidas en las diferentes subestaciones SP y SS. Este hecho permite pasar de una gestión reactiva basada en incidencias a una gestión predictiva basada en datos.

La capacidad de conocer en tiempo real el estado de la red, anticipar congestiones, coordinar recursos distribuidos y aprovechar mecanismos de flexibilidad técnica será tan importante como las inversiones tradicionales en infraestructura física. Por ello la propuesta de arquitectura presentada en esta publicación ayuda a maximizar el aprovechamiento de la amplia infraestructura digital existente en España, acelera nuevas conexiones y reduce la necesidad de inversiones convencionales, contribuyendo una transición energética más eficiente, segura y sostenible.

REFERENCIAS

[1] CNMC, 2026, La CNMC aprueba la regulación que facilitará la conexión de nuevos consumidores a la red eléctrica mediante permisos de acceso flexibles, https://www.cnmc.es/prensa/permisos-acceso-flexibles-20260811 (8 septiembre 2026).
[2] Scrocca, A. et al., 2026, Local Flexibility Markets in Europe: A Critical Review of Market Designs, Operational Maturity and Stakeholder Perspectives, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, Amsterdam.
[3] Stefani, I., Strezoski, L., 2018, Advanced Distribution Management Systems: The Foundation of Distribution System Operations, Schneider Electric, Novi Sad.
[4] Silos, A., Señis, A., 2024, Decentralized edge architecture control overview for grid support among secondary substations, III Congreso de Redes Inteligentes, Futured, Madrid.
[5] Silos, A., Mills, J., Domenech, C., Ramos, F., LV Grid Automation for Secondary Substation through Edge Computing and Circuit Breakers. 2026, CIRED Workshop, Brussels.
[6] Ramos, F. et al., 2017, Accurate Timing Networks for Dependable Smart Grid Applications, IEEE Transactions on Industrial Informatics, VOL. 14, NO. 5, May 2018, Spain.
[7] Silos, A. Señis, A., 2022, Algoritmo de Control de Edge en Tiempo Real para Redes Eléctricas de Distribución con Aportación de Flexibilidad de Usuarios Finales, I Congreso de Redes Inteligentes, Futured, Madrid.
[8] Schunk, J. et al., 2020, Low-Voltage Operation in Berlin, CIRED 2020 Berlin Workshop, Berlin.
[9] Silos, A. Señis, A. 2023, Resolución de Congestiones en Redes de Distribución en el Centro de Transformación a través de la Automatización Edge en Baja Tensión, II Congreso de Redes Inteligentes, Futured, Madrid.
[10] IEC, SRD 63200 – SGAM basics, 2026, https://syc-se.iec.ch/deliveries/sgam-basics/ (8 septiembre 2026).

MARCO METODOLÓGICO INTEGRADO PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS DE INUNDACION ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO EN INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Jacob Rodríguez, Head of Subsidized Programs**,** edistribución Redes Digitales.
Ana Romero, Experto Distribución, edistribución Redes Digitales.
Marta Cózar, Head of Network Business Opportunities Development, edistribución Redes Digitales.
Gabriele Licasale, Head of Network Development Iberia, Enel Grids.
Ana Mera, Researcher, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA).
Jorge Paz, Senior Researcher, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA).

Resumen:

El cambio climático está modificando el régimen de precipitaciones en España hacia una mayor irregularidad, combinando una tendencia hacia condiciones más secas con una intensificación de los episodios de precipitación extrema en ciertos áreas y periodos, elevando la vulnerabilidad de las infraestructuras eléctricas ante inundaciones. Este estudio presenta un marco metodológico híbrido para la evaluación de riesgos de inundación en redes de distribución de media y alta tensión, integrando métodos cuantitativos, semicuantitativos y cualitativos. Basado en el paradigma del IPCC, el riesgo se define como la interacción entre la amenaza (en este caso, derivada de la cartografía oficial de zonas inundables del MITECO), la exposición geoespacial (asociada a la distribución espacial de los activos de la red) y la vulnerabilidad, esta última determinada mediante un proceso de juicio de expertos y conocimiento operativo. Combinando estos aspectos se ha determinado Para evaluar la validez de la metodología, se implementó una fase de validación empírica mediante visitas de campo en Barcelona y Zaragoza, permitiendo la identificación y análisis de falsos positivos y negativos. Los resultados revelan que, si bien el modelo de *screening* inicial es eficaz, es necesario integrar factores de capacidad adaptativa y corregir sesgos cartográficos en activos subterráneos e integrados en edificios. El marco propuesto constituye una herramienta iterativa y replicable que permite transitar de una gestión reactiva a una preventiva, optimizando la priorización de inversiones para fortalecer la resiliencia del sistema energético ante el cambio climático.

Palabras clave: Evaluación de riesgos climáticos, infraestructura eléctrica, redes de distribución eléctrica, inundaciones, resiliencia de la red.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, el cambio climático ha dejado de ser una proyección futura para convertirse en un factor determinante en la gestión de infraestructuras críticas. En el caso de España, la vulnerabilidad del territorio se manifiesta principalmente a través de un aumento en la frecuencia y severidad de las precipitaciones extremas. Según las proyecciones climáticas disponibles a través del Visor de Escenarios de Cambio Climático de AdapteCCa (AEMET et al., 2025), se prevé un incremento en la precipitación acumulada en periodos de cinco días, con un aumento estimado del 3%, especialmente durante la estación de otoño. Este escenario incrementa significativamente la probabilidad de eventos de inundación severos que amenazan la estabilidad del suministro eléctrico.

La realidad empírica de los últimos años confirma esta tendencia, poniendo de manifiesto la fragilidad del sistema eléctrico ante fenómenos meteorológicos diversos. Desde nevadas excepcionales como la Tormenta Filomena (2021), que provocó la caída de apoyos y cortocircuitos, hasta vientos huracanados durante la Borrasca Bernard (2023), los impactos han sido recurrentes. Asimismo, la recurrencia de DANAs devastadoras en el Valle del Ebro (2021), Barcelona (2023) , en Valencia y Albacete (2024), donde se registraron precipitaciones superiores a los 200 mm en 24 horas y, más recientemente, los trenes de borrascas de principios de año en Andalucía y Cataluña (2026) que sufrieron una sucesión de borrascas atlánticas especialmente activas que dejaron lluvias muy persistentes y acumulados muy elevados en gran parte de ambas comunidades, y que han resultado en daños estructurales graves en kilómetros de líneas áreas con decenas de árboles caídos sobre líneas, cientos de apoyos dañados y cables partidos que provocaron interrupciones prolongadas del suministro para cientos de miles de usuarios, especialmente en zonas rurales y urbanas colapsadas.

Estos eventos evidencian que la gestión actual, basada mayoritariamente en una respuesta reactiva centrada en la reparación post-evento es insuficiente ante la creciente intensidad climática (IRENA, 2025) Para transitar hacia un modelo de gestión preventiva de largo plazo, es imperativo contar con un marco analítico que permita cuantificar los riesgos antes de que ocurran. España dispone de herramientas como el Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO,2026), que permite abordar estos trabajos, pero es preciso un procedimiento para combinar esta información con la ubicación y características de la red para poder evaluar las potenciales consecuencias de las inundaciones. En este contexto, el presente trabajo propone un marco metodológico integrado que permita cuantificar el riesgo hídrico de manera sistemática, facilitando la identificación de activos críticos y la optimización de las inversiones en resiliencia. Dado que la complejidad del terreno y la existencia de medidas de mitigación no cartografiadas pueden alterar los resultados teóricos, la metodología se complementa con un programa de validación de campo en instalaciones estratégicas de las provincias de Barcelona y Zaragoza, contrastando el análisis de screening con la realidad física de los activos.

DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS

Para abordar la complejidad de los riesgos hídricos, se ha desarrollado una solución basada en un marco metodológico híbrido que combina análisis cuantitativos, semicuantitativos y cualitativos (GIZ, 2023; MITECO, 2023). A diferencia de los enfoques tradicionales, esta solución no se limita a la identificación de zonas inundables, sino que evalúa la interacción dinámica entre la amenaza, la ubicación del activo y su sensibilidad técnica frente a las inundaciones.

El estudio se centra en la red de distribución eléctrica de media y alta tensión, analizando tres tipologías principales de activos: postes de líneas aéreas, centros de transformación y subestaciones eléctricas. Dada la naturaleza distinta de los fenómenos hídricos, la solución ha sido diseñada para evaluar dos amenazas independientes:

- Riesgo por Inundación: Enfocado en procesos de desbordamiento fluvial o marino donde el daño principal deriva del contacto prolongado del agua con los componentes eléctricos, provocando cortocircuitos, corrosión o pérdida de operatividad por humedad.
- Riesgo por Riada Erosiva (Zona de Flujo Preferente - ZFP): Enfocado en flujos de agua violentos y concentrados, caracterizados por altas velocidades y calados que generan una capacidad destructiva mecánica. En este caso, el riesgo principal es la erosión de las cimentaciones, el arrastre de sedimentos y el colapso físico de los apoyos y postes.

El proceso comienza con un screening masivo basado en datos cartográficos y termina con una validación empírica en terreno. Este ciclo permite que el modelo se calibre continuamente, integrando el conocimiento operativo de los técnicos de red con la evidencia física, asegurando que la priorización de inversiones para reubicación o mejora de activos se base en el riesgo real y no solo en una estimación teórica.

METODOLOGÍA

La metodología evalúa de manera independientemente dos riesgos vinculados a la presencia de agua fuera de sus cauces habituales, ambos riesgos se analizan de manera independiente. Es decir, la amenaza debida a ZFP no se suma a la de inundación (fluvial y costera) si no que constituye un análisis complementario, ya que las cadenas de impacto y la vulnerabilidad de los activos frente a cada riesgo son diferentes.

La metodología general empleada para evaluar cada uno de los riesgos es común, y se basa en un planteamiento secuencial que comprende

1. Análisis de riesgo sobre activos individuales como apoyos, centros de transformación, subestaciones. Este riesgo considera la probabilidad de que el activo se encuentre ubicado en las zonas inundables cartografiadas por el MITECO y las previsibles consecuencias sobre el mismo, en función de sus características.
2. Análisis de las consecuencias a nivel del servicio. Este análisis se realiza a nivel de líneas para la media tensión, o de las subestaciones para la alta tensión. Busca evaluar las consecuencias desde la perspectiva de una afectación no solo a la propia infraestructura de e-distribución, sino también en el servicio prestado. Tienen en consideración factores como la realimentabilidad de las líneas, etc.

Como puede verse en la figura, los resultados del análisis de riesgos individuales alimentan al análisis posterior de las consecuencias en el servicio.

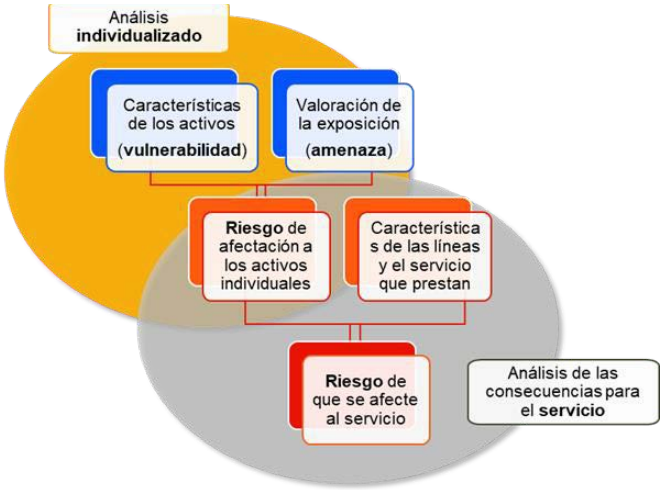


Figura 1: Etapas del análisis de riesgos

Pese a que el planteamiento metodológico es común, lógicamente, para cada uno de los riesgos se consideran diferentes valores de amenaza, vulnerabilidad, etc.

Procedimiento para la evaluación del Riesgo Individual

A nivel de activos individuales, todos los elementos de la red son identificados, catalogados y mapeados frente a las capas de amenaza de inundación. La probabilidad de exposición y el potencial de daño físico de cada componente se derivan de la combinación de sus puntuaciones de vulnerabilidad y amenaza.

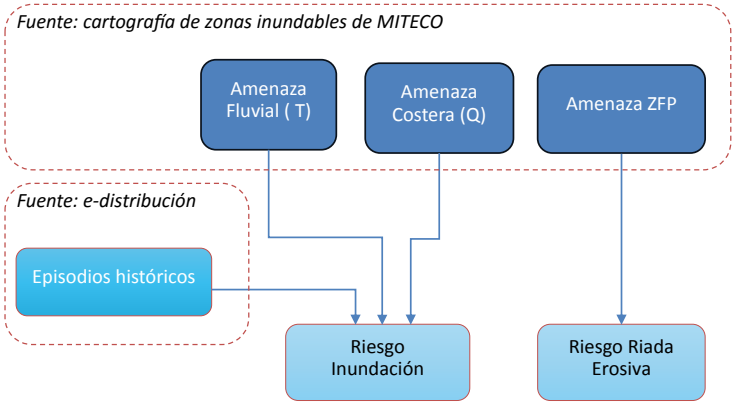
$$\text{Riesgo individual} = \text{Vulnerabilidad} \times \text{Amenaza}$$

Evaluación de la Amenaza

Para abordar el análisis y evaluar cuales son los activos expuestos a estos riesgos se parte de diferentes fuentes de información. Por un lado, se han considerado las diferentes capas de la cartografía de zonas inundables aportadas por MITECO. Adicionalmente, se han considerado los eventos de inundación reportados por las diferentes áreas de e-distribución. La imagen Figura 1 sintetiza la información empleada en los análisis y su cometido.

El análisis de la amenaza se divide en dos rutas independientes. Para la amenaza por inundación, se emplea la cartografía del MITECO analizando periodos de retorno (T) de 10, 50, 100 y 500 años, asignando puntuaciones crecientes según la severidad y probabilidad del evento. Para la amenaza por riada erosiva (ZFP), se definen criterios hidráulicos específicos: calados superiores a 1 m, velocidades superiores a 1 m/sy un producto de ambos superior a $0{,}5\ m^2/s$. Adicionalmente, se incorpora una variable de historial, incrementando la puntuación de amenaza en activos con registros documentados de inundaciones previas.

La exposición se determina mediante el cruce geoespacial (GIS) entre la ubicación de los activos y las capas de amenaza. Un activo se define como expuesto si su ubicación coincide con cualquier capa de inundación o zona de flujo preferente. Por su parte, la vulnerabilidad se determina mediante un proceso de consulta a expertos, analizando la tipología constructiva, los materiales y el estado de conservación. Para eliminar sesgos, se aplica un modelo de ponderación donde el criterio del operador de red (DSO) representa el 60% y el de expertos externos el 40%.



Presencia en zonas inundables		Tiempo de retorno (años)		Probabilidad anual	Puntos (T500=1)
Cartografía de zonas inundables de MITECO	Inundación Fluvial	T500	500	0,002	1
		T100	100	0,010	5
		T50	50	0,020	10
		T10	10	0,100	50
	Inundación Costera	Q500	500	0,002	1
		Q100	100	0,010	5
	ZFP	100		0,010	5
Archivo edistribución	Episodios históricos	25		0,040	20

Izquierda: Figura 2: Gráfico explicativo sobre los dos riesgos hidrológicos analizados.

Derecha: Tabla 1: Puntuaciones de amenaza en base a tiempos de retorno de inundación fluvial (T), marítima (Q), Zona de Flujo Preferente (ZFP) y episodios históricos reportados por las áreas.

Evaluación de la Vulnerabilidad

La evaluación de la vulnerabilidad se aborda a través de un metodología de juicio experto frecuentemente aplicada en el sector (Nationalgrid, 2023; ICF, 2024). En una primera valoración, expertos técnicos proponen puntuaciones iniciales de vulnerabilidad (que oscilan entre 0 y 5) basándose en criterios estandarizados que incluyen las propiedades de los materiales, la tipología constructiva y la exposición (por ejemplo, interiores frente a exteriores). Posteriormente, estas puntuaciones preliminares son revisadas y ajustadas por expertos. Las evaluaciones de los expertos tienen una ponderación mayor (60%) que las de la primera valoración (40%), con el fin de otorgar una mayor importancia al conocimiento operativo. Este procedimiento da como resultado un índice de vulnerabilidad que captura tanto el conocimiento científico como la experiencia.

Normalización y Categorización del Riesgo

El valor de riesgo global para cada activo de la red se calcula como el producto de sus puntuaciones de amenaza y vulnerabilidad. Para facilitar el análisis comparativo, los resultados se normalizan en el rango 1-2 mediante una transformación de escalado lineal basada en los valores mínimos y máximos del conjunto de datos. Se eligió esta escala para evitar valores de riesgo nulos y preservar las diferencias proporcionales, asegurando así la estabilidad numérica en las agregaciones posteriores. Las puntuaciones normalizadas se categorizan posteriormente en cinco niveles de riesgo cualitativos: Muy Bajo, Bajo, Medio, Alto y Muy Alto. Este enfoque permite una clasificación estandarizada y, al mismo tiempo, interpretable para diversos elementos de la infraestructura.

Procedimiento para la evaluación del Riesgo de afectación al servicio

En cuanto a las consecuencias a nivel de servicio, el análisis se extiende al rendimiento del sistema y la continuidad del suministro. En este caso, el análisis se realiza para cada línea de media y alta tensión. A este nivel, la vulnerabilidad proviene del riesgo agregado de los activos individuales (calculada con la ecuación anterior) y del impacto en el servicio, el cual, como se explica a continuación, depende de diferentes factores según el tipo de instalación.

$$\text{Riesgo} = \text{Riesgo agregado de los activos} \times \text{Impacto}$$

Para el análisis de consecuencias en la red de media tensión (MT), se han definido dos escenarios de fallo:

Escenario 1: Pérdida individualizada de Centros de Distribución (CD). Se analiza el caso en que una línea de MT atraviesa una zona inundable, asumiendo la pérdida exclusivamente de aquellos CD ubicados dentro del área de riesgo.

Escenario 2: Pérdida integral del servicio en la LMT. Se asume el colapso total de la línea, afectando a la totalidad de los CD asociados, independientemente de si se encuentran o no en zona de inundación.

En cuanto al análisis de consecuencias para el servicio de alta tensión (AT), se evalúa el riesgo de las subestaciones (SSEE). En este caso, se establece que la afectación de una subestación conlleva la pérdida total del servicio en su área de influencia.

Validación en Campo

Finalmente, para cerrar el ciclo metodológico, se ha implementado un protocolo para la validación en campo de las instalaciones de E-distribución, testeándose el mismo en un conjunto de instalaciones seleccionadas situadas en las provincias de Barcelona y Zaragoza. Este protocolo consiste en evaluar el histórico de inundaciones con el personal que trabaja de manera regular en las instalaciones, y evaluar, a través de una visita presencial, qué factores de exposición, vulnerabilidad o amenaza pueden estar siendo evaluados erróneamente. De este modo, el proceso busca contrastar la exposición real frente a la cartografía, evaluar la sensibilidad de las instalaciones mediante la inspección de las características reales de las mismas, y analizar la capacidad adaptativa, analizando si se encuentran implementadas (o si es posible considerar) medidas como sistemas de drenaje ampliados, bombas de achique o la elevación de elementos críticos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La aplicación del marco metodológico ha permitido obtener una visión georreferenciada del riesgo ante inundaciones en la red. A través de este análisis, se ha identificado un grupo inicial de activos (aproximadamente el 2% del total) cuyo nivel de riesgo sugeriría una revisión prioritaria, especialmente en riberas de cuencas principales y centros de transformación subterráneos. Estos últimos presentan una variabilidad de riesgo superior a la de los apoyos, debido a su mayor sensibilidad a la humedad y a las dificultades intrínsecas de drenaje.

La validación empírica confirmó la vulnerabilidad de la mayoría de los activos de riesgo alto, aunque reveló limitaciones en la precisión del modelo teórico. Por un lado, se detectaron "falsos positivos" en instalaciones con medidas de adaptación no inventariadas que mitigan la vulnerabilidad real (como equipos sobre bastidores o bombeos activos). Por otro lado, surgieron "falsos negativos" críticos (por ejemplo, centros integrados en edificios, activos en zonas no cartografiadas por MITECO, etc.) debido a limitaciones de la cartografía del MITECO ya apuntadas por otras fuentes (López-Martínez, 2020; Consorcio de Compensación de Seguros & MITECO, 2026; Confederación Hidrográfica del Segura). También se ha evidenciado que la cartografía de MITECO no recoge riesgos pluviales locales que afectan a centros subterráneos.

Estos resultados ponen de manifiesto la complejidad de evaluar riesgos en redes extendidas y evidencian que la cartografía oficial, aunque robusta, presenta un "sesgo estacionario" al no integrar el impacto del cambio climático en la intensidad de las precipitaciones. En consecuencia, se subraya la necesidad de evolucionar el modelo hacia la inclusión de buffers espaciales y una mayor sensibilidad a la tipología de activos subterráneos. Asimismo, se ratifica la importancia de mantener la independencia entre el análisis de inundaciones y el de riadas erosivas, ya que las medidas de mitigación difieren radicalmente según la dinámica del flujo. En última instancia, la integración de reportes históricos y el conocimiento operativo se consolidan como el factor correctivo más eficaz para reducir la incertidumbre y refinar la precisión de la evaluación.

Las conclusiones de las visitas apuntan a que la cartografía existente no captura todas las dinámicas de inundación, conduciendo a que se generen un reducido número de “falsos positivos” (instalaciones que la metodología identifica como de elevado riesgo, pero que en la visita se ha detectado que cuentan con características que permiten descartar el mismo) y “falsos negativos”, instalaciones expuestas a inundaciones pese a ser descartadas por la metodología (fundamentalmente, aquellas ubicadas en puntos concretos expuestos a inundaciones pluviales o rápidas que no son capturadas por la metodología de MITECO). Al mismo tiempo, también ha sido posible constatar que los resultados de la metodología permiten, en líneas generales, identificar instalaciones que cuentan con un elevado riesgo potencial teórico, y que al visitar las mismas se pone de manifiesto que la percepción del mismo en el territorio es real. Por tanto, se puede concluir que la metodología sí permite una preselección de instalaciones con un potencial elevado riesgo de inundación, pero que es conveniente visitar las mismas para evaluar los riesgos sobre el territorio, así como potenciales actuaciones.

CONCLUSIONES

El presente trabajo ha permitido desarrollar y validar un marco metodológico híbrido que permite transitar de una gestión reactiva a una preventiva en la infraestructura eléctrica. La principal contribución radica en la implementación de una metodología dual que distingue entre inundación y riada, permitiendo una priorización de inversiones basada en el daño físico esperado.

La fase de validación ha demostrado que la resiliencia de la red no depende solo de la ubicación geográfica, sino de la capacidad adaptativa instalada. Como líneas futuras, se propone la transición hacia evaluaciones cuantitativas basadas en curvas de daño, la integración de riesgos por vientos y temperaturas extremas, y la inclusión de dispositivos de control remoto en el análisis. En conclusión, la metodología propuesta constituye una herramienta iterativa y replicable, esencial para asegurar la continuidad del suministro eléctrico y fortalecer la resiliencia de los sistemas energéticos críticos ante el escenario climático actual.

AGRADECIMIENTOS

El desarrollo de este estudio ha sido posible gracias a la cartografía de zonas inundables proporcionada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), a través del Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables (SNCZI)

REFERENCIAS

[1] AEMET, OECC, CSIC y Fundación Biodiversidad, 2024, Visor de Escenarios de Cambio Climático de AdapteCCa. Disponible en: https://escenarios.adaptecca.es/

[2] Confederación Hidrográfica del Segura, Mapas de Peligrosidad y Mapas de Riesgo de Inundación de la Demarcación Hidrográfica del Segura, https://www.chsegura.es/es/cuenca/caracterizacion/zonas-inundables-y-gestion-del-riesgo/mapas-de-peligrosidad-y-riesgo-mpri/. Accedido el 11/09/2026

[3] Consorcio de Compensación de Seguros & MITECO (colaboración en Consorseguros Digital), 2026, La cartografía de zonas inundables en España: el SNCZI como herramienta para la gestión del riesgo, https://consorsegurosdigital.com/es/numero-24/sumario/colaboraciones/cartografia_zonas_inundables/

[4] GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH, 2023, Climate Risk Sourcebook, https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/19122/1/giz_2023_Climate_Risk_Sourcebook.pdf

[5] IRENA (International Renewable Energy Agency), 2025, Enhancing resilience: Climate-proofing power infrastructure. https://www.irena.org/Publications (PDF: IRENA_TEC_Enhancing_resilience_power_infrastructure_2025.pdf)

[6] López-Martínez, F. ,2020. Análisis de la cartografía de zonas inundables española, de un requisito nacional a Europeo. EURE, 46(139). https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=19662965003

[7] MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), 2023, Guía para la evaluación de riesgos asociados al cambio climático. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ceneam/recursos/mini-portales-tematicos/miteco_guia_evaluacion_riesgos_cambio_climatico_2023_v13_interactivo_ok_tcm30-573925.pdf

[8] MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), 2026, Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables (SNCZI), https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/gestion-de-los-riesgos-de-inundacion/snczi.html

[9] NationalGrid, 2023, Climate Change Vulnerability Study, https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/our-company/national-grid-ccvs_final-report_09222023.pdf

[10] ICF (ICF International), 2024, Versant Power Climate Change Vulnerability Study, https://www.versantpower.com/docs/default-source/environmental/12-20-2024-versant-ccvs-report-v1.pdf?sfvrsn=34fbaa1a_1

02

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.

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO COMO SISTEMA DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Cristina Sancho-Tello Larraz, Investigadora – CIRCE Centro Tecnológico
Mikel Refoyo Borao, Investigador – CIRCE Centro Tecnológico
Javier Ballestín Fuertes, Investigador – CIRCE Centro Tecnológico
María Avery Fernández, Responsable Ingeniería, Estandarización y Smart Grids - e-distribución redes digitales SL
Luis Sierra Castañer, Responsable Ingeniería Subestaciones y LAT - e-distribución redes digitales SL
Jaume Badía Llesuy, Ingeniería Subestaciones - e-distribución redes digitales SL

Resumen: Los servicios auxiliares de una subestación eléctrica garantizan el funcionamiento de cargas críticas asociadas al control, la protección, las comunicaciones y la maniobra de la instalación. En situaciones de desconexión de la red, estos servicios dependen de bancos de baterías cuya autonomía puede resultar insuficiente ante una incidencia prolongada. Ante esta situación, el uso de un vehículo eléctrico con tecnología Vehicle-to-Load (V2L) se presenta como un recurso auxiliar temporal, flexible y desplazable, capaz de alimentar los consumos esenciales y aportar energía adicional a las baterías de la subestación. El presente estudio se centra en una subestación estándar de Endesa y evalúa el aumento de margen operativo de la subestación, a través de una salida V2L comercial de 3,6 kW, sin comprometer la movilidad posterior del vehículo. Los resultados muestran que, tras 6,5 horas de conexión, la cobertura efectiva alcanza un aumento de la autonomía de 9,4 horas en los paquetes de baterías de la subestación. Además, el vehículo conserva 27,6 kWh de energía, equivalentes al 46% de su capacidad y a una autonomía aproximada de 153,3 km, suficiente para abandonar la instalación o desplazarse a otro punto de recarga.

Palabras clave: Vehicle-to-Load, V2L, vehículo eléctrico, subestación eléctrica, servicios auxiliares, baterías, autonomía, respaldo energético.

INTRODUCCIÓN

Los servicios auxiliares de una subestación eléctrica alimentan cargas críticas asociadas al control, la protección, las comunicaciones y la maniobra de la instalación. Cuando no existe un suministro desde la red, estos servicios dependen de sistemas de respaldo, principalmente bancos de baterías, cuya autonomía es limitada y puede no ser suficiente si la incidencia se prolonga o si no existe una alternativa inmediata de alimentación.

Esta limitación genera la necesidad de estudiar soluciones de apoyo que permitan extender el tiempo disponible de operación o recuperar un nivel mínimo de servicio mientras no se cuenta con la alimentación principal. Entre las alternativas habituales pueden considerarse sistemas fotovoltaicos con almacenamiento, capaces de aportar energía de forma renovable, así como grupos electrógenos, que ofrecen una respuesta robusta; ambas opciones se emplean con frecuencia en configuraciones híbridas de respaldo para mejorar la fiabilidad del suministro ante cargas críticas o aisladas [1]. En este marco, resulta relevante valorar soluciones móviles y flexibles que puedan complementar estos recursos, especialmente en escenarios en los que no se disponga de una instalación fija suficiente o en los que se necesite una respuesta temporal y rápida.

En este contexto, el despliegue creciente del vehículo eléctrico abre la posibilidad de utilizar la energía almacenada en su batería como recurso auxiliar, flexible y desplazable. Dentro de las opciones de descarga del vehículo, este artículo analiza el uso de la tecnología *Vehicle-to-Load* (V2L), que permite emplear la batería del vehículo para alimentar cargas externas mediante una salida de corriente alterna, con potencias comerciales que pueden alcanzar 3,6 kW en sistemas monofásicos de 230 V y 16 A [2].

Este estudio analiza en qué condiciones una salida V2L comercial puede utilizarse como fuente auxiliar en una subestación eléctrica, evaluando de forma conjunta cómo la potencia disponible en el vehículo puede satisfacer la demanda de los servicios auxiliares y recuperar la energía en los bancos de baterías, manteniendo la reserva mínima necesaria para garantizar el desplazamiento posterior del vehículo. Además, se consideran los condicionantes prácticos de aplicación, como el modo de conexión, el tiempo de intervención y la operativa requerida para integrar esta solución como recurso auxiliar de emergencia.

Este supuesto no se limita a un apagón general, sino que puede abarcar distintas situaciones de indisponibilidad de red, como trabajos de mantenimiento, maniobras programadas, averías locales, reposición diferida del suministro principal o necesidad de mantener cargas esenciales mientras se desplazan otros medios auxiliares. En todos estos casos, el V2L se plantea como una fuente de respaldo móvil para prolongar el funcionamiento de la subestación cuando la alimentación principal no está disponible.

El artículo se organiza de la siguiente forma: tras la introducción, el apartado de solución propuesta define la alternativa planteada, describe la subestación de referencia y sus servicios auxiliares, presenta los parámetros de los bancos de baterías y justifica la selección de la tecnología V2L frente a otras opciones V2X. A continuación, el apartado de resultados desarrolla el procedimiento de cálculo y verifica la viabilidad energética de la solución, evaluando la autonomía disponible en las baterías de la subestación, la aportación del vehículo durante la conexión V2L y la energía restante en el vehículo tras la intervención. Finalmente, las conclusiones sintetizan los principales resultados obtenidos y valoran la aplicación del V2L como apoyo temporal para aumentar el margen operativo de subestaciones eléctricas.

SOLUCIÓN PROPUESTA

Para que una subestación reciba un respaldo adecuado, la fuente auxiliar debe cubrir, en primer lugar, el consumo de sus servicios esenciales y, además, disponer de potencia suficiente para contribuir a la recarga de los paquetes de baterías. Por este motivo, no toda la potencia disponible del vehículo puede destinarse a la carga de las baterías de la subestación, ya que una parte debe emplearse necesariamente en mantener alimentadas las cargas críticas durante la incidencia. En la Figura I se puede ver el esquema general de la subestación considerada en el caso de estudio, incluyendo la disposición de sus servicios auxiliares y el sistema de alimentación en corriente continua.

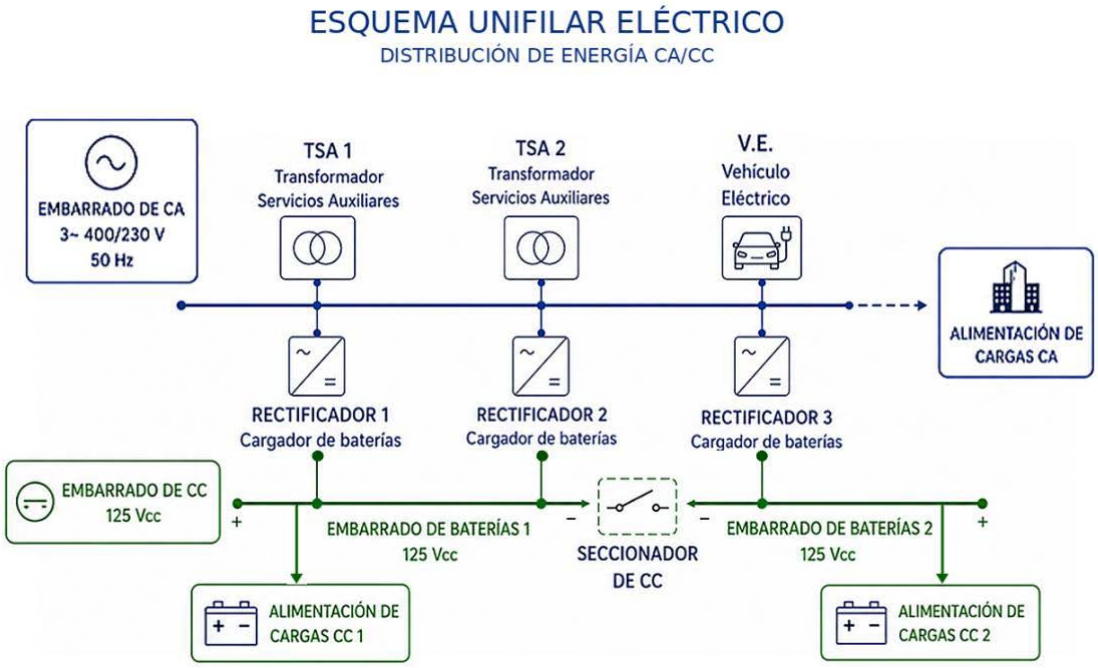


Figura I: Esquema de subestación.

Existen distintas topologías de subestación, con configuraciones variables en función de su nivel de potencia, los servicios auxiliares instalados, el consumo asociado y la disponibilidad de sistemas de baterías. Para este estudio se toma como referencia una subestación cuyos servicios auxiliares siguen la distribución representada en la Figura I, y cuyos valores de consumo y capacidad se recogen en la Tabla I. Esta configuración se ha seleccionado por corresponder a una subestación tipo, con valores reales y representativos de consumo de servicios auxiliares y capacidad de baterías.

Topología de subestación	Consumo (W)	Capacidad (Ah)
SE estándar	2374,5	250,8

Tabla I. Topología de subestación.

Los parámetros específicos del paquete de baterías se presentan en la Tabla II.

Parámetro	Baterías
Número de baterías	3
Capacidad nominal por batería	100 Ah
Tensión continua del sistema	125 V
Factor de energía cedida	0,836
Tiempo de llegada del vehículo *t*	10 horas

Tabla II. Parámetros de los paquetes de baterías.

Dentro de las tecnologías de recarga y descarga asociadas al vehículo eléctrico existen distintas alternativas V2X, principalmente *Vehicle-to-Grid* (V2G), *Vehicle-to-Building* (V2B) y *Vehicle-to-Load* (V2L). Las soluciones V2G y V2B presentan una mayor complejidad normativa, ya que, cuando exportan energía a la red, deben cumplir los códigos de red aplicables. Además, requieren una inversión económica superior y una mayor complejidad técnica, al ser necesaria la instalación de un cargador bidireccional. En el caso de V2B, aunque podría emplearse sin exportación directa a la red, su funcionamiento en modo *grid-following* exige la existencia previa de una onda con la que sincronizarse, por lo que no resulta viable como solución autónoma y requeriría la presencia de otro generador [3]. Frente a ello, el V2L permite utilizar el cargador existente en el vehículo como una fuente AC autónoma en modo *grid-forming*, generando la red sin requerir infraestructura externa dedicada. Por estas razones, se selecciona la tecnología V2L como la alternativa más viable a corto plazo. Su principal ventaja es la actual disponibilidad comercial de la solución y la simplicidad técnica, ya que únicamente requiere un adaptador para el conector de carga del vehículo.

En este contexto, el presente trabajo evalúa si un vehículo eléctrico con funcionalidad V2L puede emplearse como apoyo temporal para los servicios auxiliares de una subestación eléctrica cuando no se dispone de alimentación desde la red. El análisis parte de la posibilidad de utilizar la energía almacenada en la batería del vehículo para complementar los bancos de baterías de la subestación cuando su autonomía restante es insuficiente. La solución propuesta consiste en conectar el vehículo, de forma segura y aislada de la red, para mantener alimentadas las cargas críticas y utilizar el excedente disponible en la recuperación parcial de las baterías. Para que la solución sea válida, la potencia disponible en la salida V2L debe permitir alimentar las cargas críticas, aportar un excedente útil para recuperar parcialmente el estado de carga de los bancos de baterías y aumentar la autonomía disponible respecto a un escenario de descarga sin apoyo externo. Al mismo tiempo, debe conservarse una reserva energética suficiente en el vehículo para garantizar su desplazamiento posterior, de forma que el apoyo a la subestación no comprometa su función como recurso móvil.

Este estudio se plantea para una descarga V2L de 3,6 kW en corriente alterna monofásica, valor representativo de una salida tipo Schuko de 230 V y 16 A disponible en vehículos comerciales actuales. Bajo esta condición, el vehículo no se considera un sustituto permanente de los sistemas de respaldo existentes, sino un recurso auxiliar desplazable que puede conectarse durante una incidencia para extender el tiempo de operación de la subestación o recuperar parcialmente la capacidad de sus baterías.

La solución se considera viable si se cumplen tres condiciones: la potencia V2L cubre las cargas críticas, existe potencia excedente para recuperar parcialmente las baterías de la subestación y el vehículo mantiene una reserva energética adecuada para su desplazamiento posterior.

RESULTADOS

Como se ha definido en los apartados anteriores, el objetivo del análisis es comprobar si una salida V2L comercial puede emplearse como sistema de respaldo temporal para los servicios auxiliares de una subestación eléctrica. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el caso de estudio, evaluando tanto el aumento de autonomía de las baterías de la subestación como la energía restante en el vehículo tras la intervención.

Las ecuaciones (1) a (4) permiten calcular la capacidad útil del banco de baterías, la corriente de descarga, el estado de carga restante y la autonomía disponible a partir de los parámetros de capacidad, tensión, factor de energía cedida y consumo de los servicios auxiliares.

$$C_{útil} = n^{o}_{bat} \cdot f_{energía\ cedida} \cdot C_{bat} \quad (1)$$

$$I_{descarga} = \frac{P_{consumo}}{V_{CC}} \quad (2)$$

$$\%_{carga} = \%_{inicial} - \left(\frac{t \cdot I_{descarga}}{C_{útil}} \cdot 100\right) \quad (3)$$

$$Autonomía\ (h) = \frac{\%_{carga}}{100} \cdot \frac{C_{útil}}{I_{descarga}} \quad (4)$$

Una vez caracterizada la descarga inicial, se evalúa la aportación del vehículo eléctrico. La potencia real de descarga del vehículo se obtiene aplicando el rendimiento del sistema a la potencia nominal de la salida V2L. A partir de este valor, la potencia disponible para la recarga de cada paquete de baterías se calcula mediante (5).

$$P_{disponible\ recarga} = P_{V2L\ real} - P_{consumo\ baterías} = (3{,}6 \cdot 0{,}955) - 2{,}3745 = 1{,}0635\ kW \quad (5)$$

A partir de la potencia excedente se calcula la corriente de recarga mediante la ecuación (6) y la tasa de recuperación del estado de carga mediante la ecuación (7). Con ello se estima la evolución durante el tiempo de conexión del vehículo y la autonomía adicional obtenida respecto al caso sin apoyo externo.

$$I_{recarga,\ BAT\ i}[A] = \frac{P_{disponible\ recarga}}{V_{CC}} \quad (6)$$

$$Tasa_{recarga}\left[\%/_{h}\right] = \frac{I_{recarga}}{C_{útil}} \cdot 100 \quad (7)$$

Este procedimiento permite cuantificar tanto la autonomía disponible en el momento de llegada del vehículo como la autonomía restante tras el periodo de conexión V2L, considerando que el vehículo mantiene alimentadas las cargas críticas durante toda la intervención.

Se analiza un caso en el que, partiendo de las baterías cargadas al 100% de su capacidad, han transcurrido 10 horas desde la desconexión de la red. A partir de esta condición inicial, el estado de carga y la autonomía disponible en el momento de llegada del vehículo se obtienen mediante las ecuaciones (8) y (9), y su evolución se representa posteriormente en la Figura II.

$$\%_{carga,\ BAT\ 1} = \%_{inicial} - \left(\frac{t \cdot I_{descarga}}{C_{útil}} \cdot 100\right) = 100 - \left(\frac{10 \cdot 18{,}996}{250{,}8} \cdot 100\right) = 24{,}26\% \quad (8)$$

$$Autonomía_{final,\ BAT\ 1} = \frac{\%_{carga}}{100} \cdot \frac{C_{útil}}{I_{descarga}} = \frac{24{,}26}{100} \cdot \frac{250{,}8}{18{,}996} = 3{,}2\ horas \quad (9)$$

Tras un período de carga de 6,5 horas, el nuevo estado de carga y la autonomía disponible se calculan mediante las ecuaciones (10) y (11). Estos resultados permiten determinar la cobertura total alcanzada desde la llegada del vehículo y el incremento de autonomía respecto al caso sin apoyo externo. Se ha seleccionado un tiempo de carga de 6,5 horas por ser un tiempo que permite un aumento suficiente de la autonomía de las baterías sin comprometer la autonomía del vehículo.

$$\%_{final,BAT\ 1} = \%_{inicial} + tiempo_{conexión}[h] \cdot Tasa_{recarga} = 24{,}26 + 6{,}5 \cdot 3{,}39 = 46{,}3\% \quad (10)$$

$$Autonomía_{final,\ BAT\ 1} = \frac{46{,}3}{100} \cdot \frac{250{,}8}{18{,}996} = 6{,}1\ horas \tag{11}$$

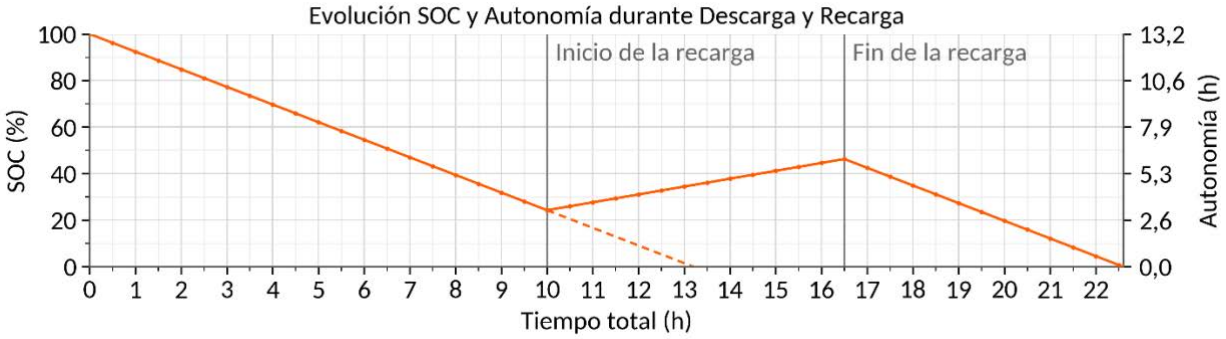


Figura II: Evolución de la carga y autonomía del paquete de baterías.

Además de la evolución de los bancos de baterías de la subestación, se debe comprobar el estado final del vehículo eléctrico para asegurar que mantiene una autonomía suficiente tras prestar el apoyo V2L. Se considera que el vehículo debe recorrer 50 km hasta la subestación, y que sus parámetros específicos son los descritos en la Tabla III.

Parámetro	**Datos vehículo**
Capacidad de la batería	60 kWh
Consumo medio	18 kWh/100 km
Rendimiento del sistema	0,955

Tabla III. Parámetros del vehículo.

$$E_{llegada} = E_{total\ vehículo} - \frac{distancia \cdot Consumo_{medio}}{100} = 60 - \frac{50 \cdot 18}{100} = 51\ kWh \tag{12}$$

$$\%_{llegada} = \frac{E_{llegada}}{E_{total\ vehículo}} \cdot 100 = \frac{51}{60} \cdot 100 = 85\% \tag{13}$$

Durante el periodo de conexión, el vehículo entrega energía a la subestación mediante la salida V2L. La energía restante en su batería y el porcentaje de capacidad disponible al finalizar la intervención se obtienen mediante las ecuaciones (14) y (15).

$$E_{final} = E_{llegada} - (P_{V2L} \cdot tiempo_{conexión}) = 51 - (3{,}6 \cdot 6{,}5) = 27{,}6\ kWh \tag{14}$$

$$\%_{final,\ vehículo} = \frac{E_{final}}{E_{total\ vehículo}} \cdot 100 = \frac{27{,}6}{60} \cdot 100 = 46\% \tag{15}$$

A partir de la energía disponible calculada, la autonomía restante del vehículo se obtiene mediante la ecuación (16), confirmando que conserva margen suficiente para abandonar la instalación. La evolución del vehículo se muestra en la Figura III. Este procedimiento es aplicable a otros tiempos de recarga.

$$Autonomía_{vehículo} = \frac{E_{final}}{Consumo_{medio}} \cdot 100 = \frac{27{,}6}{18} \cdot 100 = 153{,}3\ km \tag{16}$$

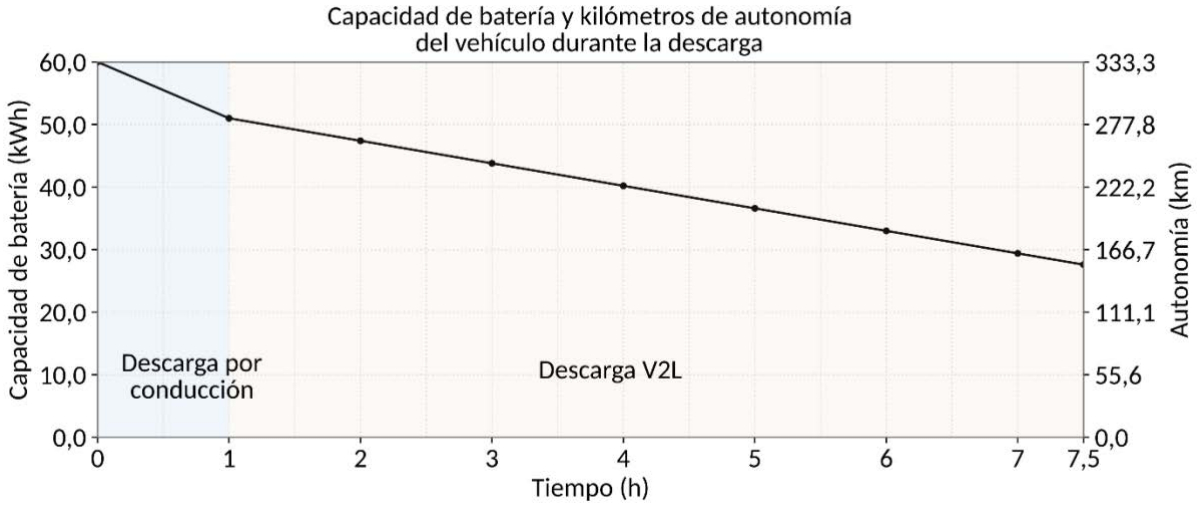


Figura III. Batería y autonomía del vehículo durante su descarga.

En conjunto, los resultados confirman la hipótesis planteada: el uso de un vehículo eléctrico con funcionalidad V2L resulta viable como apoyo temporal a los servicios auxiliares de la subestación. La viabilidad se verifica al cubrir la demanda de las cargas críticas, disponer de excedente energético para la recuperación parcial de los bancos de baterías y mantener una reserva suficiente en el vehículo al finalizar la intervención.

CONCLUSIONES

En situaciones de desconexión de la red, los servicios auxiliares de una subestación dependen de bancos de baterías cuya autonomía puede resultar insuficiente ante una incidencia prolongada. Entre todas las opciones de descarga de VE, el V2L emerge como la más viable para esta aplicación. La solución permite aportar energía en el punto de necesidad mediante un recurso móvil, sin requerir infraestructura bidireccional compleja ni sincronización con la red.

En el escenario estudiado, la salida V2L de 3,6 kW permite alimentar las cargas críticas de la subestación y, simultáneamente, disponer de potencia excedente para recuperar parcialmente el estado de carga de los bancos de baterías. Tras 6,5 horas de conexión, la autonomía disponible pasa de 3,2 horas en el momento de llegada del vehículo a una cobertura total de 12,6 horas, lo que supone un incremento de 9,4 horas. Además, el vehículo conserva 27,6 kWh al finalizar la intervención, equivalentes al 46% de su capacidad y a una autonomía aproximada de 153,3 km, suficiente para abandonar la instalación o desplazarse a un punto de recarga.

Estos resultados confirman la viabilidad del V2L como solución de apoyo temporal en subestaciones eléctricas, siempre que se garantice una conexión segura, el aislamiento respecto a la red y una gestión adecuada de la reserva energética del vehículo. La solución no sustituye a los sistemas de respaldo permanentes, pero puede complementar su operación en incidencias prolongadas, trabajos programados o situaciones en las que sea necesario aumentar el margen operativo de la instalación.

REFERENCIAS/BIBLIOGRAFÍA

[1] Memon, Z. A. y Akbari, M. A. (2023). Optimizing hybrid photovoltaic/battery/diesel microgrids in distribution networks considering uncertainty and reliability. *Sustainability*, 15(18), 13499.

[2] Mekel Technology (s. f.). Vehicle-to-Load Standard. Especificación de adaptador V2L con salida de hasta 3,6 kW monofásica a 16 A.

[3] Electric Power Research Institute (EPRI) (2023). Functional Requirements for Integrating Vehicle-to-Building (V2B) in Microgrids: System Requirements. Technical Update 3002026797.

VEHÍCULOS ELECTRICOS V2G COMO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO: ANALISIS DE EFICIENCIA

Carlos Barcelona-Aznar, Investigador – técnico, CIRCE Centro Tecnológico (Zaragoza)
Antonio-Miguel Muñoz-Gómez, Líder de equipo, CIRCE Centro Tecnológico (Zaragoza)

Resumen:

El incremento de la generación eléctrica de origen renovable, junto con la progresiva electrificación de los distintos sectores energéticos, plantea nuevos retos relacionados con la flexibilidad, la estabilidad y la capacidad de adaptación de la red eléctrica. En este contexto, existe un creciente interés por utilizar los vehículos eléctricos como sistemas móviles de almacenamiento capaces de proporcionar servicios de apoyo a la red. Este estudio analiza la eficiencia del proceso bidireccional usando una metodología experimental basada en la aplicación de diferentes perfiles de carga y descarga, diseñados para representar distintos patrones de utilización del vehículo eléctrico. Los ensayos se realizan en condiciones reales de operación mediante un demostrador y un vehículo eléctrico comercial. Asimismo, se estudia la influencia de los diferentes perfiles de potencia sobre el comportamiento energético del conjunto vehículo-cargador, con el objetivo de identificar las principales pérdidas y evaluar las prestaciones del sistema en aplicaciones de apoyo a la red eléctrica.

Palabras clave: vehículo eléctrico, carga bidireccional, eficiencia energética, flexibilidad de la red, almacenamiento distribuido.

INTRODUCCIÓN

La transición energética avanza en Europa impulsada por el despliegue de energías renovables y la electrificación de los procesos energéticos, como la adopción creciente del vehículo eléctrico, en línea con los objetivos de la Agenda 2030. Este escenario trae consigo el aumento progresivo del consumo eléctrico a la par que una mayor variabilidad en la generación debido a la intermitencia de las fuentes renovables, lo que exige nuevos métodos de adaptación y flexibilidad a la red eléctrica [1]. Por otro lado, es necesario enfrentar los problemas derivados de la congestión de la red que dificultan la integración de nueva demanda.

En este contexto, el vehículo eléctrico no solo debe entenderse como una nueva carga, sino también como un recurso energético distribuido con un potencial relevante para el sistema. El aumento progresivo del parque eléctrico permitirá disponer en 2030 de una capacidad agregada de almacenamiento estimada en 114 TWh únicamente en Europa [2]. Parte de esta capacidad podría aprovecharse para suministrar energía, absorber excedentes de generación renovable y prestar diferentes servicios de apoyo a la red eléctrica [3].

La tecnología *Vehicle-to-Grid* (V2G) ha sido validada mediante numerosos proyectos piloto [4-6] que han demostrado su viabilidad técnica. No obstante, persisten importantes barreras que limitan su adopción a gran escala [7]. Entre ellas destacan la necesidad de avanzar en la estandarización de los procesos de carga bidireccional, el desarrollo de marcos regulatorios y mercados de flexibilidad adecuados, así como el despliegue de la infraestructura y de las soluciones tecnológicas necesarias. Estos factores continúan dificultando la penetración de la tecnología tanto en el ámbito residencial como en el industrial.

En este artículo se analiza la eficiencia energética del vehículo eléctrico cuando opera como sistema de almacenamiento distribuido mediante tecnología V2G. Para ello, se utiliza una metodología experimental basada en la aplicación de distintos perfiles de carga-descarga, representativos de diferentes estrategias de utilización del vehículo. Los ensayos se realizan en un entorno real utilizando un vehículo eléctrico comercial y un demostrador de cargador bidireccional, registrando las principales magnitudes eléctricas y energéticas del proceso. A partir de los datos obtenidos se evalúa la eficiencia del intercambio bidireccional de energía y se identifican las principales pérdidas asociadas al conjunto vehículo–cargador, con el fin de valorar su comportamiento en aplicaciones para la red eléctrica.

METODO

La campaña de ensayos ha empleado un vehículo eléctrico Nissan LEAF y un demostrador de cargador V2G desarrollado previamente en el marco del proyecto Neutralpath. A continuación, se define cada una de estas partes junto con los perfiles de carga V2G.

Vehículo eléctrico

El vehículo eléctrico usado es un Nissan LEAF fabricado en 2015, con 160000km recorridos y comunicación mediante el protocolo Chademo. Su batería presenta una tensión nominal de 360V, una capacidad nominal de 24kWh y un estado de salud (SOH) del 52%, equivalente a una capacidad estimada de 12,5 kWh.

Cargador V2G

El cargador bidireccional cuenta con una conexión a red a través de un convertidor AC/DC de 60kW y dos salidas a vehículo mediante dos convertidores DC/DC de 50kW con aislamiento galvánico. La parte de control la forman dos tarjetas para la comunicación vehículo-cargador con capacidad para gestionar las diferentes variables de carga y con conexión Ethernet hacia el Centro de control, que será la unidad encargada de gestionar los perfiles de carga. Además, el cargador cuenta con una pantalla y lectores RFID para interactuar con el usuario.

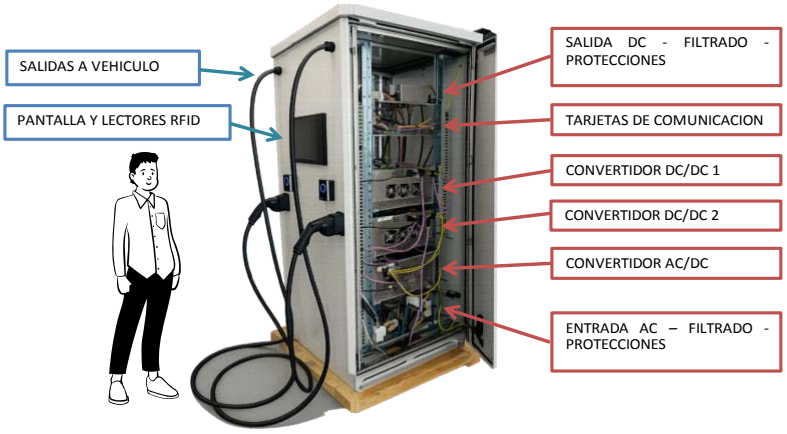


Figura 1. Demostrador de cargador V2G

Perfiles de carga V2G

Se definieron tres perfiles de carga y descarga representativos de distintos casos de uso del vehículo. Los perfiles A y B simulan usuarios que desean mantener el estado de carga (*State of Charge*, SOC) de la batería entre el 80% y el 85%. La diferencia entre ambos perfiles reside en la potencia máxima de carga y descarga, limitada a 5 kW en el perfil A y a 22 kW en el perfil B. Por su parte, el perfil C representa a un usuario que permite utilizar una mayor proporción de la capacidad de la batería, reduciendo el SOC hasta el 40%, con una potencia máxima de 22 kW. En todos los perfiles se estableció un SOC máximo del 85% con el fin de limitar el funcionamiento de la batería en estados de carga elevados, ya que la permanencia prolongada en estos niveles puede acelerar su envejecimiento y reducir su vida útil [8].

Perfil	SOC mínimo	SOC máximo	Potencia máxima
A	80%	85%	5 kW
B	80%	85%	22 kW
C	40%	85%	22 kW

Tabla I. Límites de SOC y potencia de los perfiles de carga V2G

RESULTADOS

Siguiendo la metodología descrita en el apartado anterior se llevó a cabo la campaña de ensayos. A continuación, se presentan los resultados obtenidos organizados en dos bloques: análisis de los perfiles de carga V2G y ensayos de ciclos completos

Perfiles de carga V2G

En la siguiente figura (Fig. 2) se muestran los datos obtenidos en un ciclo de carga y descarga de los perfiles A, B y C. Para cada perfil se representan tres gráficas. La primera muestra la evolución de la corriente y tensión de la batería. La segunda representa la potencia de entrada del cargador junto con la eficiencia del sistema. Por último, la tercera muestra la energía acumulada durante el proceso de carga y descarga, así como las pérdidas acumuladas.

Hay que destacar que tanto en el perfil B como en el C el vehículo reduce la demanda de energía durante la fase de carga, aumentando esta reducción al acercarse al SOC máximo.

Se observa también una diferencia entre la energía consumida en el proceso de carga frente a la aportada a la red (teniendo en cuenta las pérdidas de la electrónica en ambos casos). Se asume que esta energía son perdidas debido a la propia batería y a perdidas en el cableado entre el cargador y la batería.

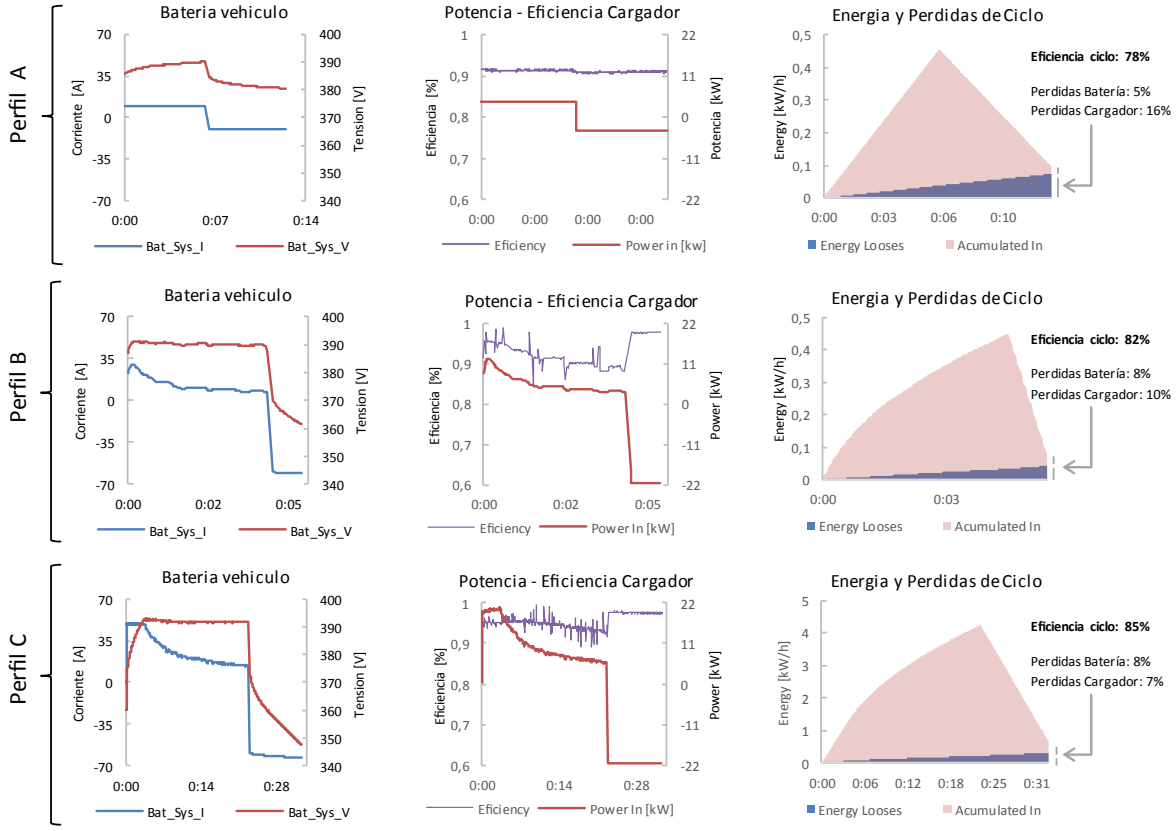


Figura 2. Grafico de perfiles de carga V2G

Ensayos

Con el objetivo de evaluar la repetibilidad del sistema y analizar el comportamiento energético durante un funcionamiento continuado, para cada uno de los perfiles definidos se realizaron ensayos compuestos por seis ciclos consecutivos de carga y descarga. De este modo, además de obtener la eficiencia de un único ciclo, fue posible analizar la evolución de las pérdidas acumuladas y comprobar la estabilidad del comportamiento del conjunto vehículo–cargador a lo largo del tiempo.

Los resultados se presentan en dos bloques. En el primero, se comparan los ensayos correspondientes a los perfiles A y B (Fig. 3), que operan sobre el mismo rango de SOC, lo que permite estudiar la influencia de la potencia. Posteriormente, se analizan los resultados del perfil C (Fig. 4) con el fin de observar el efecto de una mayor profundidad de descarga sobre la eficiencia del sistema.

En los gráficos (Fig. 3, Fig.4) se representa, para cada ciclo, la energía absorbida durante la carga y la energía devuelta a la red durante la descarga, ambas medidas desde el lado de la red. La diferencia entre ambas magnitudes corresponde a las pérdidas energéticas del ciclo completo. Adicionalmente, en la misma figura se representa mediante un gráfico de áreas la evolución de las pérdidas acumuladas a lo largo de los seis ciclos, mientras que una curva superpuesta muestra la eficiencia obtenida en cada uno de ellos.

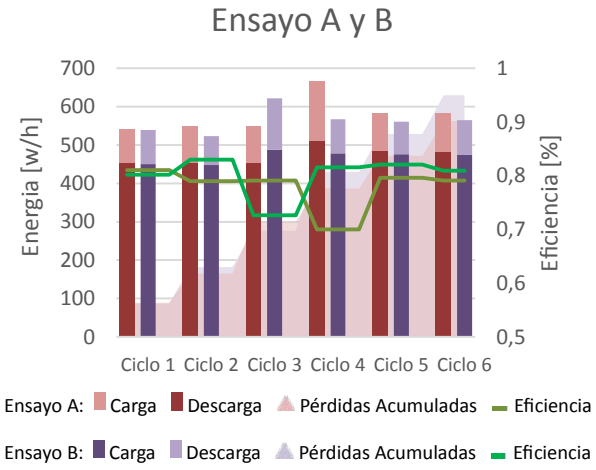


Figura 3. Representación ensayos A y B

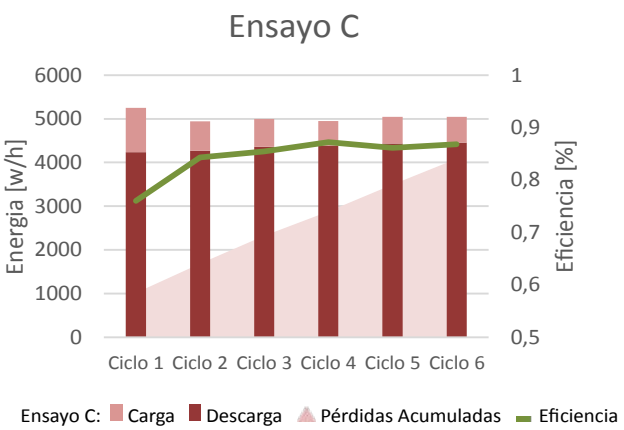


Figura 4. Representación ensayo C

Los resultados muestran un comportamiento estable en todos los ensayos, sin apreciarse una disminución significativa de la eficiencia entre ciclos consecutivos. Asimismo, se observa que los perfiles operados a mayor potencia presentan menores pérdidas globales, mientras que el perfil C alcanza la mayor eficiencia debido a que mantiene una potencia elevada durante un intervalo de tiempo más prolongado, reduciendo el peso relativo de las pérdidas fijas del convertidor.

Finalmente, con el fin de identificar el origen de las pérdidas energéticas, se realizó un balance de energía diferenciando las pérdidas asociadas a la electrónica de potencia del cargador y las correspondientes al vehículo eléctrico (batería, electrónica interna y cableado). La tabla (Tabla II) resume el porcentaje de pérdidas totales obtenido en cada ensayo, así como la contribución relativa de ambos elementos al balance energético del sistema.

Ensayo	Ensayo A	Ensayo B	Ensayo C
Porcentaje de pérdidas totales	22%	20%	16%
Perdidas del cargador respecto a las totales	73%	43%	41%
Perdidas del vehículo respecto a las totales	27%	57%	59%

Tabla II. Perdidas totales junto con las relativas al cargador y vehiculo

CONCLUSION

Este articulo analiza a través de una metodología experimental la eficiencia energética en el uso del vehículo eléctrico como sistema de almacenamiento mediante tecnología V2G. Los ensayos realizados en un entorno real han permitido cuantificar las pérdidas energéticas asociadas al proceso bidireccional y analizar la influencia de diferentes perfiles de carga-descarga sobre el comportamiento del conjunto vehículo–cargador.

Los resultados muestran que la eficiencia del ciclo completo depende de las condiciones de operación, obteniéndose eficiencias comprendidas entre el 78% y el 85%. Asimismo, se observa que la distribución de las pérdidas varía según el perfil de funcionamiento. En el perfil de baja potencia la mayor parte de las pérdidas se concentra en la electrónica del cargador, mientras que al aumentar la potencia estas disminuyen comparativamente y adquieren mayor relevancia las pérdidas asociadas al propio vehículo y a la batería.

De forma global, los ensayos ponen de manifiesto que la utilización del vehículo eléctrico como recurso de flexibilidad para la red es técnicamente viable, aunque la eficiencia energética del proceso debe considerarse en el diseño y la evaluación de los servicios V2G. La selección de la estrategia de operación y de la potencia de intercambio resulta determinante para maximizar el aprovechamiento energético del sistema.

AGRADECIMIENTOS

Las actividades aquí presentadas se desarrollaron en el marco del proyecto NEUTRALPATH (ID: 101096753), financiado por la Unión Europea dentro del programa Horizonte Europa (HORIZON-MISS-2021-CIT-02-04 Positive Clean Energy Districts). https://neutralpath.eu/.

A nacho, Cristina y Ruben por su ayuda en el montaje y prueba de los convertidores.

REFERENCIAS

[1] Huber, M., Dimkova, D. & Hamacher, T., 2014, Integration of Wind and Solar Power in Europe: Assessment of Flexibility Requirements, Energy, 69, 236-246. https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.109

[2] EY & Eurelectric, 2026, Plugging into Potential: Unleashing the Untapped Flexibility of EVs. https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2026/02/Plugging-into-potential-unleashing-the-untapped-flexibility-of-EVs.pdf (5 mayo 2026).

[3] Colmenar-Santos, A., Muñoz-Gómez, A.-M., Rosales-Asensio, E. & López-Rey, Á., 2019, Electric Vehicle Charging Strategy to Support Renewable Energy Sources in Europe 2050 Low-Carbon Scenario, Energy, 183, 61-74. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.118

[4] ACCIONA Energía, s. f., Primera red de recarga bidireccional en España. https://www.acciona-energia.com/es/tecnologias-y-soluciones/soluciones/movilidad-electrica/proyecto-v2g-islas-baleares (12 mayo 2026).

[5] Dreev, s. f., EVVE Project: Creating a Giant Virtual Battery of Over 8 MW. https://dreev.com/evve/ (24 agosto 2026).

[6] Renault Group, 2025, Utrecht Becomes Europe's First City with a Vehicle-to-Grid (V2G) Car-Sharing Service. https://media.renaultgroup.com/utrecht-becomes-europes-first-city-with-a-vehicletogrid-v2g-carsharing-service/?lang=eng (5 enero 2026).

[7] Goncearuc, A., De Cauwer, C., Sapountzoglou, N., Van Kriekinge, G., Huber, D., Messagie, M. & Coosemans, T., 2024, The Barriers to Widespread Adoption of Vehicle-to-Grid: A Comprehensive Review, Energy Reports, 12, 27-41. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.05.075

[8] E. Wikner and T. Thiringer, “Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC,” *Applied Sciences*, vol. 8, no. 10, art. 1825, 2018, doi: 10.3390/app8101825.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CONEXIONES FLEXIBLES EN BAJA TENSIÓN: APLICACIÓN AL DESPLIEGUE DE INFRAESTRUCTURA DE CARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO EN BENIDORM

Enrique Morgades – Head of Growth (Adaion)

Andrés Ramos Iáñez - Software Engineer (Adaion)

Manuel Reyes Díaz - Head of Product (Adaion)

Ronny Conde Pérez – CTO (Adaion)

Resumen: Este trabajo presenta una metodología general para el cálculo de conexiones flexibles en redes eléctricas de media y baja tensión que se valida sobre el caso de uso de despliegue de infraestructura de carga de vehículo eléctrico en Benidorm (112 redes, 166 cargadores, cerca de 19 MW solicitados). La metodología parte de la segmentación temporal del comportamiento de la red mediante un algoritmo de clustering complementado con un algoritmo de suavizado en seis fases. Esta segmentación mejora la interpretabilidad de los periodos frente a la referencia de la CNMC, basada en periodos tarifarios que no representan el comportamiento real de la red. Sobre esta segmentación se evalúa la capacidad nodal de la red y se compara la conexión de todas las solicitudes en régimen firme con la conexión en régimen flexible. Los resultados muestran que el enfoque flexible permite un uso más eficiente de la capacidad existente de la red en el corto plazo: desbloquea un 14% adicional de potencia sin inversión y reduce en un 77% la inversión en refuerzos necesaria, ampliando así la capacidad disponible para los clientes dispuestos a operar en régimen flexible mientras que se desarrolla la infraestructura de red necesaria para su conexión firme.

Palabras clave: conexiones flexibles, Flexibilidad, Digital Twins, segmentación temporal, clustering, infraestructura de recarga de VE, capacidad de red, redes de media y baja tensión, marco regulatorio, planificación de la red

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

El actual marco regulatorio de acceso y conexión a las redes de distribución eléctrica no se limita al ámbito nacional. A nivel europeo, el Action Plan for Grids (Comisión Europea, 2023) y el European Grids Package (Comisión Europea, 2025) apuntan en la misma dirección: redes más digitalizadas y flexibles, y un mejor uso de la capacidad existente como alternativa a la ampliación de infraestructura. En España, este marco se articula a través de la Circular 1/2024 de la CNMC (CNMC, 2024), que introduce el concepto de conexión flexible como alternativa a la conexión firme tradicional. Mientras esta última garantiza una potencia constante durante todo el año, la conexión flexible permite modular la potencia disponible en función del comportamiento real de la red, aflorando capacidad allí donde la demanda existente deja margen en determinadas franjas horarias. Su correcta implementación exige, sin embargo, disponer de una metodología robusta y replicable para caracterizar ese comportamiento y traducirlo en reglas de conexión aplicables operativamente mientras que se desarrolla e invierte para proporcionar al cliente una conexión firme.

Adaion, en colaboración con i-DE, ha desarrollado y validado dicha metodología sobre un caso de uso real: el despliegue de infraestructura de carga de vehículo eléctrico (VE) en la ciudad de Benidorm, un entorno de alta penetración de VE y red de baja tensión (BT) con capacidad ajustada en muchos de sus centros de transformación.

El proyecto parte de los resultados previos que se publicaron en la comunicación "Plataforma de planificación de red para Smart Cities incorporando puntos de recarga para vehículos eléctricos", presentada por Adaion e i-DE en el II Congreso de Redes Inteligentes, en la que se evaluó la ubicación óptima para la instalación de los cargadores de una solicitud masiva de recarga de VE asociada a un plan de movilidad sostenible. Sobre ese despliegue —calculado en aquel momento en régimen de potencia firme— se aplica ahora la metodología de conexión flexible desarrollada en este trabajo, lo que permite comparar directamente ambos escenarios sobre la misma demanda y la misma red.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La metodología se apoya en la plataforma de gemelo digital de Adaion, que integra la topología de la red y las medidas horarias de los contadores inteligentes, constituyendo la base de datos sobre la que se ejecutan tanto la segmentación temporal como los cálculos de capacidad. El proyecto se estructura en cuatro bloques:

1. Análisis de la segmentación actual de tarificación horaria (CNMC) para valorar su aplicabilidad al cálculo de conexiones flexibles.
2. Desarrollo de una metodología de segmentación temporal y de evaluación de conexiones flexibles.
3. Construcción de un sistema de cálculo y comparador que permite evaluar el escenario de planificación en régimen firme y en régimen flexible.
4. Evaluación de resultados y conclusiones.

El análisis se desarrolla sobre la zona de Benidorm, un área de aproximadamente 66.000 clientes/suministros con una demanda pico de 59 MW según los datos proporcionados. Parte de 423 redes de BT inicialmente identificadas, de las que 112 concentran las solicitudes de conexión de 166 estaciones de carga de VE (166 estaciones de carga, aproximadamente 19 MW nominales) —cerca de un 30% adicional sobre ese pico—, y de un año completo de curvas horarias anonimizadas de consumo real (8.760 horas).



Figura 1. Vista del gemelo digital de la red de baja tensión de Benidorm.

METODOLOGÍA

El proyecto se apoya en dos bloques metodológicos: la segmentación temporal del comportamiento de la red y, sobre ella, el cálculo de capacidad y la comparación entre los escenarios de conexión firme y flexible.

Segmentación temporal de la demanda

La CNMC dispone de una segmentación de referencia basada en periodos tarifarios, sobre la que se evaluaron dos configuraciones: una de 6 franjas horarias y otra más granular de 13 periodos. En ambos casos, el objetivo es validar si esa segmentación por tarifas es una buena aproximación para caracterizar el comportamiento real de la red y, por tanto, para su uso en el cálculo de conexiones flexibles. Para ello se emplean cuatro criterios de negocio: la variabilidad, que mide la consistencia del consumo dentro de cada periodo (a menor variabilidad, comportamiento más estable y predecible); la homogeneidad, que mide cuán similar es el comportamiento de consumo entre las distintas redes dentro de un mismo periodo (a mayor homogeneidad, la segmentación es más representativa del conjunto); la dispersión, que mide la diferencia de consumo pico entre periodos (a mayor dispersión, mayor diferenciación de los niveles de capacidad); y la interpretabilidad, quizás la más determinante de todas, que mide la capacidad de trasladar el resultado de la segmentación a un contrato de conexión flexible entendible tanto por el cliente que solicita la

conexión como por el distribuidor que debe operarla. Ambas configuraciones de la CNMC resultan insuficientes: en la segmentación de 6 franjas, solo el 5,1% de las horas del año cumple el criterio de variabilidad aceptable (<25%), y en la de 13 periodos la cifra mejora hasta el 29,8% de las horas, pero el 70,2% restante sigue presentando una variabilidad inaceptable. De los cuatro criterios, la dispersión resulta el más limitante: cómo se reparte esa dispersión a lo largo del tiempo constituye un primer indicativo de la capacidad disponible en cada periodo, lo que supone una primera aproximación que debe confirmarse en detalle mediante el análisis de flujos de potencia sobre la red.

Para superar estas limitaciones se desarrolló una segmentación mediante un algoritmo de clustering sobre un vector que combina varios tipos de características por hora, entre las que se incluyen características de temporalidad, de consumo, entre otras. El algoritmo permite clusterizar en un número variable de bloques, lo que le aporta una gran flexibilidad y capacidad de adaptación a distintos contextos; para el caso de uso de Benidorm se decidió finalmente trabajar con una segmentación de 5 clusters. El resultado se complementa con un algoritmo de suavizado en 6 fases (contornos, islas horizontales, islas verticales, salientes, formas heterogéneas y escalones) que mejora la interpretabilidad del resultado sin degradar su calidad estadística.

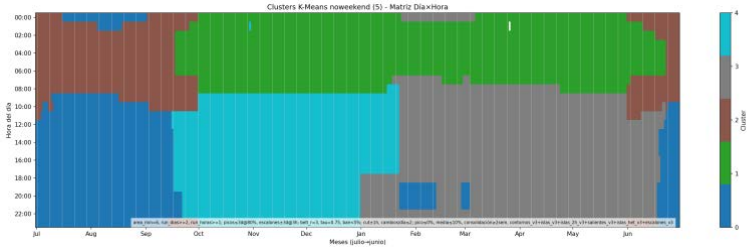


Figura 2. Matriz día-hora de la segmentación final en 5 clusters temporales.

La matriz día-hora (Figura 2) representa, para cada una de las 24 horas del día (eje vertical) y cada uno de los 365 días del año (eje horizontal), el cluster temporal al que pertenece esa hora concreta; el color identifica el cluster asignado y permite visualizar de forma inmediata cómo se distribuyen los distintos regímenes de comportamiento de la red a lo largo del año.

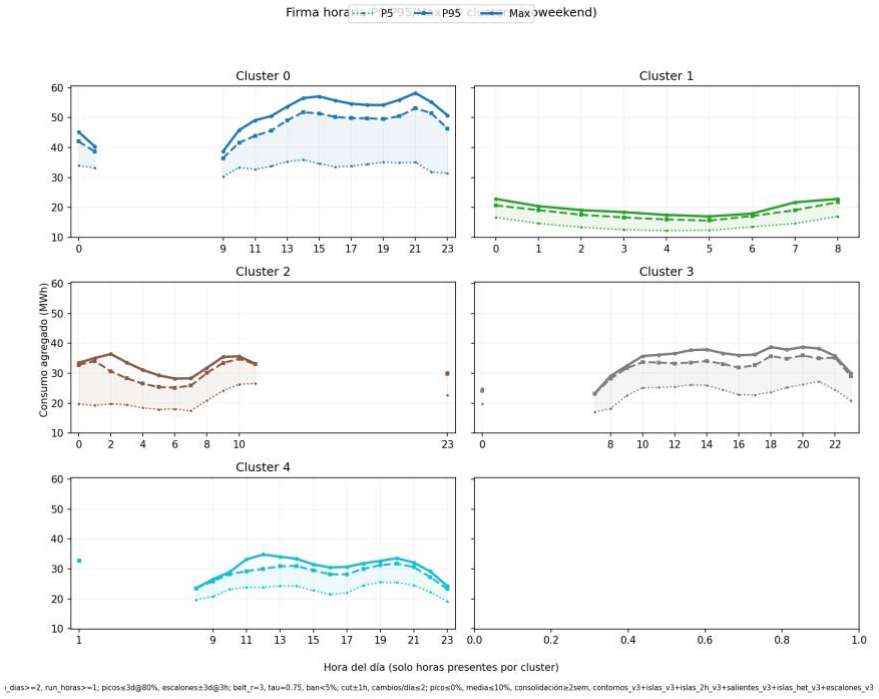


Figura 3. Firma de consumo (P5, media, P95) de cada uno de los 5 clusters.

La firma de consumo de cada cluster (Figura 3) resume, para las horas asignadas a ese cluster, el rango de comportamiento de la demanda agregada de la red a lo largo de las 24 horas del día: la curva central representa el consumo medio y las curvas superior e inferior los percentiles 95 y 5, respectivamente. Esta firma constituye la base sobre la que se evalúa la capacidad de la red en cada periodo, ya que caracteriza tanto la magnitud como la variabilidad esperada del consumo dentro de cada cluster.

Cálculo de capacidad de red y refuerzos

Para cada solicitud de acceso y conexión, y en cada uno de los clusters de la segmentación, se evalúa mediante flujos de carga si dicha solicitud cabe en la red sin incumplir los límites técnicos —±7% en tensión, 90% de saturación de transformadores y 100% de saturación de conductores— tomando la hora que corresponde para cada uno de los casos. Cuando la solicitud no cabe, se determina el refuerzo mínimo necesario para resolver la restricción.

Los refuerzos considerados son de carácter básico, a los que se asocia un coste unitario estandarizado con el fin de establecer un marco de comparación homogéneo entre los escenarios firme y flexible, más que de definir el proyecto constructivo óptimo de cada actuación. El catálogo de actuaciones tipificadas incluye:

Cambio de TAP del transformador.
Cambio o instalación en paralelo de conductor de un segmento de red.
Cambio de transformador (repotenciación).
Conexión directa a media tensión (MT), para los casos de mayor restricción.

Comparación de escenarios firme y flexible

El escenario firme evalúa cada solicitud de forma independiente sobre el peor caso anual de la red, aceptándola directamente si no se violan los límites técnicos o prescribiendo el refuerzo mínimo necesario en caso contrario. El escenario flexible, en cambio, no requiere evaluar el flujo de carga completo en cada cluster: se aplica directamente una regla de aceptación —la estación debe caber, con un mínimo del 35% de su potencia nominal, en al menos 3 de los 5 clusters definidos— y sobre ese criterio se lanzan las simulaciones de conexión. Esta simplificación es posible precisamente porque la segmentación previa ya caracteriza el comportamiento representativo de cada periodo. Se trata de una hipótesis de trabajo concreta, adoptada para disponer de un criterio homogéneo con el que comparar ambos escenarios; la metodología desarrollada no está limitada a esta regla, sino que permite aplicar cualquier otra combinación, adaptándose a los criterios de aceptación que cada distribuidor considere oportunos y al de los solicitantes.

RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

La aplicación de ambos escenarios sobre las 112 redes y 166 estaciones de carga (18.986 kW solicitados) de Benidorm arroja los resultados recogidos en la Tabla I.

Indicador	**Firme**	**Flexible**
Redes analizadas	112	112
Estaciones de carga / potencia solicitada	166 (18.986 kW)	166 (18.986 kW)
Redes sin problemas	91 (81,3%)	91 (81,3%)
Potencia conectada sin refuerzo	12.546 kW (66,1%)	14.337 kW (75,5%)
Redes / actuaciones de refuerzo	21 redes / 36 actuaciones	4 redes / 6 actuaciones
Potencia conectada con refuerzo	18.986 kW (100%)	17.279 kW (90,7%)
Coste total de refuerzos	573.253 €	132.011 €
Coste medio por kW desbloqueado	89,01 €/kW	44,87 €/kW

Tabla I. Comparativa de indicadores entre el escenario de conexión firme y el escenario de conexión flexible.

En el escenario firme, el 66,1% de la potencia solicitada (12.546 kW) se conecta directamente sin necesidad de inversión; el 33,9% restante (6.440 kW) requiere 573.253 € en refuerzos (89 €/kW) concentrados en 21 de las 112 redes, el 61% de los cuales corresponde a conexiones a MT en solo 5 redes. En el escenario flexible, la potencia conectada sin inversión asciende al 75,5% (14.337 kW) y, aplicando refuerzos selectivos en únicamente 4 redes (6 actuaciones, 132.011 €), se alcanza el 90,7% de la potencia total solicitada. El resultado neto es un 14% más de potencia desbloqueada sin necesidad de inversión inmediata y una reducción del 77% en la inversión necesaria para alcanzar niveles de conexión equivalentes (441.242 € de diferencia).

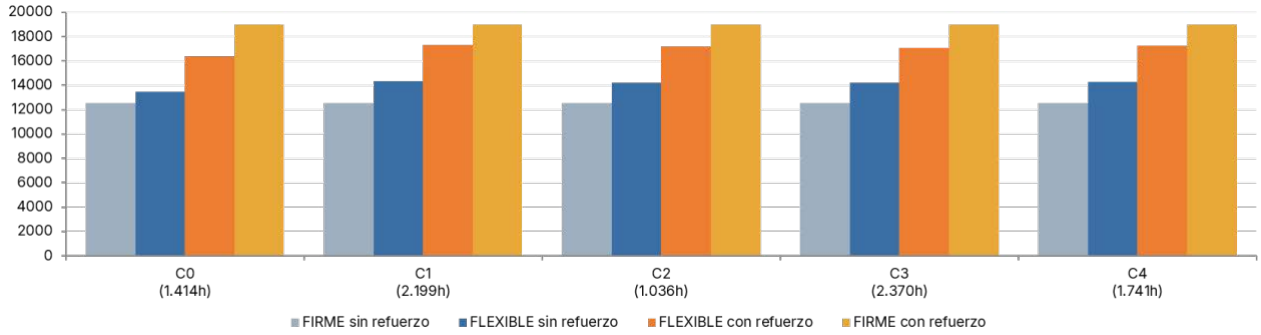


Figura 4. Potencia conectada por cluster temporal en los cuatro escenarios evaluados (firme y flexible, con y sin refuerzo).

A modo ilustrativo, en el ejemplo de una red (88 kW nominales solicitados en un CT de 400 kVA) conecta su cargador sin ninguna inversión en el escenario flexible —operando al 100% de potencia en el cluster de menor carga y de forma parcial en tres de los otros cuatro— frente a los 15.860 € de cambio de transformador que exigiría el escenario firme.

El desglose por tipo de refuerzo (Tabla II) muestra que el ahorro no se distribuye de forma homogénea: las conexiones a MT concentran el 57% del ahorro total (250.000 € de los 441.242 € evitados) pese a representar solo 5 de las 36 actuaciones necesarias en el escenario firme, seguidas por el cambio de transformador (175.970 €, el 40% del ahorro). El cambio de segmento de cable y el cambio de TAP, actuaciones de menor coste unitario, apenas representan el 3% restante.

Tipo de refuerzo	Firme	Flexible	Ahorro
Conexión a MT	350.000 €	100.000 €	250.000 €
Cambio de transformador	207.690 €	31.720 €	175.970 €
Cambio de segmento (cable)	15.421 €	149 €	15.272 €
Cambio de TAP	142 €	142 €	0 €
TOTAL	**573.253 € (36 act.)**	**132.011 € (6 act.)**	**441.242 €**

DISCUSIÓN

Los resultados confirman que las conexiones flexibles constituyen una vía real y rápida para facilitar una conexión de los clientes a la red existente y aflorar capacidad adicional, incluso en aquellas redes con menor margen disponible, si bien en estos casos la capacidad aflorada puede estar disponible solo durante un tiempo limitado. Asimismo, se confirma que una segmentación basada en patrones que recogen el comportamiento real de la red permite ajustar el nivel de conexión disponible a la variabilidad efectiva de la demanda, superando en precisión a los enfoques más rígidos basados en franjas horarias fijas. El beneficio se concentra especialmente en las redes que de otro modo requerirían una conexión a MT: estas redes acumulan el 61% de la inversión evitada, lo que sugiere que el enfoque

flexible resulta particularmente valioso para reducir plazos de conexión hasta que se pueda facilitar una conexión firme mediante el desarrollo y actuaciones que requieren plazos de ejecución superiores.

En las redes con menor capacidad disponible, 6 estaciones (748 kW nominales) no alcanzan el 33% de potencia nominal exigido en al menos uno de los clusters. Más que una limitación del enfoque, esto puede entenderse como una alternativa válida —temporal o permanente, en función de los requisitos del cliente— que permite disponer de conexión desde el primer momento y que puede resultar suficiente hasta que se acometan los refuerzos necesarios para dotar a la red de capacidad firme.

CONCLUSIONES

1. La metodología de segmentación en clusters temporales, validada sobre datos reales de más de 400 redes durante un año completo, es replicable a otros entornos, configurable y extensible a otros niveles de tensión, superando en interpretabilidad y calidad estadística a la segmentación de referencia de la CNMC.
2. En el caso de uso de Benidorm, la conexión flexible desbloquea un 14% adicional de potencia sin inversión y reduce en un 77% (441.242 €) la inversión necesaria para atender la totalidad de la demanda solicitada en conexión firme, considerándose como una vía efectiva para facilitar la conexión de los clientes, maximizando el uso de la capacidad existente de la red, incluso en aquellas redes con menor margen disponible, mientras que se ejecutan las inversiones necesarias para acomodar dicha demanda en régimen de conexión firme.
3. El valor de fondo de la metodología no reside tanto en el ahorro económico en sí mismo como en permitir un uso más eficiente de la capacidad existente de la red mientras se desarrolla la red necesaria para acomodar dichas conexiones en régimen firme: la reducción de inversión y la potencia adicional desbloqueada son consecuencia de esa eficiencia, no el objetivo último del enfoque.
4. La conexión flexible no sustituye a la conexión firme, sino que constituye una alternativa complementaria —según los requisitos del cliente— que permite disponer de capacidad desde el primer momento incluso en redes más restringidas, pudiendo ser suficiente hasta que se acometan los refuerzos necesarios para dotar de potencia firme a la red.
5. La reducción de actuaciones de refuerzo (de 36 a 6) acelera además los tiempos conexión a la red, evitando las demoras asociadas a obras de refuerzo de red necesarias.
6. Los resultados constituyen una base demostrativa en el contexto de las conexiones flexibles en España, en línea con la Circular 1/2024 y los trabajos en curso de la CNMC sobre permisos de conexión flexible (CNMC, 2025).

FLEXIBILITY FOR THE FUTURE OF THE SPANISH GRID – Lessons from European Distribution Utilities

Filippo RE, Global Product Manager, Siemens SpA, Italy, (Filippo.re@siemens.com)

Mark NIGGE-URICHER, Alliander N.V., The Netherlands (mark.nigge-uricher@alliander.com)

Summary: The accelerating energy transition is placing increasing pressure on European medium- and low-voltage distribution grids. The rapid growth of distributed energy resources, electrification of transport and heating, and increasingly dynamic customer behavior are leading to higher and less predictable peaks in both demand and generation. At the same time, conventional grid reinforcement is often unable to keep pace with the speed of electrification, creating growing challenges for grid operation, planning and the connection of new customers. Flexibility is emerging as a key instrument to address these challenges by enabling a more efficient use of existing grid infrastructure. Based on the experience of four European distribution system operators — Areti (Italy), KNG (Austria), Alliander (Netherlands) and Elvia (Norway) — this paper presents a common perspective on why flexibility is needed, the value it can create and the different regulatory, market and technical instruments that can support its implementation.

The paper discusses practical approaches including flexible connection agreements, flexibility markets, improved observability of flexible resources and advanced forecasting capabilities. The European experiences demonstrate that flexibility can complement conventional grid reinforcement by increasing grid utilization, supporting congestion management, optimizing investment decisions and enabling faster customer connections. These experiences are particularly relevant for Spain, where recent regulatory developments on flexible access are creating new opportunities to integrate flexibility into distribution grid management. The Spanish framework introduces different types of flexible access arrangements, allowing demand to connect under predefined or dynamically managed conditions when firm capacity is not available. The paper therefore reflects on how the experience gained by European DSOs can provide relevant insights for the implementation of these emerging mechanisms in the Spanish context. Overall, the paper argues that flexibility should not be considered as a replacement for grid expansion, but as a complementary instrument within a broader transformation of distribution grid planning and operation. Combining flexibility with grid reinforcement, digitalization, forecasting and increased grid observability can help DSOs accommodate the accelerating energy transition more efficiently, while maintaining a reliable and secure electricity supply.

Keywords: Co-Innovation, DER integration, Digitalization, Flexibility, Flexumer, Grid Management, Implementation Roadmap, Regulation, Transformation

INTRODUCTION

The ongoing and accelerating energy transition is fundamentally transforming the role and operation of distribution grids across Europe. The rapid deployment of distributed energy resources (DERs), including rooftop photovoltaic systems, electric vehicles (EVs), battery energy storage systems (BESS), heat pumps and other electrified loads, is turning traditionally passive consumers into increasingly active participants in the energy system. At the same time, the growing adoption of smart energy management systems and price-responsive technologies is making consumption and generation patterns more dynamic and less predictable.

These developments are placing increasing pressure on medium- and low-voltage distribution networks. In urban areas, the electrification of transport, heating and industrial processes is driving substantial growth in peak demand, while rural networks are experiencing a rapid increase in distributed renewable generation. As a consequence, DSOs are facing growing challenges related to thermal congestion, voltage deviations, limited hosting capacity and increasing uncertainty in both grid planning and operation.

Similar challenges are emerging across Europe, although their specific manifestation depends on national regulatory frameworks, grid characteristics and the maturity of local flexibility mechanisms. In Italy, Austria, the Netherlands and Norway, DSOs are already experimenting with different approaches to integrate flexibility into grid planning and

CONGRESO REDES ELÉCTRICAS

operation, ranging from flexible connection agreements and market-based procurement to improved forecasting, asset observability and risk-based congestion management.

CHALLENGES IN EUROPEAN DISTRIBUTION GRIDS

The transformation of the European energy landscape is unfolding at a pace that far surpasses historical trends. According to recent projections, electricity demand in Europe - which increased by 500 TWh between 1990 and today, reaching approximately 2,7 TWh only in 2024 - is expected to grow four times faster over the next three decades [1]. By 2050, demand is forecasted to exceed 4,500 TWh, driven predominantly by electrification of sectors such as mobility and heating. The scale of this upcoming wave of electrification is unprecedented: Europe is expected to host approximately 250 million electric vehicles and a similar number of heat pumps by 2050, representing nearly a twentyfold increase compared to today. In parallel, over 7 million public EV chargers will be required -nearly sixty times the current number- and distribution-connected renewable generation is projected to rise to around 2,300 GW, a sevenfold increase. Notably, 70% of new DERs in power (but more than 98% in number) installed in Europe over the next decade will connect directly to distribution grids, placing DSOs at the center of the continent's decarbonization challenge. This explosive growth is already materializing at national and regional scales. DSOs across Europe report that DER penetration and new passive connections expand at a rate that systematically outpaces their investment capacity (being DER load, infeed and storages of different size, both behind-the-meter and front-of-the-meter energy assets). Consequently, especially MV and LV networks are experiencing structural congestion, voltage fluctuations and unprecedented load variations. These challenges manifest differently across geographies but share common underlying drivers.

A striking example comes from the Netherlands, where Alliander faces a backlog of approximately 10,000 customers awaiting grid connection, with projected waiting times that may extend up to ten years in some areas. Such delays carry significant macroeconomic implications: Estimates suggest that between 1% and 4% of regional GDP [2] may be impacted by the inability to connect new industrial and commercial customers, which in turn has triggered intense political pressure on the DSO to accelerate connection times and expand available capacity. Similar pressures appear in other parts of Europe: In Norway, Elvia reports 11 GW of pending connection requests from new industrial and renewable projects (60% production and 40% consumption), while the current peak load in its service area is only 7 GW. This mismatch between requested and physically deliverable capacity illustrates the scale of the challenge: The future demand for electrification is already here, but the grid is not yet prepared to accommodate it. In parallel, DER integration affects not only long-term planning but also day-to-day grid operation. Voltage deviations, thermal overloads, reverse flows and the erosion of traditional redundancy schemes are becoming increasingly frequent. In Austria, Kärnten Netz anticipates that annual PV production will grow sixfold by 2040, increasing from 0.5 TWh per year today to approximately 3.6 TWh. This surge is expected to exacerbate voltage violations in LV feeders, where visibility is often insufficient and monitoring infrastructure is limited. In Rome, Areti forecasts a 50% increase in peak load by 2035, primarily due to the electrification of mobility and heating. Left unaddressed, these trends will push portions of the MV and LV grid beyond their operational limits within the next decade, also given the difficulties to dig in the ancient Roman area. These operational challenges are compounded by significant difficulties in grid planning. Traditional planning methodologies, based on deterministic growth assumptions, are no longer adequate in a context characterized by volatile consumption patterns, rapid DER adoption and evolving market behavior. Forecasting uncertainty has increased to the point where long-term investment decisions are inherently risky. Moreover, even when DSOs plan expansions or reinforcements, the time required to complete a typical sub-transmission regional grid construction project in Europe ranges from 5 to 10 years, depending on permitting complexity, supply-chain constraints and environmental assessments (see figure 1). The Action Plan of the European Commission revealed a structural misalignment: Electrification progresses at exponential speed, whereas grid development moves along much slower, linear trajectories [3].

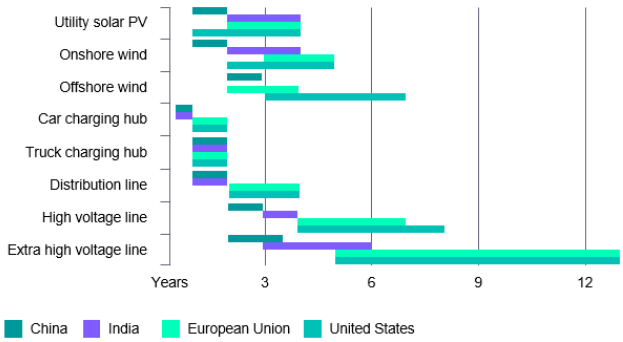


Figure 1. Typical grid expansion time in different regions [4].

WHY: FLEXIBILITY AND GRID MANAGEMENT CHALLENGES

Definition of flexibility

Flexibility in distribution systems refers to the capability of adjusting customer's electricity generation, consumption, or storage patterns in response to grid needs, system constraints, or market signals [4]. While traditionally associated with transmission-level balancing and large industrial assets, flexibility is increasingly emerging as a critical operational and planning tool for MV and LV networks. As DERs proliferate, network conditions become more dynamic and less predictable, and the ability to modulate power flows in real time becomes essential to maintaining reliability, avoiding costly reinforcements and improving the overall efficiency of the grid. In this context, flexibility serves four, potentially complementary purposes:

- self-optimization for customers and prosumers seeking to minimize energy cost and/or maximize self-consumption and local resilience;
- grid optimization to mitigate 'local' grid challenges like voltage deviations, thermal overloads and local congestion;
- system optimization to support TSO balancing, ancillary services and adequacy; and
- overall energy system efficiency, by avoiding investments in new lines whose use in energy is limited to few hours of few days a year.

WHAT: FLEXIBILITY VALUE PROPOSITION

The value proposition of flexibility for DSOs can be articulated through four complementary lenses identified collectively within the Flexibility Co-Innovation Community: higher and more reliable utilization of existing infrastructure, optimized grid investments, risk-based congestion management, and improved customer satisfaction. These value propositions reflect not theoretical assumptions, but concrete needs, quantified benefits and operational practices observed across the four participating DSOs — Areti, KNG, Alliander and Elvia.

Higher utilization of existing infrastructure

A fundamental driver behind the need for flexibility is the observation that a significant portion of MV and LV grid assets remain structurally underutilized. Many European grids are dimensioned for historical peaks that rarely occur, resulting in average utilization rates far below the levels economically desirable in a context of rapid electrification. DSOs increasingly recognize that one of the fastest and most cost-effective ways to expand hosting capacity is not through new infrastructure, but through better utilization of the infrastructure already in place. Elvia has explicitly set a corporate objective to increase the utilization of its existing distribution grid by 20%. This goal is to be achieved through a combination of enhanced observability, improved operational control and activation of flexibility during peak periods. By

smoothing peaks and filling valleys, Elvia aims to extend the useful capacity of its grid without immediately resorting to capital-intensive reinforcements. Alliander shares a similar vision. For the Dutch DSO, flexibility represents a way to achieve a reliable and safe high utilization of the existing grid. Alliander is actively exploring mechanisms through which selected customers can shift portions of their capacity usage away from critical peak hours toward times of lower network loading, among which flexibility contracts and operational envelopes. Together, these approaches illustrate a core value proposition: flexibility allows DSOs to use more of the grid they already have, increasing effective capacity while maintaining safety and quality of service.

Optimized grid investment strategy

HOW: DIFFERENT REGULATORY TOOLS FOR IMPLEMENTING FLEXIBILITY

The deployment of flexibility in MV and LV networks relies not only on operational tools but also on a set of regulatory instruments that define how customers, aggregators and DSOs interact. Across the Flexibility Co-Innovation Community, four families of tools have emerged as the most significant enablers: flexible connection agreements, flexibility markets, observability of flexible customers and observability of grid components. Together, these instruments define how flexibility can be accessed, activated and valued in day-to-day grid operation.

Flexible Connection Agreements

Flexible connection agreements (FCAs) represent one of the most direct and scalable mechanisms for enabling new customers to connect in areas where traditional hosting capacity is exhausted. Instead of waiting for years for grid reinforcement, customers can accept a conditional connection, granting the DSO the right to temporarily curtail or limit their capacity during periods of congestion. This instrument is already well established in Norway. Elvia offers two regulatory products:

- TPV (Non-firm contracts) – where customers receive different capacity allocations depending on the time of day or season (and agree to temporary disconnection or downregulation);
- UKT (Interruptible/Disconnection Tariffs) – where customers agree to temporary disconnection or down-regulation in exchange for reduced tariffs.

FROM EUROPEAN EXPERIENCE TO SPANISH NEW FRAMEWORK

The experiences presented in this paper are particularly relevant for Spain, where flexibility is rapidly moving from a conceptual solution towards a concrete regulatory instrument for managing the growing pressure on electricity networks. Traditionally, new consumers requesting grid access have relied primarily on firm capacity, meaning that connections could only be granted once sufficient network capacity was available. This approach, however, increasingly creates a structural conflict between the speed of electrification and the considerably longer timelines required for grid reinforcement.

To address this challenge, the Spanish National Commission for Markets and Competition (CNMC) has recently established a framework for **flexible access permits**, allowing new demand to connect to the electricity system even where firm capacity is not available, provided that the connection can operate under predefined flexibility conditions without compromising network security. The framework introduces different models depending on the nature of the constraint and the required level of control.

Type 0 permits are based on predefined time patterns, allowing customers to use their flexible capacity during specific periods when network capacity is available. **Type 1** permits address situations in which capacity is available under normal operating conditions but may be constrained during network outages or N-1 conditions, enabling remote disconnection when required. **Type 2** introduces a more dynamic approach, allowing DSOs to actively manage flexible demand above 1

MW through scheduled or real-time instructions. Finally, **Type 3** extends the concept to certain demand installations connected to the transmission network.

ROADMAP TO FLEXIBILITY AND OUTLOOK

While the how and what of flexibility may slightly differ between countries, there are also a lot of potential similarities, especially when it comes to the implementation and application of flexibility in the strategic development of distribution grids. This strategic development and effective actions can be condensed into a roadmap describing the steps for transitioning towards grid-oriented flexibility. The roadmap for upgrading, especially MV and LV grids, is divided into business activities and their corresponding use-cases, and is presented in figure 2.

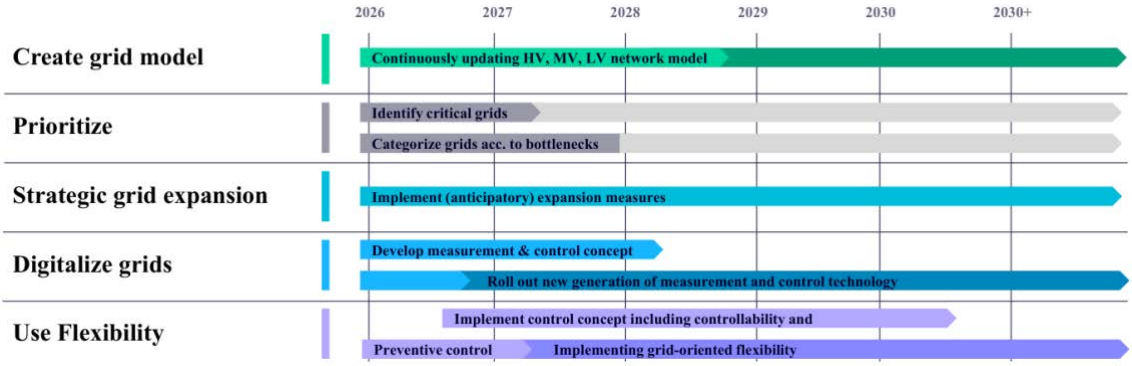


Figure 2. Flexibility roadmap describing different steps towards the utilization of flexibility.

The first step in the roadmap is to prioritize the critical MV and LV grids for upgrading based on the challenges faced by the DSOs and the time horizon (short-, mid- and long-term). Prioritization requires the digitalization resp. modelling of (representative) MV and LV grids creating a grid model and then running simulation-based stress tests using multiple scenarios for DERs (i.e. PV, charging infrastructure and heat pumps). Previous exemplary evaluations for German grids show, that 15 to 20% of the LV grids are endangered to experience potential limit violations [7]. The next step is to categorize the grids according to their bottlenecks to identify the most critical areas and components for reinforcement in order of their chronological criticality (see also 3.2.): In rural areas reliable and efficient grid operation is compromised by the fact that network equipment is becoming overloaded. In HV grids overhead lines and transformers in particular are overloaded by large amounts of energy from renewable sources, while in MV and LV grids the limits are tackled especially due to violations of the admissible voltage range. Consequently, the maximum load is no longer the determining factor for grid dimensioning but has instead been replaced by the maximum infeed. In urban areas and on a local level, the maximum power consumed can increase by 100% or even more. Thus, it can result in more and more assets getting overloaded (e.g., cables and transformers on the secondary substation), and in individual cases also lead to violations of the admissible voltage range [8]. Based on the grid-specific anticipated violation (which component in which grid in which year of simulation) a detailed catalogue of potential measures is developed.

CONGRESO REDES ELÉCTRICAS

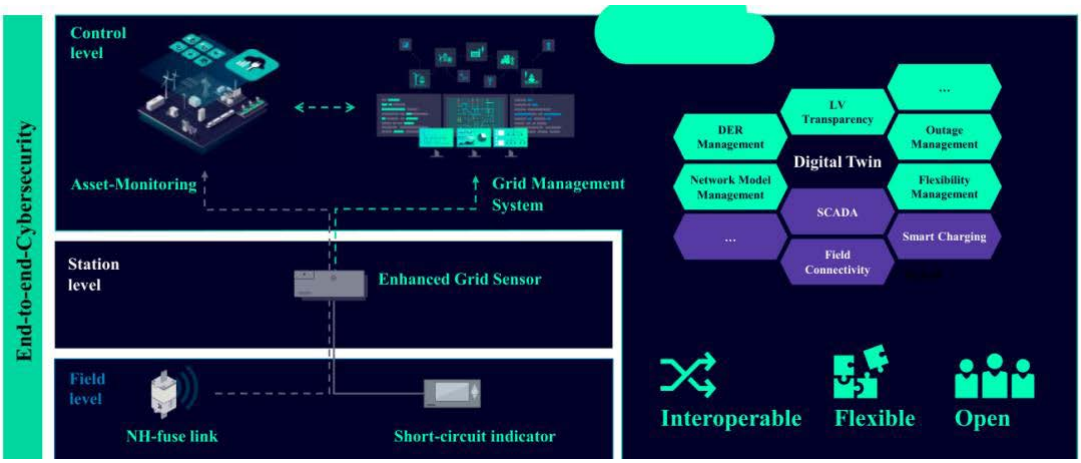


Figure 3. Exemplary IT/OT architecture, also illustrating new design principles.

REFERENCES

[1] Eurelectric, Grid4Speed, Brussels (2024)

[2] O.M. Babatunde, J.L. Munda, Y. Hamam, Power system flexibility: A review, Energy Reports, Volume 6, Supplement 2 (2020)

[3] European Comission, Grid Action Plan, Brussles (2023)

[4] IEA, Electricity Grids and Secure Energy Transitions, Paris (2023)

[5] Boston Consulting Group, Solving the Gridlock, Amsterdam (2024)

OPTIMIZACIÓN DE LA RECARGA DE FLOTAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN COORDINACIÓN CON LAS NECESIDADES DEL DSO

Raúl Peña Gracia, Flexibilidad, Procesos y Tecnología, i-DE (Grupo Iberdrola)
Javier Fernández Fernández, Flexibilidad, Procesos y Tecnología, i-DE (Grupo Iberdrola)
Jesús Varela Sanz, Responsable Flexibilidad, Procesos y Tecnología, i-DE (Grupo Iberdrola)

Resumen: La creciente electrificación del transporte convierte a las flotas de vehículos eléctricos en un recurso con gran potencial para proporcionar flexibilidad a las redes de distribución. En este trabajo se presenta un algoritmo de planificación inteligente de la recarga desarrollado en el marco del proyecto *ECLIPSE*, capaz de integrar simultáneamente criterios económicos, ambientales y requerimientos operativos del operador de la red de distribución (DSO). La solución ha sido validada mediante simulaciones sobre una flota real de vehículos eléctricos, evaluando distintos escenarios de optimización por coste, emisiones de CO_2 y provisión de flexibilidad a la red. Los resultados muestran reducciones de coste cercanas al 20 %. Asimismo, se analiza el impacto de diferentes consignas de reducción de potencia solicitadas por el DSO, cuantificando tanto la flexibilidad máxima disponible como el coste de oportunidad asociado a su utilización. Los resultados permiten identificar los límites operativos de la flota, así como estimar el nivel de compensación económica necesario para incentivar su participación en futuros mercados locales de flexibilidad. La metodología propuesta proporciona una herramienta práctica para valorar la capacidad real de respuesta de una flota eléctrica ante solicitudes de flexibilidad y evaluar su viabilidad técnica y económica como recurso para la operación de la red.

Palabras clave: Flexibilidad, Vehículo Eléctrico, Recarga Inteligente, Operador de la red de distribución, Algoritmo, Estrategia de optimización.

INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

La electrificación del transporte está impulsando el desarrollo de algoritmos avanzados para la gestión de la recarga de vehículos eléctricos. En los últimos años se han publicado numerosos trabajos centrados en la optimización de la recarga de flotas y autobuses eléctricos, abordando objetivos como la reducción de costes energéticos, la disminución de emisiones de CO_2, la limitación de picos de demanda o la provisión de servicios al sistema eléctrico. Asimismo, diversos autores han puesto de manifiesto el potencial de las flotas eléctricas como recurso de flexibilidad para la red mediante estrategias de recarga inteligente y *Vehicle-to-Grid* (V2G) [1],[2].

Sin embargo, la mayoría de las propuestas existentes se desarrollan en entornos de simulación o se centran en objetivos específicos de optimización. En esta comunicación se presenta una aplicación práctica orientada a la operación real de una flota de vehículos eléctricos, en la que se consideran simultáneamente criterios económicos, ambientales y requerimientos de flexibilidad procedentes del operador de la red de distribución (DSO). El objetivo no consiste únicamente en optimizar la recarga de la flota, sino también en cuantificar el impacto que las solicitudes de flexibilidad del DSO tienen sobre los costes de operación y el cumplimiento de los requisitos energéticos de los vehículos.

Este trabajo se enmarca en el proyecto europeo *ECLIPSE*, cuyo objetivo es desarrollar y demostrar un Marco Europeo Común de Referencia (CERF) para servicios energéticos flexibles e interoperables. Dentro del demostrador español, ubicado en el Campus de Iberdrola de San Agustín de Guadalix (Madrid), i-DE (Grupo Iberdrola) ha desplegado una infraestructura compuesta por puntos de recarga y un servidor central para la gestión segura de las comunicaciones con plataformas externas, con una aplicación de usuario y un sistema de optimización capaz de generar planes de recarga adaptados tanto a las preferencias de los usuarios como a las necesidades operativas de la red.

La arquitectura desarrollada se integra además con SIORD [3], la plataforma impulsada por los distribuidores españoles, para facilitar un intercambio de información transparente y estandarizado entre compañías distribuidoras, comercializadoras y otros agentes del sistema eléctrico (*Figura 1*). Dicha plataforma permite trasladar las necesidades de flexibilidad identificadas por el DSO hasta recursos gestionables como las flotas de vehículos eléctricos, posibilitando la evaluación de su capacidad para prestar servicios de apoyo a la operación de la red.

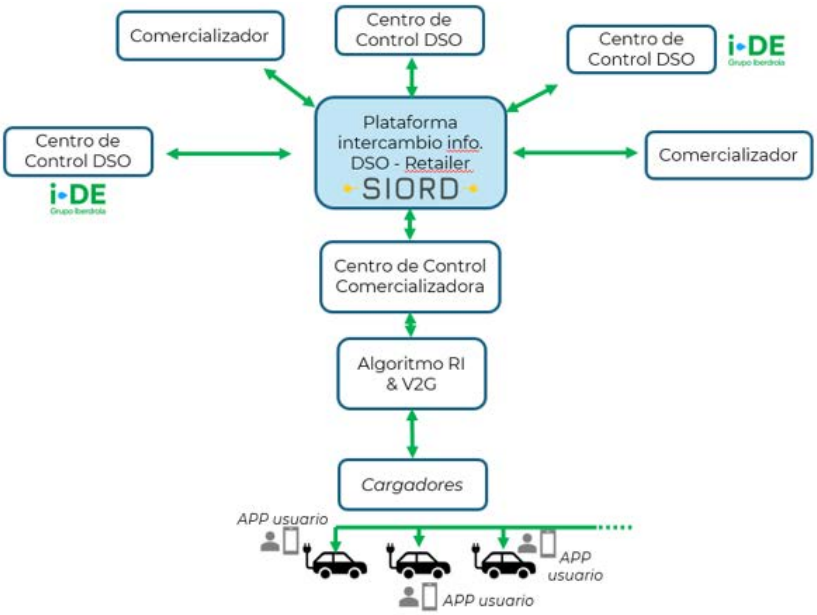


Figura 1. Flujo de información entre DSO, comercializadoras, plataforma SIORD y recursos de recarga eléctrica para la coordinación de servicios de flexibilidad y optimización de la demanda.

La presente comunicación se centra en la aplicación de esta arquitectura al caso de una flota de vehículos eléctricos, evaluando el impacto económico y ambiental de diferentes estrategias de recarga y analizando la capacidad de la flota para proporcionar flexibilidad al DSO, manteniendo el cumplimiento de sus requisitos operativos.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La solución propuesta se ha validado utilizando como caso de estudio el programa de carga real de una flota de autobuses eléctricos de transporte interurbano ubicada en una estación de la provincia de Valencia. La flota está compuesta por 43 vehículos eléctricos, de los cuales 41 prestan servicio diurno, y dispone de una infraestructura de recarga formada por 22 cargadores dobles de 120 kW de potencia nominal, instalados en las cocheras del operador.

Aunque la potencia nominal agregada de la infraestructura de recarga supera la demanda máxima prevista, la potencia disponible para la instalación está limitada a 2.000 kW debido a restricciones de capacidad de la red de distribución.

En la situación actual, la recarga de la flota se realiza durante las horas nocturnas, coincidiendo con los periodos de estacionamiento de los vehículos en cochera. La planificación se orienta principalmente a garantizar la disponibilidad de los autobuses para la prestación del servicio programado, asegurando que alcancen el nivel de carga requerido antes del inicio de la siguiente jornada de operación.

Sobre este caso de estudio se ha desarrollado un algoritmo de planificación capaz de compatibilizar simultáneamente los requerimientos operativos de la flota con las necesidades de la red eléctrica. Para ello, el sistema considera la disponibilidad temporal de cada vehículo, su estado de carga (SOC) inicial, las necesidades energéticas asociadas a las rutas programadas, las restricciones de potencia de la instalación y las señales de operación procedentes del DSO. El resultado es una planificación optimizada de la recarga que permite evaluar el potencial de reducción de costes, emisiones y potencia demandada, así como la capacidad de la flota para proporcionar servicios de flexibilidad a la red de distribución.

METODOLOGÍA

La metodología de validación del algoritmo se basa en un conjunto de escenarios de simulación que reproducen diferentes condiciones operativas de una flota de buses eléctricos. En todos los casos, la planificación de la recarga debe satisfacer los requerimientos energéticos de los vehículos dentro de sus ventanas de disponibilidad, respetando las limitaciones de potencia y de infraestructura existentes.

En primer lugar, se analizó la optimización de la recarga a partir de señales horarias externas, considerando tanto los precios del mercado diario como los factores de emisión de CO_2 de la generación eléctrica. Dado que ambas magnitudes presentan una variación temporal, el algoritmo desplaza la demanda de recarga hacia los periodos más favorables en función del criterio de optimización seleccionado. Este escenario permite evaluar tanto el potencial de reducción de costes energéticos para el gestor de la flota como la disminución de las emisiones asociadas a su consumo eléctrico.

Posteriormente, se ha estudiado la capacidad de la flota para proporcionar flexibilidad al operador de la red de distribución (DSO). Para ello, se simularon distintas consignas de reducción de potencia solicitadas por el DSO, considerando distintas franjas horarias de activación. El objetivo consistió en determinar hasta qué punto la demanda de recarga puede flexibilizarse para atender las necesidades del DSO sin comprometer la operativa prevista de la flota. Cuando una solicitud de flexibilidad impide satisfacer las necesidades de carga programadas, el algoritmo identifica incumplimientos de carga incompleta o no iniciada; así como la necesidad de adoptar medidas adicionales, como, por ejemplo, una replanificación del estado de carga final de los vehículos menos prioritarios.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos muestran el elevado potencial de la recarga inteligente para reducir tanto los costes de operación como las emisiones asociadas al consumo eléctrico de una flota de vehículos eléctricos. En todos los escenarios analizados (*Tabla I*) se observan mejoras respecto al patrón de carga actual, aunque la magnitud de dichas mejoras depende del criterio de optimización seleccionado y de las restricciones solicitadas por el DSO.

La optimización económica permite reducir el coste de recarga en un 20,0 % respecto al patrón de carga actual cuando el objetivo es que todos los vehículos alcancen un SOC final del 100 %. De forma similar, la optimización basada en factores horarios de emisión proporciona una reducción del 11,4 % respecto a las emisiones del caso base. El algoritmo es capaz de desplazar la demanda hacia periodos con menores emisiones de carbono y reducir el impacto ambiental asociado a la recarga de la flota.

Se ha analizado también un escenario alternativo en el que únicamente se carga la energía necesaria para efectuar la siguiente ruta, incorporando un margen adicional de seguridad del 10%. Sin embargo, esta estrategia presenta varias limitaciones. Por una parte, resulta adecuada únicamente para horizontes temporales cortos, ya que el margen de seguridad no puede reducirse indefinidamente sin comprometer la operación futura de la flota. Por otra parte, se observa que el ahorro económico adicional respecto al escenario optimizado con SOC final del 100 % es reducido, debido a que la curva de precios durante el periodo principal de recarga nocturna suele presentar variaciones limitadas.

Por otro lado, la incorporación de requerimientos de flexibilidad por parte del DSO introduce un nuevo escenario en el que la instalación puede prestar un servicio a la red a cambio de una contraprestación económica. En el escenario de reducción de potencia a 1900 kW durante una hora, el ahorro económico sigue siendo elevado (16,8 %) y no se producen incumplimientos de recarga. Sin embargo, al aumentar la severidad de la restricción comienzan a aparecer recargas incompletas e incluso vehículos cuya recarga no puede iniciarse. En particular, los escenarios de 1700 kW durante cuatro horas (*Figura 2*) y 1500 kW durante cinco horas representan el límite a partir del cual la prestación de flexibilidad comienza a afectar a la operación normal de la flota. Debe señalarse que el escenario de 1500 kW durante cinco horas (caso 5; en la *Tabla I*) presenta un ahorro económico ligeramente superior al de 1700 kW durante cuatro horas (caso 4) debido a que un número significativo de vehículos no alcanza el nivel de carga requerido e incluso algunos de ellos no pueden ser atendidos. Por tanto, este resultado no debe interpretarse como una mayor eficiencia de la estrategia, sino como una consecuencia directa de la reducción de energía finalmente suministrada a la flota debido a las restricciones impuestas por la red.

Desde un punto de vista económico, estos resultados permiten cuantificar el coste de oportunidad asociado a la prestación de flexibilidad. Cada consigna de reducción de potencia obliga a desplazar parte de la recarga fuera de los periodos económicamente más favorables, generando un sobrecoste para el gestor de la flota respecto al escenario óptimo de recarga. En consecuencia, la participación en un futuro mercado local de flexibilidad únicamente resultará atractiva para el cliente si la remuneración recibida supera dicho sobrecoste, además de cubrir los costes de operación y mantenimiento asociados a la aplicación de optimización. Es decir, la compensación económica no debería limitarse a neutralizar la pérdida ocasionada por la modificación del plan de recarga, sino proporcionar un beneficio adicional que incentive la disponibilidad voluntaria del recurso.

Conviene señalar que el volumen diario de energía recargada en el caso de estudio es del orden de 9,8 MWh**,** por lo que los porcentajes de ahorro económico y ambiental presentados en la *Tabla I* están referidos a este escenario base.

DESCRIPCIÓN DEL CASO	**SOC FINAL: 100%**			
	Caso	Coste	Nº Incumplimientos recarga	
			Carga incompleta	Carga no iniciada
Optimización **económica** de la recarga	**1**	-20,0%	N/A	N/A
Optimización de **emisiones de CO2** de la recarga	**2**	-11,4%	N/A	N/A
Optimización **económica +** Requerimiento **DSO** reducción potencia: ***1900kW-1hora***	**3**	-16,8%	0	0
Optimización **económica +** Requerimiento **DSO** reducción potencia: ***1700kW-4horas***	**4**	-12,7%	20	0
Optimización **económica +** Requerimiento **DSO** reducción potencia: ***1500kW-5horas***	**5**	-16,0%	19	2

Tabla I. Comparativa del desempeño de los escenarios de recarga bajo distintos criterios de optimización y restricciones de red.



Figura 2. Efecto de una restricción de potencia del DSO sobre la programación óptima de la recarga de la flota (caso 4 - 1700 kW durante 4 horas). En color verde se muestra el perfil horario de potencia demandada por la estación de recarga, en azul el límite dinámico de potencia impuesto por el DSO y en rojo la evolución del precio de la energía.

La capacidad de flexibilidad disponible para el DSO depende de la duración de la solicitud y del objetivo de carga adoptado (*Tabla II*). Para una ventana de flexibilidad de una hora, la instalación puede asumir reducciones de potencia de hasta 2 MW, equivalentes a la potencia nominal de la estación, en ambos escenarios analizados. Sin embargo, para ventanas más prolongadas, la flexibilidad disponible disminuye progresivamente. En el caso de una duración de cuatro horas, la potencia flexible máxima compatible con la operativa de la flota es de 1 MW cuando todos los vehículos deben alcanzar el 100 % de SOC, mientras que aumenta hasta 1,4 MW cuando únicamente se exige la energía necesaria para la siguiente ruta, incluyendo el margen de seguridad del 10%. Para una ventana de cinco horas, dicha capacidad se reduce hasta 950 kW en el escenario de carga completa, pudiendo alcanzar 1,2 MW en el escenario basado en las necesidades reales de operación de los vehículos.

Estos resultados indican que la gestión inteligente de la recarga permite transformar la infraestructura en un recurso flexible para la red, manteniendo simultáneamente los requisitos operativos de la flota. Además, proporcionan una referencia cuantitativa para futuros servicios de flexibilidad, ya que permiten al DSO conocer de antemano el nivel máximo de reducción de potencia que puede solicitar sin comprometer el cumplimiento de las necesidades energéticas de los vehículos.

VENTANA DE FLEXIBILIDAD	SOC FINAL 100%	SOC FINAL: RECORRIDO RUTA +10%
1 hora	Máxima (2000 kW)	Máxima (2000 kW)
4 horas	1000 kW	1400 kW
5 horas	950 kW	1200 kW

Tabla II. Flexibilidad disponible para el DSO bajo los dos escenarios analizados.

Por último, debe señalarse que las simulaciones se han realizado utilizando datos correspondientes a un día laborable de primavera, en condiciones climatológicas óptimas. En situaciones de frío o calor extremos, el consumo energético de los vehículos puede aumentar significativamente debido a los sistemas de climatización. *Cigarini et al.* [4] observaron incrementos del consumo energético de hasta un factor 1,9 en autobuses eléctricos durante la operación

invernal con calefacción activada, mientras que Heß et al. [5] analizaron durante un año completo el impacto de los sistemas HVAC sobre el consumo energético de autobuses eléctricos en condiciones reales de operación.

Los resultados obtenidos corresponden a una optimización diaria, en la que todos los vehículos deben satisfacer sus necesidades energéticas dentro de la propia jornada analizada. En la práctica, podrían existir estrategias más avanzadas basadas en horizontes temporales de varios días, aprovechando periodos de menor utilización de la flota, como fines de semana o jornadas de baja actividad, para desplazar parte de la energía a momentos más favorables desde el punto de vista económico o ambiental. El análisis de este tipo de estrategias queda fuera del alcance de la presente comunicación y se plantea como una línea de trabajo futura.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos demuestran que las flotas de vehículos eléctricos pueden constituir un recurso de flexibilidad relevante para las redes de distribución. El algoritmo desarrollado ha permitido cuantificar el impacto de distintas solicitudes de flexibilidad del DSO sobre los costes de operación y el cumplimiento de las necesidades de carga de la flota. Los resultados muestran que consignas moderadas de reducción de potencia pueden ser absorbidas sin incumplimientos y con una penalización económica limitada, mientras que restricciones más exigentes comienzan a generar recargas incompletas e incluso vehículos cuya recarga no puede programarse completamente. De este modo, la metodología permite identificar los límites reales de prestación de flexibilidad antes de comprometer la operación de la flota.

Asimismo, los resultados ponen de manifiesto que la estrategia de recarga adoptada influye de forma significativa en la flexibilidad disponible para la red. Cuando el objetivo de carga se adapta a las necesidades reales de operación de los vehículos, en lugar de exigir sistemáticamente una recarga completa, la capacidad de respuesta de la flota aumenta de forma apreciable. La metodología propuesta permite estimar previamente tanto la potencia flexible disponible como el coste de oportunidad asociado a cada solicitud de flexibilidad. Esta información resulta especialmente útil en un escenario futuro de mercados locales de flexibilidad, ya que permite valorar económicamente la participación de la flota, determinar la remuneración necesaria para incentivar la prestación de servicios y proporcionar al DSO una estimación realista de la capacidad de respuesta disponible en cada periodo de operación.

REFERENCIAS

[1] Hu, J., Morais, H., Sousa, T. & Lind, M., 2016, Electric Vehicle Fleet Management in Smart Grids: A Review of Services, Optimization and Control Aspects, Renewable & Sustainable Energy Reviews, Vol. 56, pp. 1207-1226.

[2] Ju, Y., Li, L., Wang, J. & Moura, S., 2026, Scalable Optimization for Mobility-Aware Coordinated Electric Vehicle Charging in Distribution Power Networks, arXiv preprint arXiv:2604.11999.

[3] SIORD, Sistema de Información de los Operadores de Redes de Distribución, https://siord.es/ (7 septiembre 2026)

[4] Cigarini, F., Fay, T.A., Artemenko, N. & Göhlich, D., 2021, Modeling and Experimental Investigation of Thermal Comfort and Energy Consumption in a Battery Electric Bus, World Electric Vehicle Journal, Vol. 12, No. 1.

[5] Heß, L., Dimova, D., Piechalski, J.W., Rusche, S., Best, P. & Sonnekalb, M., 2023, Analysis of the Specific Energy Consumption of Battery-Driven Electrical Buses for Heating and Cooling in Dependence on the Technical Equipment and Operating Conditions, World Electric Vehicle Journal, Vol. 14, No. 5.

ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL V2X EN LA FLEXIBILIDAD Y LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL PARA EL HORIZONTE 2050 MEDIANTE PYPSA-SPAIN

Nerea Goitia-Zabaleta, Investigadora, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION
Juan Pedrero Alegría, Investigador, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION
Diego García Gusano, Investigador Senior, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION
Nora Fernández Pérez, Directora de Proyectos, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION

Resumen: Este trabajo analiza el impacto de la tecnología Vehicle-to-Everything (V2X) en el sistema eléctrico español para el horizonte 2050 mediante el modelo PyPSA-Spain. Se evalúan diferentes escenarios de disponibilidad y costes asociados a los servicios V2X, comparándolos con un caso de referencia sin V2X. Los resultados muestran que, por un lado, una mayor participación de vehículo eléctrico incrementa significativamente la energía suministrada mediante V2X, mientras que costes elevados reducen su utilización al favorecer baterías estacionarias o bombeo de agua. Asimismo, el V2X contribuye a disminuir el curtailment de la generación eólica y fotovoltaica en el sistema. En términos económicos, el aumento de la electrificación de la movilidad implica menores inversiones en infraestructura (CAPEX) porque la flexibilidad aportada por V2X reduce la necesidad de instalar nueva capacidad de generación y almacenamiento. Paralelamente, los costes operativos (OPEX) aumentan conforme se incrementan los costes asociados a V2X. Los resultados también evidencian que el coste de los servicios V2X es el factor más determinante para su despliegue. En conjunto, la integración de V2X favorece la reducción de costes, además de mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico en escenarios de alta penetración renovable.

Palabras clave: V2X, PyPSA-Spain, vehículos eléctricos de batería, curtailment, CAPEX, OPEX**.**

1. INTRODUCCIÓN

La electrificación del transporte es uno de los principales vectores de descarbonización de la transición energética europea. Si bien el despliegue masivo de vehículos eléctricos de batería (BEV, Battery Electric Vehicle) reducirá significativamente las emisiones, generará retos en la planificación y operación del sistema eléctrico. El incremento de la demanda podría elevar las necesidades de generación, almacenamiento y red, especialmente si la recarga es no coordinada. Por ello, la integración de los BEV debe analizarse sistémicamente, considerando sus interacciones con las renovables y la infraestructura. Para ello, son necesarios modelos energéticos que evalúen diversos escenarios y cuantifiquen su impacto en costes, emisiones e inversiones

En esta línea, PyPSA-Spain (Gallego-Castillo & Victoria, 2025) es una herramienta *open source* adecuada para estudiar la integración masiva de BEVs en el sistema energético español, ya que incorpora, la red eléctrica, la generación y la demanda, adaptadas al contexto nacional. Permite, entre otros, evaluar el rol de los BEVs y las estrategias V2X como recursos flexibles. Partiendo de análisis previos realizados en el ámbito de los BEVs junto con PyPSA-Spain (Goitia-Zabaleta, Pedrero Alegría, García Gusano, & Fernández Pérez, 2025), este estudio profundiza en el funcionamiento del modelo y en el impacto de los BEVs como recurso de flexibilidad. Por tanto, el trabajo se orienta a estudiar y validar la representación V2X mediante PyPSA-Spain, utilizando el marco del proyecto Drive2X como caso de aplicación.

La presente comunicación está estructurada de la siguiente manera. La Sección 2 describe el modelado del V2X en PyPSA-Spain. La Sección 3 presenta el caso de estudio, donde se detallan los escenarios empleados para la simulación. En la Sección 4 se muestran los resultados obtenidos en términos de limitación del vertido de energía (curtailment), energía provista por V2X y efectos en los costes anuales del sistema en términos de CAPEX y OPEX. Asimismo, se identifican las principales limitaciones del modelo actual. Finalmente, en la Sección 5 se resumen las conclusiones obtenidas y se proponen mejoras en la representación del modelado del V2G.

2. V2X EN PYPSA-SPAIN

La bidireccionalidad entre los BEVs y el sistema eléctrico en PyPSA-Spain se basa en el planteamiento modelado en PyPSA-Eur (Neumann, Zeyen, Victoria, & Brown, 2023), la referencia sobre la que se ha construido gran parte de la estructura del modelo español. PyPSA-Spain se encuentra aún en una fase de desarrollo y las características de la movilidad eléctrica faltan por ser adaptadas específicamente al contexto español. Por ello, se analiza en detalle el modelo heredado; se estudian sus limitaciones y potencialidades:

- La bidireccionalidad se modela exclusivamente a nivel de alta tensión, es decir, dentro del paraguas de la nomenclatura V2X**, se centra en el Vehicle-to-Grid (V2G)**. Se modelan una flota agregada de BEVs en cada nodo o región, permitiendo así hacer un análisis a nivel macro.
- El modelo asume **características homogéneas para toda la flota de vehículos eléctricos**. En particular, se considera que todos los vehículos disponen de la **misma capacidad de batería** (50 kWh) y **misma ratio de carga y descarga** (11 kW), desestimando la diversidad tecnológica existente en el mercado, afectando directamente a su capacidad para proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico.
- Se emplean **perfiles de carga homogéneos** para amplios conjuntos de vehículos, lo que dificulta capturar la diversidad real de comportamientos de movilidad y recarga existentes entre usuarios, regiones o tipologías de vehículo.

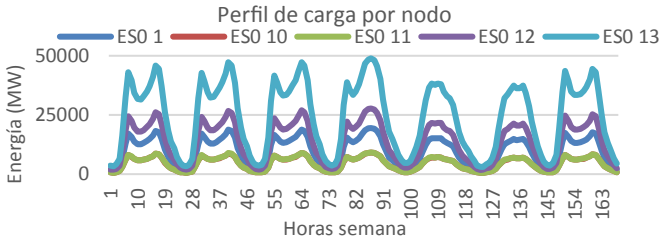


Figura 1. Perfiles de carga en los nodos ES0 1, ES0 10, ES0 11, ES0 12 y ES0 13.

- El modelo establece que **todos los vehículos** tienen como objetivo el **mismo estado de carga** (80%) y dicho nivel **debe alcanzarse a las 7:00 de la mañana**, por lo que no captura la diversidad de patrones de uso existentes entre los usuarios. En la práctica, los horarios de salida, las necesidades de autonomía y los hábitos de recarga presentan una elevada variabilidad, lo que puede traducirse en comportamientos significativamente diferentes respecto a la disponibilidad de energía para servicios V2G.



Figura 2. Perfiles de disponibilidad en los nodos ES0 1, ES0 10, ES0 11, ES0 12 y ES0 13.



Figura 3. Estados de carga y hora deseados en los nodos ES0 1, ES0 10, ES0 11, ES0 12 y ES0 13.

Esta forma de modelado permite a los planificadores obtener una visión de pájaro del sistema energético, evaluar el efecto agregado de millones de vehículos eléctricos e identificar los puntos y periodos en los que la carga o descarga puede generar congestiones en la red (Goitia-Zabaleta, Pedrero Alegría, García Gusano, & Fernández Pérez, 2025). Sin embargo, las simplificaciones limitan la capacidad del modelo para representar con precisión el potencial real de flexibilidad asociado a una flota de vehículos eléctricos heterogénea. Por lo que en un futuro este modelo se podría mejorar la caracterización de la movilidad eléctrica y la participación en servicios V2G. Dichas líneas de trabajo resultan relevantes no solo para PyPSA-Spain, sino también para PyPSA-Eur, dado que la representación actualmente implementada en el modelo español deriva directamente de la formulación desarrollada a escala europea.

Cabe destacar que, además de emplear el V2X como recurso flexible, el modelo incorpora otros elementos de almacenamiento: baterías estacionarias, almacenamiento en hidrógeno y sistemas de bombeo de agua. Dado que la optimización se realiza con el objetivo de minimizar el coste total del sistema, la utilización de estas alternativas puede priorizarse frente al V2X.

3. CASO DE ESTUDIO

Los escenarios se basan en hipótesis planteadas en el proyecto Drive2X. La demanda nacional de recarga de BEVs en España se proyectó en el proyecto DriVe2X para 2030, 2040 y 2050, alcanzando respectivamente 10.991, 22.128 y 43.518 GWh/año, equivalentes a 4,4, 8,9 y 17,4 millones de vehículos. Estos valores, se escalaron para ajustarlos a los 24,6 millones de turismos representados en PyPSA-Spain según JRC IDEES, dando lugar a participaciones de BEV del 18 %, 64 % y 71 % en los tres horizontes considerados. Sin embargo, estas proyecciones no permiten alcanzar los objetivos climáticos establecidos para 2040 y 2050.

La representación del transporte en PyPSA-Spain se ajustó para los objetivos climáticos respecto a 1990: el 90 % de reducción para 2040 y la neutralidad climática para 2050, conforme a los objetivos de la Unión Europea. Asumiendo que los vehículos de combustión interna (ICE, Internal Combustion Engine) utilizan diésel convencional, con un consumo de 9,1 L/100 km, un recorrido de 15.000 km/año y un factor de emisión de 0,257 tCO_2eq/MWh_{th}, cada vehículo consume 13,65 MWh_{th} anuales. La evolución proyectada permitiría una reducción de solo el 63 % en 2040. Para alcanzar el 90 % de reducción de emisiones, se asumió penetración vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV, Fuel Cell Electric Vehicles), asumiendo que les correspondería el 12 % restante. De igual forma, la proyección de BEVs es insuficiente para la neutralidad climática de 2050, por lo tanto, se asume un 29 % de FCEV. Los valores empleados se resumen en la Tabla 1.

	2030	**2040**	**2050**
Porcentaje BEV (%)	18	64	71
Porcentaje ICE (%)	82	12	0
Porcentaje FCEV (%)	0	24	29

Tabla 1. Porcentaje de penetración de cada tecnología de vehículo (BEV, ICE y FCEV) para los años 2030, 2040 y 2050.

Asimismo, se evaluó el potencial de flexibilidad V2X mediante el análisis de sensibilidad de dos parámetros: (i) costes de prestación de servicio (CF, Cost Factor) V2X entre 0 y 50 €/MWh y (ii) el grado de participación de los BEVs como V2X, representado mediante un factor de participación (SF, Sharing Factor) entre el 10 y 50 %, lo que permite evaluar conjuntamente distintos niveles de coste y disponibilidad del V2X. El valor de CF de 50 €/MWh constituye un escenario de coste exigente pero plausible para España (en 2025 el precio medio del mercado diario fue de 65,28 €/MWh (OMIE, 2026)), permitiendo así comprobar la robustez y el atractivo del V2X. El intervalo de SF contempla que solo una parte de los vehículos estará conectada, habilitada y disponible para V2X. De esta forma se pretende reflejar que el uso principal del BEV sigue siendo la movilidad; considerando así dentro del modelo de PyPSA-Spain las necesidades de desplazamiento, el estado de carga mínimo y la aceptación de los usuarios. Se diseñó la matriz de escenarios presentada en la Tabla 2 en la que se combinan diferentes valores de ambos parámetros., donde los escenarios destacados en amarillo fueron implementados y simulados en PyPSA-Spain. Estos escenarios seleccionados permiten estudiar tanto valores extremos de CF y SF como combinaciones intermedias representativas. Este subconjunto consta de 18 casos de disponibilidad y costes de V2X y el caso de referencia sin V2X, y los tres años objetivo, se ejecutaron un total de 57 simulaciones.

		Coste de servicio (CF) en (€/MWh)					
		0	5	10	15	25	50
Grado de disponibilidad (SF)	0						
	0.1						
	0.2						
	0.3						
	0.4						
	0.5						

Tabla 2. Matriz de escenarios según CF y SF de V2X de los BEVs.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El análisis se centra en la comparación de tres indicadores: la limitación del vertido de energía (curtailment) de la generación renovable, la energía V2X suministrada por los vehículos y los costes anuales del sistema, incluidos los gastos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX).

Curtailment de energía renovable

Una mayor electrificación del transporte incrementa la necesidad de generación renovable y, sin medidas de flexibilidad, provoca mayores niveles de curtailment de energía renovable, véase la Figura 4. Tomando como referencia el valor mediano de 2030, la mediana del vertido de energía renovable en 2040 aumenta hasta un 56 %, mientras que en 2050 el incremento alcanza hasta un 75 %. Este comportamiento refleja el límite de emisiones de CO_2 aplicado por las políticas europeas y la mayor demanda de electricidad asociada a una flota más numerosa de BEV, factores que intensifican la necesidad de generación eléctrica a partir de energías renovables. Los escenarios sin capacidad V2X registran los mayores niveles de curtailment de energía (observados como valores atípicos en la Figura 4), lo que evidencia que la ausencia de esta funcionalidad limita el aprovechamiento eficiente de la generación renovable disponible

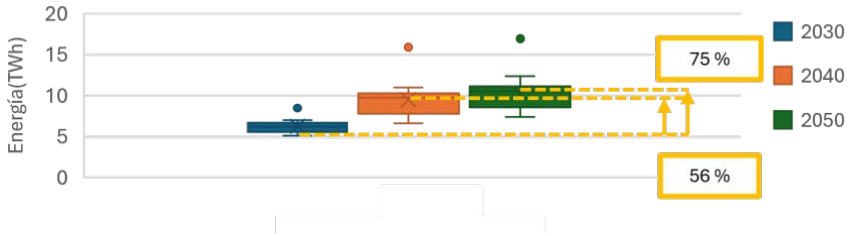


Figura 4. Dispersión de curtailment agregado para unidades de fotovoltaica y eólica para los años 2030, 2040 y 2050.

Analizando el año 2050, Figura 5, el incremento de CF tiene mayor impacto que el SF, dondeV2X conduce casi siempre a un mayor curtailment de energía renovable, lo que refleja que otras opciones de flexibilidad (baterías estacionarias o bombeo de agua) resultan más eficaces para evitar excedentes de generación renovable. Para comprender mejor estas tendencias, resulta necesario analizar la cantidad de energía eléctrica suministrada a través de los servicios V2X. Este indicador permite evaluar en qué medida la flexibilidad V2X disponible es realmente aprovechada por el sistema eléctrico y proporciona información sobre la contribución efectiva de los vehículos eléctricos al equilibrio entre generación y demanda.

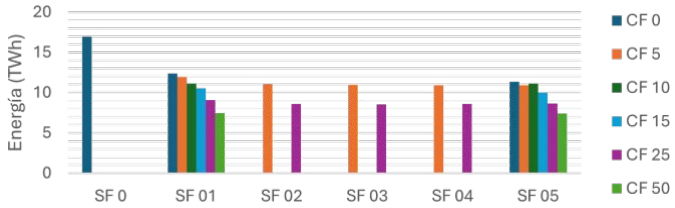


Figura 5. Curtailment agregado para unidades de fotovoltaica y eólica en base a diferentes escenarios de CF y SF para 2050.

Energía V2X suministrada

La cantidad de energía eléctrica suministrada mediante V2X aumenta a medida que crece el número de BEV en circulación. Considerando la mediana de todos los escenarios, la energía inyectada a la red mediante V2X aumenta un 174 % en 2040 y un 203 % en 2050 en comparación con 2030. Los valores atípicos situados en cero corresponden a los casos sin V2X. En 2050, los valores atípicos en torno a 13 GWh están asociados a los casos CF50, lo que supone que un coste elevado de V2X reduce significativamente su despliegue. En estas condiciones, el optimizador de PyPSA-Spain prioriza otros recursos de flexibilidad del sistema (baterías estacionarias o bombeo de agua) frente al V2X, lo que da lugar a un menor nivel de integración de la tecnología V2X.

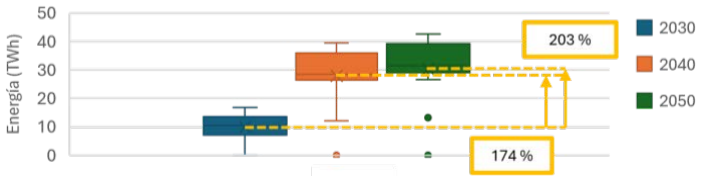


Figura 6. Energía suministrada por V2X para 2030, 2040 y 2050

Tomando el año 2050 como referencia, y un SF determinado, se observa una mayor aportación energética de los servicios V2X cuando sus costes son más reducidos. Los CF más elevados disminuyen el atractivo económico del V2X y favorecen que el modelo recurra a otras alternativas de flexibilidad (baterías estacionarias o bombeo de agua) para satisfacer las necesidades del sistema. Manteniendo constantes los CF de V2X, la energía inyectada mediante estos servicios aumenta conforme se incrementa el SF de vehículos participantes. Esto indica que una mayor proporción de BEVs habilitados para V2X amplía el potencial de flexibilidad disponible y facilita una mayor contribución de los BEV al equilibrio del sistema eléctrico. Por lo que se concluye que los costes asociados a los servicios V2X constituyen uno de los factores más determinantes para su despliegue, pudiendo restringir significativamente su integración efectiva en el sistema energético, incluso cuando existe una elevada disponibilidad de vehículos capaces de prestar estos servicios.

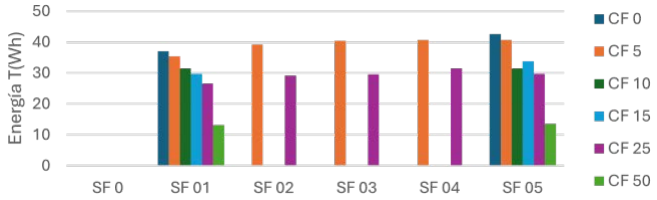


Figura 7. Energía suministrada por V2X para 2050 para diferentes SFs y CFs.

Costes anuales del sistema

Los costes anuales del sistema se examinan en detalle para el año 2050. Cabe destacar que el modelo considera que el consumidor compra el BEV y, por tanto, su coste no se incluye en las inversiones de capital (CAPEX, Capital expenditure) total del sistema energético. En términos de CAPEX, la implementación de estrategias V2X reduce este indicador en todos los escenarios analizados, al aportar flexibilidad adicional al sistema y favorecer una integración más eficiente de la generación renovable. El CAPEX más elevado se produce en los escenarios CF50, ya que, debido al alto coste de los servicios V2X, es necesario instalar una mayor cantidad de tecnologías de generación y/o almacenamiento para cumplir con los requisitos operativos del sistema. Esta inversión adicional en nuevas infraestructuras se traduce en un mayor gasto de capital total en comparación con el resto de los escenarios. Los costes de operación (OPEX, Operational expenditure) aumentan conforme se incrementan los costes asociados a V2X, mientras que la disponibilidad de vehículos participantes tiene una influencia limitada. En comparación con el escenario sin flexibilidad, la incorporación de V2X eleva los costes operativos en el sistema.

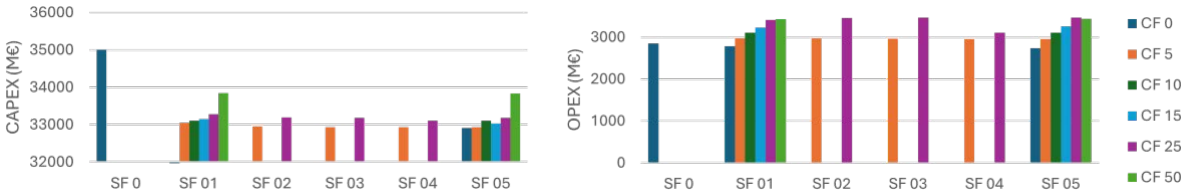


Figura 8. CAPEX y OPEX del sistema para 2050 para diferentes SFs y CFs.

Discusión

Los resultados muestran que la contribución energética de V2X aumenta significativamente a medida que avanza la electrificación, aunque su utilización depende en gran medida de los costes asociados al servicio. La relación entre el uso de V2X y la reducción del vertido renovable no es directa, ya que depende de las interacciones con otras tecnologías de flexibilidad y de la configuración del sistema eléctrico. En lo que a costes se refiere, el CAPEX disminuye considerablemente frente al escenario sin V2X. No obstante, el CAPEX asociado aumenta a medida que el CF aumenta. Por lo que el escenario de coste intermedio representa el compromiso más equilibrado, ya que permite aprovechar los beneficios de flexibilidad proporcionados por la integración vehículo-red sin incurrir en el aumento del CAPEX asociado a configuraciones V2G más costosas. El OPEX aumenta conforme se incrementan los costes asociados a V2X, presentando el coste intermedio como el compromiso más equilibrado. En conjunto, los resultados confirman que V2X puede aportar beneficios económicos y operativos relevantes, además de facilitar la integración de energías renovables y apoyar la descarbonización del sistema eléctrico. Cabe destacar que, los resultados deben interpretarse considerando las limitaciones inherentes a los modelos utilizados y a las hipótesis sobre el comportamiento de los usuarios y la disponibilidad de los vehículos.

5. CONCLUSIONES

Los resultados confirman que la integración de la tecnología V2X puede contribuir a reducir los costes del sistema al proporcionar flexibilidad adicional y disminuir la dependencia de otras alternativas más costosas. No obstante, se observa que el coste asociado a esta tecnología tiene una influencia mayor que su nivel de disponibilidad. Los costes elevados limitan la penetración de las tecnologías V2X al favorecer el despliegue de alternativas de almacenamiento, como las baterías estacionarias o los sistemas de bombeo hidroeléctrico. Asimismo, la integración de V2X contribuye a reducir el curtailment de la generación eólica y fotovoltaica, incrementando el aprovechamiento de los recursos renovables disponibles. En términos económicos, una mayor electrificación de la movilidad (considerando que el modelo asume que el consumidor compra el BEV) conlleva una disminución de CAPEX de la infraestructura. La flexibilidad proporcionada por los servicios V2X disminuye la necesidad de incorporar nueva capacidad de generación y almacenamiento. El OPEX se aumenta ya que el sistema debe asumir el coste de participación de los V2X, donde se visualiza que el coste asociado a los servicios V2X constituye el factor más relevante para determinar su grado de implantación. En conjunto, la integración de esta tecnología no solo favorece la reducción de los costes de inversión totales del sistema, sino que también mejora su flexibilidad operativa en escenarios caracterizados por una elevada penetración de energías renovables. Cabe destacar que el modelo parte dela hipótesis de disponibilidad comun para todos los escenarios analizados, lo que limita la representación de la diversidad de patrones de uso y necesidades de los vehículos eléctricos de batería BEV y, por tanto, del potencial de flexibilidad que estos pueden aportar al sistema. Como línea futura de trabajo, se propone analizar el impacto de V2X a escala local e incorporar patrones de uso y disponibilidad de los vehículos más realistas, tanto en PyPSA-Spain como en PyPSA-Eur.

6. AGRADECIMIENTOS

Este estudio se enmarca en el proyecto europeo Drive2X, financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte Europa de la Unión Europea bajo el acuerdo de subvención n.º 101056934

7. REFERENCIAS

- https://github.com/cristobal-GC/pypsa-spain (5 Mayo 2026)
- Gallego-Castillo, C., & Victoria, M. (2025). PyPSA-Spain: An extension of PyPSA-Eur to model the Spanish Energy System. Energy Strategy Reviews. doi: 10.1016/j.esr.2025.101764
- Goitia-Zabaleta, N., Pedrero Alegría, J., García Gusano, D. & Fernández Pérez, N. (2025). Evaluación del Impacto del Vehículo Eléctrico en la Red Eléctrica Española para 2030 mediante PyPSA-Spain. iV Congreso de Redes Inteligentes.
- Neumann, F., Zeyen, E., Victoria, M., & Brown, T. (2023). The potential role of a hydrogen network in Europe. Joule, 1-25. doi: 10.1016/j.joule.2023.06.016
- OMIE (2026) Informe anual 2025.

COFLEX-T: CONTROL COORDINADO DE FLEXIBILIDAD Y TRANSFORMADOR OLTC PARA REDES BT

Carlos García Santacruz, Ingeniero investigador I+D Smart Grids , Ingelectus S.L.
Francisco Javier Ros Raposo, Responsable de proyectos Smart Grids y especialista IT , Ingelectus S.L.
Rafael Morán Corbacho, Responsable de I+D Smart Grids , Ingelectus S.L.
Rubén Carmona Pardo, Director Smart Grids , Ingelectus S.L.

Resumen: La creciente incorporación de recursos distribuidos en redes de Baja Tensión plantea nuevas necesidades de supervisión y control, pero también abre la puerta a utilizarlos como elementos activos para mejorar la operación de la red. En este contexto, el proyecto CTFlex aborda el desarrollo de nuevas estrategias de operación activa basadas en la coordinación de los recursos disponibles. Este trabajo presenta una metodología de control que combina la actuación sobre un transformador con cambiador de tomas en carga (OLTC) y la flexibilidad proporcionada por generación fotovoltaica, con el objetivo de mantener las tensiones dentro de los límites de operación. La estrategia ha sido implementada para su funcionamiento en tiempo real y validada sobre una red real de Baja Tensión. Los resultados obtenidos permiten analizar el comportamiento de ambos recursos y ponen de manifiesto el potencial de su utilización para la gestión de tensiones en la red.

Palabras clave: Baja Tensión, flexibilidad, control coordinado, OLTC, recursos distribuidos, optimización

INTRODUCCIÓN

La incorporación de generación distribuida está modificando las condiciones de operación de las redes de Baja Tensión. En particular, una elevada producción fotovoltaica puede provocar sobretensiones en determinados puntos de la red, haciendo necesario disponer de estrategias de control más activas. En este contexto, los inversores fotovoltaicos pueden aportar flexibilidad mediante reducciones temporales de potencia activa, permitiendo actuar de forma localizada sobre las tensiones. Cuando estos recursos son propiedad de terceros, los contratos bilaterales de flexibilidad constituyen una de las posibles vías para articular su participación, estableciendo las condiciones técnicas y económicas asociadas a su activación. Por su parte, la modificación de la consigna de tensión del transformador con cambiador de tomas en carga (OLTC) permite desplazar de forma más global el perfil de tensión de la red. Ambas actuaciones presentan, por tanto, efectos distintos y complementarios.

En este marco, el proyecto CTFlex plantea una estrategia de operación coordinada (CoFLEX-T) que integra la información sobre el estado actual y la evolución prevista de la red con modelos basados en coeficientes de sensibilidad, que permiten aproximar de forma lineal el efecto de las actuaciones de control sobre las principales magnitudes eléctricas y formular así un problema de optimización compatible con su ejecución en tiempo real. A partir de esta información, el sistema determina de forma conjunta la consigna del OLTC y la actuación sobre los recursos flexibles, buscando mantener la red dentro de sus límites técnicos con el menor coste posible para el operador. La estrategia se ejecuta mediante una ventana temporal deslizante y se ha validado sobre una red real de Baja Tensión.

El resto de la comunicación se estructura de la siguiente forma. En primer lugar, se presenta la metodología desarrollada, incluyendo las predicciones empleadas, las matrices de sensibilidad y el problema de optimización utilizado para determinar las actuaciones de control. A continuación, se describe la arquitectura implementada para la ejecución de la estrategia y su integración con los distintos elementos del sistema. Posteriormente, se muestran los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas en entorno real sobre la red piloto. Finalmente, se recogen las principales conclusiones del trabajo.

COFLEX-T. COORDINATED FLEXIBILITY AND TRANSFORMER CONTROL

La metodología propuesta, denominada CoFLEX-T (Coordinated Flexibility and Transformer Control), ha sido concebida para la operación coordinada de redes de Baja Tensión mediante la actuación conjunta sobre recursos flexibles distribuidos y sobre el transformador con cambiador de tomas en carga. Su denominación refleja el carácter integrado de la estrategia, que combina mecanismos de actuación con distinto alcance sobre el sistema eléctrico: una regulación de carácter global, asociada a la modificación de la consigna de tensión del OLTC, y una actuación localizada, proporcionada por la flexibilidad de los recursos distribuidos.

Desde el punto de vista funcional, la metodología se articula en tres bloques principales. El primero corresponde a la predicción, cuyo objetivo es obtener perfiles temporales de consumo y generación con la resolución necesaria para anticipar la evolución del estado de la red. El segundo bloque está constituido por el cálculo de sensibilidades, mediante el cual se aproxima de forma lineal la influencia de las variables de control sobre las tensiones nodales. Finalmente, el bloque de optimización integra la información anterior para determinar, en cada instante de operación, la combinación de consignas que permite mantener la red dentro de sus límites técnicos minimizando el coste asociado a las actuaciones de control. Estos tres bloques se describen con mayor detalle en los apartados siguientes.

Predicciones

La información disponible en la red presenta distinta resolución temporal según el punto de medida. Mientras que en la cabecera del centro de transformación se puede llegar a disponer de medidas con resolución de 15 minutos, en los contadores de los puntos de consumo y generación la información disponible es horaria. Esta diferencia resulta especialmente relevante para la estrategia de control, que opera en intervalos de 15 minutos y necesita disponer de perfiles de potencia con esa misma resolución en todos los nudos de la red.

Para obtener perfiles quinceminutales en los puntos de consumo y generación, se combinan las predicciones horarias de cada contador con una predicción agregada en cabecera, disponible con resolución de 15 minutos. A partir de ambas fuentes se formula un problema de optimización cuyas variables de decisión son las potencias netas asignadas a cada contador en cada intervalo.

La formulación impone que los cuatro valores quinceminutales de cada hora reproduzcan la energía horaria prevista para cada contador y, simultáneamente, que la suma de las potencias asignadas sea coherente con la evolución prevista en cabecera. De este modo, la información agregada permite introducir variabilidad dentro de cada hora sin alterar las previsiones energéticas individuales.

Dado que ambas fuentes de información están sujetas a incertidumbre, el ajuste se plantea mediante optimización en lugar de imponer una correspondencia exacta. La función objetivo minimiza el error relativo asociado al reparto de potencia, evitando que los consumidores de mayor tamaño condicionen de forma dominante la solución.

Como resultado se obtienen perfiles de potencia neta con resolución de 15 minutos para todos los contadores de la red. Estos perfiles se utilizan posteriormente como entrada para calcular la evolución prevista de las magnitudes eléctricas de la red y proporcionar al algoritmo de control la información necesaria para anticipar posibles problemas

Sensibilidades

En un problema de operación es necesario evaluar de forma recurrente el efecto de las acciones de control sobre el estado de la red. La utilización directa del modelo completo de flujo de cargas obliga a resolver repetidamente un problema no lineal para cada alternativa de operación. Por este motivo, en este trabajo se emplean sensibilidades, que permiten aproximar linealmente la relación entre las variables de control y las magnitudes de la red, reduciendo así el esfuerzo computacional.

Se consideran dos matrices de sensibilidad. La primera se utiliza para estimar cómo se ve afectada la tensión de los distintos nudos de la red ante variaciones en la tensión del nudo de cabecera, asociadas a la actuación del OLTC. La segunda permite estimar cómo varían dichas tensiones ante cambios en las inyecciones de potencia activa y reactiva en los nudos debido al manejo de la flexibilidad.

De este modo, el problema de optimización puede incorporar el comportamiento eléctrico de la red y determinar las actuaciones de control dentro de los tiempos requeridos para la operación en tiempo real.

Optimización

Para determinar las consignas de tensión del OLTC y el uso de la flexibilidad, se formula un problema de optimización. Este tiene como objetivo identificar, para cada estado de operación de la red, la combinación de actuaciones que minimicen el coste operativo, manteniendo el sistema dentro de sus límites técnicos. De este modo, se obtiene una estrategia de operación óptima para el distribuidor, coordinando los recursos disponibles con el menor coste posible.

La coordinación conjunta del OLTC y de la flexibilidad permite explotar de forma complementaria ambos recursos dentro de la estrategia de control. Mientras el transformador actúa sobre el perfil de tensión de forma global, la

flexibilidad permite una actuación localizada sobre la inyección de potencia en determinados puntos de la red. La optimización conjunta de ambos mecanismos evita decisiones independientes y descoordinadas, y permite seleccionar, para cada condición de operación, la combinación de actuaciones más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.

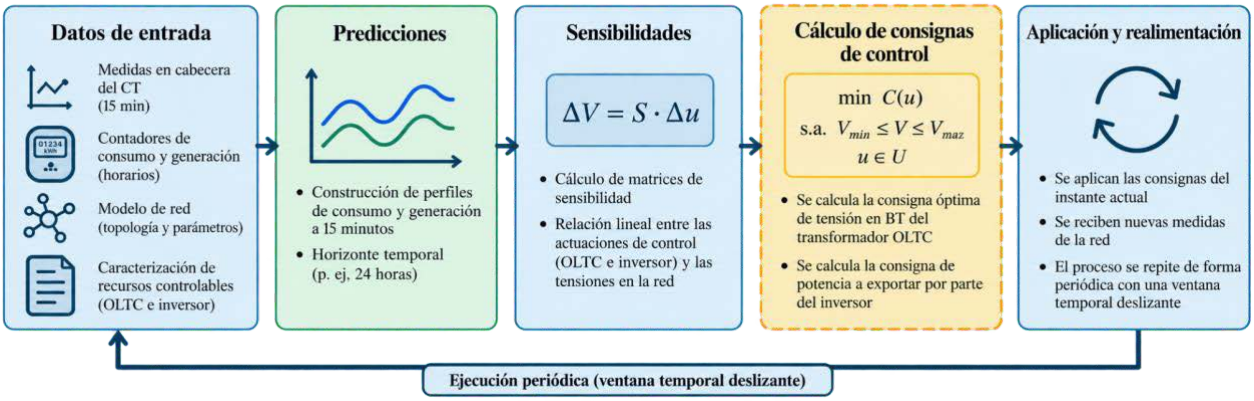


Figura 1. Diagrama de cálculo y aplicación de las consignas de control

La Figura 1 representa de forma esquemática la metodología propuesta para el cálculo de la estrategia de operación. El proceso parte de la información disponible de la red, incluyendo las medidas en cabecera y contadores, el modelo eléctrico y la caracterización de los recursos controlables, tanto un transformador OLTC como recursos flexibles. A partir de estas entradas se construyen perfiles de consumo y generación con resolución quinceminutal y se define el horizonte temporal considerado por el control.

Sobre esta base se calculan matrices de sensibilidad que aproximan de forma lineal el efecto de las actuaciones del OLTC y de los recursos flexibles sobre las tensiones y congestión de carga de la red. Esta representación permite incorporar el comportamiento eléctrico del sistema en un problema de optimización compatible con los tiempos requeridos para la operación.

El problema de optimización determina, para cada instante de decisión y considerando la evolución prevista durante el horizonte temporal, la combinación de actuaciones que mantiene las tensiones dentro de los límites establecidos con el menor coste operativo. Como resultado, se obtiene la consigna óptima de tensión en Baja Tensión del transformador OLTC y la consigna de potencia que deben seguir los recursos flexibles. Las consignas correspondientes al instante actual se aplican sobre los equipos y, tras la recepción de nuevas medidas, el proceso se repite de forma periódica mediante una ventana temporal deslizante.

ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control necesita comunicarse con distintos sistemas externos, clasificables según el objetivo detrás de esa interacción.

1. Elementos de la red de distribución que el sistema de control va a controlar.
2. Los sistemas que utiliza la distribuidora en su día a día para operar la red, para poder obtener la información necesaria que el sistema de control necesita para modelar la red de distribución.
3. Sistemas desplegados junto al sistema de control, para facilitar la monitorización del funcionamiento del sistema de control, poder analizar el impacto que tiene sobre la red, y poder replicar escenarios para depurar los distintos componentes del sistema de control.

En la Figura 2 se pueden observar los distintos sistemas externos con los que interactúa el sistema de control. El flujo de información queda determinado por las flechas, donde las flechas discontinuas representan los datos necesarios por el sistema de control para funcionar, y las flechas continuas, la información generada por el sistema de control.

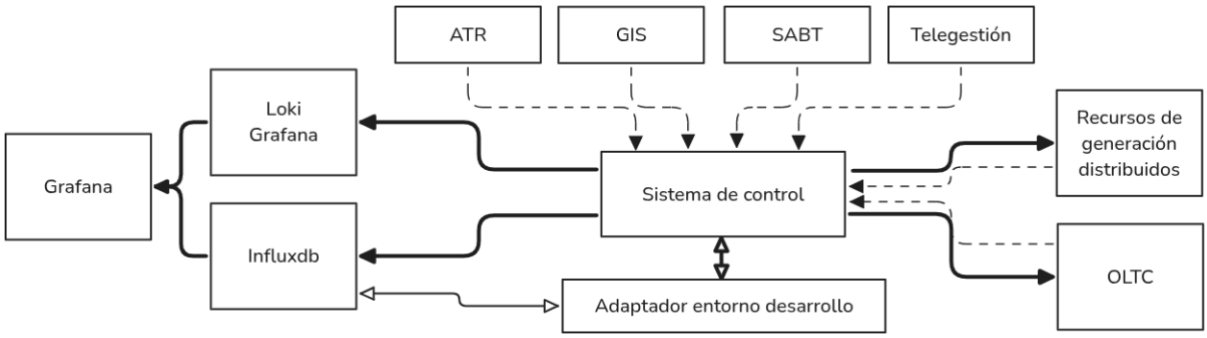


Figura 2. Diagrama de arquitectura de componentes del sistema de control coordinando flexibilidad y OLTC

Los distintos elementos de la red que controla el sistema de control, se dividen en dos categorías. La primera, los distintos recursos de generación distribuida a través de los cuales vamos a conseguir flexibilidad más localizada; y la segunda, el transformador con cambiador de tomas en carga (OLTC) que permite conseguir flexibilidad de forma más global. La comunicación con estos elementos, es de lectura, para obtener distintas magnitudes necesarias para el establecimiento de las consignas, y además, de escritura, para mandarles las consignas.

En cuanto a los sistemas de las distribuidoras, estas suelen contar con una serie de herramientas que les permiten abordar distintas necesidades que tienen en su operación. Encontramos sistemas para la gestión de los equipos de medida, tanto de contadores como de sensores de la red, indistintamente de su tecnología y protocolos de comunicación; y sistemas para la gestión de elementos de red (GIS) y de los clientes de los puntos de suministro (ATR).

La comunicación con estos sistemas, es únicamente de lectura, para obtener información. La información sobre los elementos de red y los clientes, es menos propensa a cambiar, por lo que según el escenario de uso del sistema de control, se podría omitir la comunicación con los sistemas que la contienen y utilizar una extracción estática, que es lo que se ha hecho en el piloto.

Por último, como se ha comentado, con fines de desarrollo, se despliegan junto al sistema de control distintas herramientas para poder analizar el funcionamiento y replicar escenarios. Por un lado, una base de datos que contiene todos los datos de entrada y salida de todas las ejecuciones del sistema de control, lo que permite obtenerlas para ejecutar escenarios pasados y depurar el funcionamiento de los componentes del sistema de control, y herramientas de visualización, lo que permite en tiempo real visualizar cómo evoluciona la red y cómo se comporta el sistema de control.

RESULTADOS PROYECTO CTFLEX

Descripción de pruebas

La metodología de control desarrollada se ha validado mediante un conjunto de pruebas orientadas a comprobar tanto el funcionamiento de los distintos componentes del sistema como su capacidad para operar de forma automática una red real de Baja Tensión. La validación se ha estructurado en una primera fase en simulación, utilizada para depurar y robustecer los algoritmos, y una segunda fase de pruebas en campo, en la que las consignas calculadas por el sistema se aplican sobre los equipos reales.

Las pruebas realizadas se han organizado en tres bloques principales:

- **Control mediante flexibilidad fotovoltaica:** se evalúa la corrección localizada de tensiones mediante el envío de consignas de reducción de potencia activa a un inversor fotovoltaico.
- **Control mediante transformador OLTC:** se analiza la regulación del perfil de tensión de la red mediante la modificación de la consigna de tensión del transformador.
- **Control coordinado OLTC–flexibilidad:** se valida la actuación conjunta de ambos recursos, permitiendo seleccionar en cada instante la combinación de actuaciones más adecuada para la operación de la red.

Los objetivos de control considerados son:

- **Mantener las tensiones dentro de los límites operativos:** este constituye el requisito técnico principal de la estrategia de control.
- **Minimizar el coste de operación**: la toma de decisiones busca resolver los problemas de tensión empleando los recursos disponibles con el menor coste posible para el gestor de la red.
- **Limitar el uso de los recursos controlables:** el empleo de la flexibilidad está asociado a un coste de activación, mientras que los cambios de toma del OLTC se penalizan para evitar una utilización excesiva del equipo y limitar su desgaste.

Red real de pruebas

La metodología de control propuesta se ha validado en una red real de Baja Tensión de la distribuidora CMH, en Puerto Lápice, alimentada desde el centro de transformación. La red opera a 400 V y está formada por cuatro salidas de Baja Tensión, 380 nudos y 379 ramas, incluyendo tramos monofásicos y trifásicos.

Para la ejecución de las pruebas se dispuso de dos recursos de control reales: un transformador con cambiador de tomas en carga (OLTC) de Ormazabal, propiedad de la distribuidora, y un inversor fotovoltaico de 8 kW, propiedad de un usuario de la red, utilizado como recurso flexible mediante consignas de reducción de potencia activa. Durante las pruebas, el sistema de control calculó y envió consignas reales a ambos equipos durante una semana de operación continua, permitiendo evaluar el comportamiento de la estrategia bajo condiciones reales de funcionamiento.

La interacción con los activos y con los sistemas de medida de la distribuidora se realizó a través de un nodo edge instalado en el Centro de Transformación, que actuó como punto de integración entre el sistema de control y los diferentes equipos de campo. A través de este nodo se recibían las medidas necesarias para la ejecución del algoritmo y se transmitían las consignas calculadas al transformador OLTC y al inversor. Durante el piloto, el sistema de control se ejecutó de forma remota en servidores de Ingelectus y se comunicó de forma segura con el nodo edge mediante una conexión VPN.

Con objeto de someter la metodología a condiciones más exigentes, los límites de tensión considerados durante las pruebas se restringieron a ±5 % respecto de la tensión nominal. Asimismo, el problema de optimización incorpora el coste asociado al uso de la flexibilidad y penaliza los cambios de toma del OLTC una vez superado un determinado número de actuaciones, de forma que la estrategia no solo mantenga la red dentro de los límites técnicos, sino que también evite un uso excesivo de los recursos disponibles.

Análisis de resultados

La Figura 3 muestra un intervalo de operación de 14 horas de las pruebas, realizadas de forma continua durante una semana. En la subfigura (a) se muestra la evolución temporal de la consigna de tensión calculada y enviada al OLTC, así como el valor de consigna registrado posteriormente en el equipo. Se observa un funcionamiento adecuado, con un retardo mínimo entre el envío de la consigna y su aplicación efectiva, lo que además demuestra la eficiencia del flujo de transmisión de datos. Esta consigna de tensión conlleva que la toma del transformador se encuentre en una posición determinada. Esto se muestra en la subfigura (b), donde la metodología propuesta también calcula la toma en la que se encontraría el transformador según la consigna de tensión. Nuevamente, se demuestra la precisión de la metodología, en el que la toma estimada se ajusta a la toma real del transformador. El control coordinado presentado también incluye la activación de la flexibilidad en ciertos momentos del día, mostrada en la subfigura (c). Con el uso de la flexibilidad es posible realizar menos cambios de toma en el transformador, pudiendo resolver problemas locales en la red sin necesidad de afectar a las tensiones de toda la red.

En la subfigura (d) se muestra como queda el estado de tensiones mínima y máxima en los nudos después de aplicar el control coordinado. Las tensiones se mantienen en márgenes admisibles.En las horas de disponibilidad solar, se produce el control coordinado de ambos activos, permitiendo tomar la decisión más ventajosa para el operador. El uso de la flexibilidad permite no realizar excesivos cambios de toma en este intervalo horario. En concreto, en la franja de 15:00-15:30 el control coordinado evita una sobretensión en la red, usando a la vez la flexibilidad y bajando una toma para que la tensión quede por debajo de 1.05. En la franja nocturna, se comprueba como el control del OLTC en tiempo real, permite mantener las tensiones dentro de rango, evitando una subtensión que se produciría en torno a las 20:00, subiendo una toma al transformador gracias a la consigna de tensión enviada al OLTC.

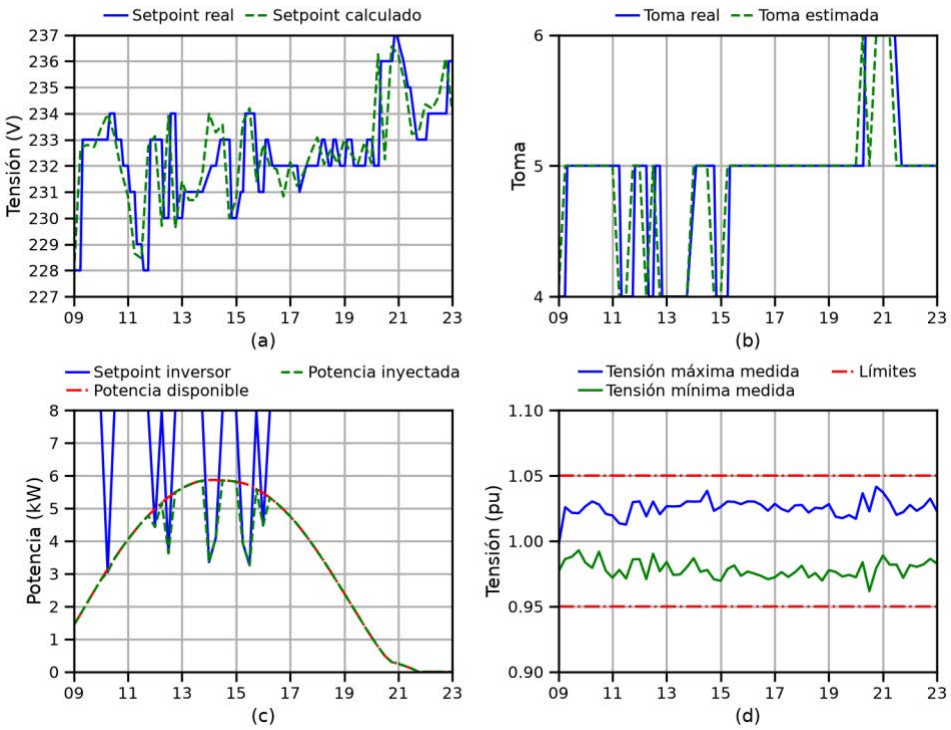


Figura 3. Resultados de (a) consignas de tensión, (b) toma del OLTC, (c) consigna del inversor y (d) tensiones máx. y mín. en la red.

CONCLUSIONES

Las pruebas realizadas en la red real han puesto de manifiesto, por un lado, la validez tanto de la metodología de cálculo de la estrategia de operación como de la arquitectura de despliegue, y, por otro lado, que ya es posible operar la red de Baja Tensión de forma activa y automatizada coordinando diferentes recursos disponibles. Una de las principales ventajas observadas durante la operación en tiempo real es el mejor aprovechamiento de la capacidad de regulación del OLTC mediante la integración de recursos de flexibilidad. Frente al uso de consignas de tensión fijas para distintos periodos del día, la estrategia propuesta actualiza dinámicamente la referencia en función del estado de la red. Esto permite adaptar el control con mayor precisión a las necesidades del operador, manteniendo el número de cambios de toma dentro de límites compatibles con la vida útil del equipo. Asimismo, los resultados demuestran que la actuación coordinada del OLTC y estos recursos permite aliviar problemas localizados en la red. Cabe destacar la importancia que tienen los datos y las comunicaciones para que todo sea posible, siendo crucial la disponibilidad de los datos, con una granularidad adecuada para poder actuar de manera adaptada en el momento en el que la red lo requiere. Por último, también tienen un papel fundamental el uso de herramientas externas al control, que han permitido conseguir capacidad de observación y replicación de casos de especial interés durante el desarrollo, permitiendo analizar al completo como el sistema de control se adapta a las necesidades cambiantes de la red.

AGRADECIMIENTOS

Los desarrollos y resultados que aquí se presentan se han realizado en el marco del "CTFlex. Acuerdos bilaterales entre DSO y usuarios para la operación activa de la red coordinando recursos distribuidos desde el Centro de Transformación". Un proyecto financiado por el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Financiado por la Unión Europea – Next GenerationEU, y ejecutado en consorcio con las empresas Ormazabal, CMH, Ikusi y Sitel.

CADA RED NECESITA SU PATRÓN: DISEÑO DE PATRONES DE ACCESO FLEXIBLE TIPO 0 EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE PERFIL DIVERSO

Pablo López, Head of Smart Grids, Gridfy

Domingo Chinchilla, Head of Operations, Gridfy

Alberto Sánchez, CEO, Gridfy

Resumen: La Resolución de la CNMC de 31 de julio de 2026 establece los permisos de acceso flexible para la demanda. En su modalidad Tipo 0, el solicitante accede conforme a un patrón horario predefinido que garantiza el acceso al menos el 62,5 % de las horas del año, y el catálogo de patrones se construirá a propuesta de los gestores de red. Este trabajo presenta una metodología completa para diseñar esos patrones a partir del comportamiento real de cada red, con modelado numérico de la demanda validado por backtesting, y la aplica a dos redes de distribución de perfil opuesto: una costera con punta turística de verano y una rural agroganadera con punta de invierno. Los calendarios de restricción resultantes son imagen especular el uno del otro, lo que demuestra que los patrones no son transferibles entre redes: cada gestor debe calcular los suyos. La ganancia también se cuantifica: en ambas redes el patrón estacional propio concede en torno a 10 MVA más que el patrón por defecto, y en la segunda marca la diferencia entre poder conceder acceso o no poder concederlo en el escenario más cargado. Los resultados son directamente aplicables a la ventana abierta para proponer patrones a la CNMC. El diseño regulatorio articula esa ventana como una elección dentro de un catálogo compartido de patrones; los resultados obtenidos apoyan que la aprobación pueda resolverse por red cuando la propuesta esté técnicamente justificada, en lugar de limitarse a un número reducido de patrones comunes a todo el territorio.

Palabras clave: acceso flexible, Tipo 0, patrones horarios, capacidad de acceso, curva de duración, redes de distribución, demanda, CNMC.

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La Circular 1/2024 de la CNMC, que regula el acceso y la conexión de las instalaciones de demanda, obliga a los gestores de redes de distribución a calcular y publicar la capacidad de acceso disponible en sus nudos con criterio técnico verificable. La Resolución de la CNMC de 8 de junio de 2025 concretó las especificaciones para la capacidad de acceso firme de demanda, y la Resolución de 31 de julio de 2026, con efectos desde el 1 de septiembre de 2026, establece los permisos de acceso flexible para la demanda, que solo pueden concederse donde no existe capacidad firme disponible: la flexibilidad no sustituye al acceso ordinario, lo amplía allí donde la red convencionalmente calculada ya no admite más demanda.

La resolución define varios tipos de permiso flexible. Este trabajo se centra en el Tipo 0, en el que el solicitante consume conforme a un patrón horario predefinido y conocido de antemano, que debe garantizar el acceso durante al menos el 62,5 % de las horas del año y proceder de un catálogo aprobado por la CNMC a propuesta de los gestores de red, con un patrón por defecto aplicable mientras dicho catálogo no exista. La metodología presentada es común a todos los tipos de permiso: la validación topológica, el modelado del dato y la curva de duración de la capacidad son la base sobre la que se dimensionan también los demás; lo específico del Tipo 0, y el objeto de este trabajo, es el diseño del patrón. El Tipo 0 es además el de aplicación más temprana según el calendario de la propia resolución.

El punto de partida de este trabajo es una situación frecuente en la distribución española: redes que publican 0 MW de capacidad de demanda. Ese cero rara vez describe la red, y con frecuencia tiene una causa previa al propio cálculo: la calidad del dato del distribuidor. Series de frontera con huecos, inventarios y sistemas de información geográfica incompletos, telegestión con cobertura desigual y medidas sin trazabilidad hacen que muchas distribuidoras, sobre todo las de menor tamaño, no dispongan de una curva horaria fiable sobre la que calcular. La metodología que se presenta parte de esa realidad: no exige un dato perfecto, exige un dato trazable, y convierte el tratamiento del dato en un paso con entidad propia dentro del método.

La tesis central de esta comunicación es que el patrón no es un trámite administrativo sino una decisión técnica propia de cada red: dos redes de perfil distinto necesitan patrones distintos, y aceptar el patrón por defecto tiene un coste en capacidad que aquí se cuantifica sobre dos redes reales de perfil opuesto.

PLANTEAMIENTO

La capacidad de acceso flexible tiene dos ejes: cuánta potencia adicional admite la red y durante cuántas horas al año. La respuesta no es un número sino una curva, y de esa curva sale un punto distinto para cada solicitante según las horas de restricción que pueda asumir.

El trabajo se apoya en una distinción conceptual que simplifica el problema. El patrón, es decir, qué horas se restringen, depende únicamente de la forma de la curva de carga del elemento limitante: si el techo del elemento es constante, ordenar las horas por capacidad disponible equivale exactamente a ordenarlas por carga. La cifra de capacidad, en cambio, requiere el techo del elemento y, con él, la topología de la red y su criterio de seguridad. Diseñar el patrón exige por tanto menos modelo que cuantificar la capacidad, aunque no cero: determinar cuál es la curva de carga correcta de cada elemento es, en sí mismo, un ejercicio topológico. El patrón se diseña por elemento o zona de red, el ámbito al que la resolución refiere su elección; en las distribuidoras pequeñas con una única cabecera, la curva del elemento es la curva de toda la red del distribuidor, y en redes con varias zonas el método produce un patrón por zona. De esa dependencia de la forma de la curva se sigue la tesis del trabajo: como cada red tiene una forma de carga propia, ningún patrón calculado sobre otra red, ni un patrón genérico, puede ser óptimo para ella.

METODOLOGÍA

Validación topológica previa

Antes de tratar ningún dato se reconstruye la topología real de la red y se confirma con quien la opera: a qué nivel de tensión se conecta cada petición y cada gran consumidor, qué transformadores operan y cuáles actúan como reserva, y qué configuración es la normal de explotación. Este paso condiciona todo lo demás, porque determina qué carga atraviesa realmente cada elemento y cuál es su criterio N-1 efectivo.

Modelado numérico de la demanda y generación con trazabilidad y validación

El objetivo de este paso es obtener la curva horaria de carga neta de cada elemento, resultado del comportamiento conjunto de la demanda y de la generación conectada aguas abajo, con la dificultad de que el dato horario de partida nunca viene completo. Se aplica una jerarquía de relleno en cascada, en la que cada hora queda etiquetada con la técnica que la generó, de más a menos fiable: interpolación para huecos de hasta tres horas; reconstrucción desde abajo para meses con facturación disponible, mediante un modelo aditivo que suma la energía horaria facturada a los clientes de la red, resta la generación conectada aguas abajo (fotovoltaica en los casos analizados) y añade un residuo con forma horaria propia, calibrado contra los meses medidos, que recoge pérdidas y suministros a redes vecinas; perfil estadístico del propio mes; perfil de un mes vecino reescalado; y, como último recurso, perfil prestado sin reescalar, marcado expresamente con aviso. El modelo se valida por backtesting: se ocultan meses realmente medidos, se reconstruyen y se comparan con la medida, con un error en la punta mensual del +2,4 % en el caso analizado. Es el esquema de validación fuera de muestra propio de los modelos de previsión de demanda, y el informe final declara, franja a franja, cuándo el resultado se apoya en medida real y cuándo en modelo.

Año tipo ponderado

Los percentiles no se calculan sobre el dato bruto, que suele cubrir periodos plurianuales con cobertura desigual por mes. Primero se aplica un filtro robusto de desviación absoluta mediana por celda de mes y hora, que elimina valores anómalos sin eliminar las puntas reales. Después, cada observación se repondera por celda de mes, tipo de día y hora hasta representar exactamente un calendario de 8.760 horas. Las colas de la distribución se preservan: se repondera, no se suaviza.

Curva de duración de la capacidad

El techo de cada transformador se calcula como su potencia nominal multiplicada por el factor de saturación de 0,85 que la normativa de acceso establece para transformadores primarios de 30 kV o más, y se evalúa dos veces: con toda la red disponible (N) y con el fallo del elemento más desfavorable (N-1), que define la capacidad firme. La conversión entre potencia activa y aparente utiliza un factor de potencia de 0,95, declarado como hipótesis. La capacidad disponible de cada hora es el techo menos la carga de esa hora; ordenada de mayor a menor, es la curva de duración de la capacidad (Figura 1). Sobre esa curva, cada producto de acceso es un corte: el percentil fija los MVA concedibles y las horas por debajo del corte son las que se restringen.

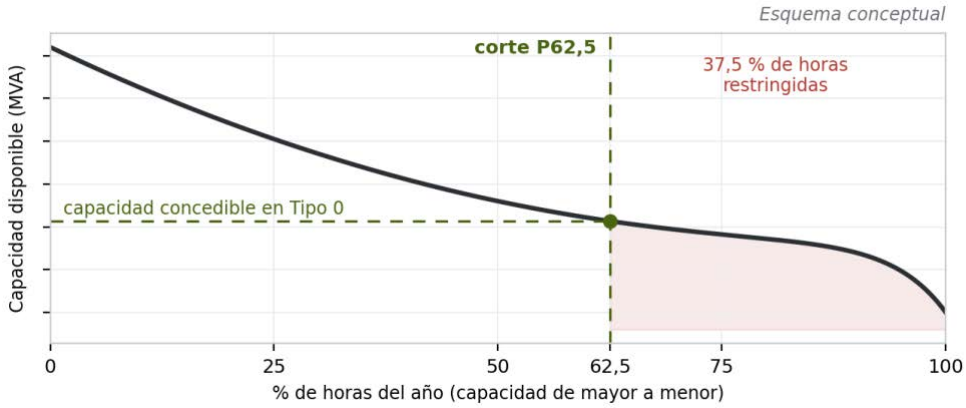


Figura 1. Esquema conceptual de la curva de duración de la capacidad y del corte P62,5 asociado al producto Tipo 0.

Del suelo regulado al patrón

Dentro de las horas del patrón el acceso Tipo 0 se trata como firme, de modo que la capacidad concedible con un patrón P es $C(P) = T - \max S(h)$ para $h \in P$, donde T es el techo del transformador y S(h) la carga aparente del año tipo. El suelo regulado impone $|P| \geq 0{,}625 \times 8.760 = 5.475$ horas. Formulado así, el problema tiene solución exacta: como el objetivo es minimizar la carga máxima dentro de las horas permitidas, el óptimo consiste en conservar las 5.475 horas de menor carga, y entonces esa carga máxima es, por definición, el percentil 62,5 de la curva. La capacidad óptima es $C^* = T - Q_{0,625}(S)$, y ningún patrón con el mismo número de horas puede conceder más.

Las tres modalidades comparadas son el mismo problema con distintas restricciones estructurales añadidas, de donde se sigue C(por defecto) ≤ C(mejor banda fija) ≤ C*. La primera es el patrón por defecto diseñado por la CNMC en la propia resolución (patrón 0.1 del anexo I: acceso de 0 a 8 h y de 11 a 18 h), aplicable mientras no exista catálogo aprobado, que impone la misma ventana los 365 días del año. La segunda es la mejor banda fija posible, obtenida por búsqueda exhaustiva de las bandas contiguas de nueve horas de restricción, donde la contigüidad es una restricción de diseño deliberada por operabilidad y defendibilidad. La tercera es el patrón estacional propio de la red, que conserva únicamente la restricción del suelo regulado y alcanza por tanto la cota C*, situando las horas restringidas donde la curva las pide.

El conjunto óptimo de horas debe expresarse como un calendario binario de mes y hora para ser publicable como patrón predefinido y conocido, tal como exige el Tipo 0. Esa regularización introduce una pérdida acotada frente al óptimo teórico: en la red B, el mejor calendario de mes y hora concede 20,70 MVA frente a los 24,50 del óptimo continuo, y sigue muy por encima de los 14,51 del patrón por defecto.

RESULTADOS

Red A: costera con punta turística de verano

La primera red analizada tiene un transformador de cabecera de 25 MVA cuya punta alcanza el 90,7 % de la potencia nominal en las tardes de agosto, con un factor de carga anual de 0,40. La Tabla 1 recoge, con la misma estructura que la Tabla 2 de la red B, la capacidad Tipo 0 concedible con cada patrón sobre un techo firme de 21,25 MVA; la punta supera ese techo 20 horas al año, por lo que la capacidad firme es nula. Con el patrón por defecto apenas se concede nada (0,80 MVA), porque sus horas permitidas de verano siguen conteniendo la punta estival, y optimizar la banda fija aporta poco (1,23 MVA): el problema no está en qué horas se restringen sino en que sean las mismas todo el año, de modo que cualquier banda fija paga durante doce meses un problema que solo existe en julio y agosto. El patrón estacional, con el percentil 62,5 del año tipo en 9,49 MVA sobre el techo de 21,25, concede 11,76 MVA con el mismo transformador y el mismo número de horas restringidas al año (3.285): los tres patrones quitan exactamente las mismas horas anuales, cambia cuáles.

Escenario	Punta (MVA)	Patrón por defecto CNMC (MVA)	Mejor banda fija (MVA)	Patrón estacional (MVA)
Situación actual	22,69	0,80	1,23	11,76

Tabla 1. Capacidad concedible para nueva demanda en la red A según la modalidad de concesión.

Red B: rural agroganadera con punta de invierno

La segunda red es rural, con algo más de 18.000 suministros, más de un centenar de plantas fotovoltaicas y flujo exportador habitual, que recibe peticiones de acceso de demanda por 19,1 MW. Su punta es de invierno, en las tardes de enero. La validación topológica desplazó el resultado 32 puntos porcentuales: la carga proyectada del transformador de cabecera en el escenario más exigente pasó del 144 % al 112 % de la capacidad firme únicamente al asignar cada petición y cada gran consumidor a su nivel de tensión real. La Tabla 2 recoge los tres escenarios de demanda, acumulando los accesos previstos, y la capacidad Tipo 0 concedible con cada patrón sobre un techo firme de 34 MVA. El calendario de restricción del patrón estacional resulta además invariante frente a los escenarios, porque las peticiones se agregan con perfil plano y desplazan el nivel de la curva sin cambiar su forma.

Escenario	Punta (MVA)	Patrón por defecto CNMC (MVA)	Mejor banda fija (MVA)	Patrón estacional (MVA)
Situación actual	22,22	14,51	15,45	24,50
Con accesos 2026	27,59	9,14	10,08	19,13
Con accesos 2027	38,11	0	0	8,61

Tabla 2. Escenarios acumulados de demanda en la red B y capacidad Tipo 0 concedible con cada patrón.

El escenario de 2027 contiene el resultado más relevante del trabajo: con cualquier banda fija, genérica u optimizada, la capacidad concedible es cero; con el patrón estacional propio aún se pueden conceder 8,61 MVA. En la red A el patrón estacional era una optimización; en la red B, en su escenario más cargado, es la diferencia entre poder conceder acceso y no poder concederlo. La demanda proyectada supera la capacidad firme solo 241 horas al año (un 2,75 %), el orden de magnitud que hace viable gestionar la restricción.

En ese escenario, ambas bandas fijas dejan dentro de sus horas permitidas la punta proyectada, por lo que no admiten capacidad adicional alguna; el patrón estacional la desplaza fuera y aún concede 8,61 MVA.

Dos redes, dos calendarios

La Figura 2 muestra los calendarios de restricción de los patrones estacionales de ambas redes: son imagen especular el uno del otro. La red A concentra la restricción en las tardes de verano (el 94 % de las horas de agosto, el 6 % de las de noviembre); la red B, en las tardes y mañanas de invierno (el 76 % de las horas de enero, el 5 % de las de mayo). El mismo producto regulatorio, aplicado con el mismo método, produce patrones opuestos porque las redes lo son. La Tabla 3 resume la comparación: en ambas redes, de tamaño y perfil distintos, el patrón propio aporta en torno a 10 MVA sobre el patrón por defecto de la CNMC.

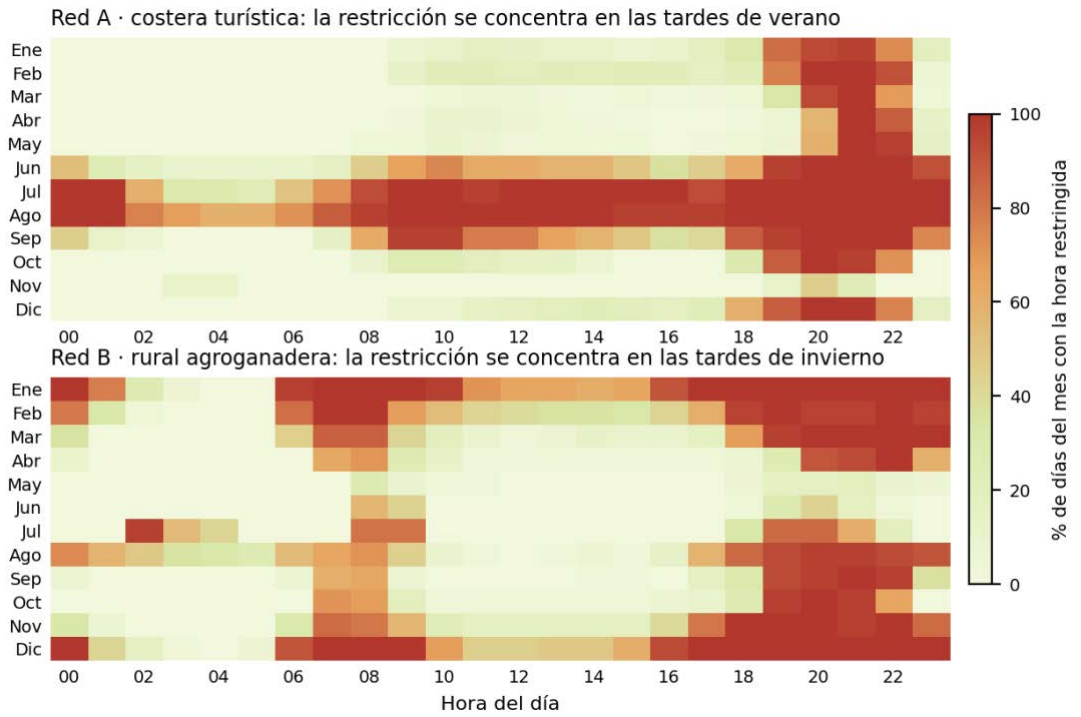


Figura 2. Calendarios de restricción (mes y hora) de los patrones estacionales de las redes A y B: la restricción cae donde cada red lo necesita, en estaciones opuestas.

Red	Perfil y punta	Techo firme (MVA)	Patrón por defecto CNMC (MVA)	Mejor banda fija (MVA)	Patrón estacional (MVA)	Ganancia del estacional (MVA)
A	Costera turística, punta de verano	21,25	0,80	1,23	11,76	+10,96
B	Rural agroganadera, punta de invierno	34,00	14,51	15,45	24,50	+9,99

Tabla 3. Comparación entre redes (situación actual): capacidad Tipo 0 concedible según el patrón y ganancia estacional sobre el patrón por defecto de la CNMC

DISCUSIÓN

La consecuencia práctica de los resultados es directa: los patrones no son transferibles entre redes. Un catálogo construido solo con bandas genéricas deja capacidad sin conceder en cada red cuya punta sea estacional, y la estacionalidad de la punta es la norma en la distribución española, no la excepción. La diferencia entre proponer un patrón propio y aceptar el patrón por defecto queda cuantificada en este trabajo en dos redes de perfil opuesto: +10,96 MVA y + 9,99 MVA de capacidad concedible, y en el escenario más cargado de la red B, la diferencia entre conceder y no conceder.

La separación entre patrón y capacidad delimita el esfuerzo de modelado: una distribuidora puede diseñar buenos patrones con la curva de carga de sus elementos y un modelo de red sencillo, y reservar el cálculo completo para cuantificar cuánto concede. Esta simplificación es válida mientras el elemento limitante sea único y su techo constante; cuando varios elementos pueden limitar en horas distintas, o el techo varía a lo largo del año, el diseño del patrón vuelve a requerir el cálculo completo de capacidad.

El método tiene límites, y declararlos forma parte de él. La restricción activa evaluada es la térmica de los transformadores de cabecera; el criterio N-1 aplicado es el de transformación; y las cifras corresponden a demanda, porque la regulación de acceso flexible vigente no alcanza a la generación. Las hipótesis (factor de saturación de 0,85, factor de potencia de 0,95, agregación de peticiones con perfil plano y simultaneidad unitaria) se declaran en el propio informe, junto con el origen de cada hora de dato. Como línea de trabajo, el mismo esquema de validación por backtesting empleado en la reconstrucción permite incorporar modelos de previsión de demanda (series temporales y aprendizaje automático con variables de calendario y temperatura) para evaluar la vigencia del patrón a lo largo del periodo regulatorio y anticipar su revisión.

La calidad del dato es, en la práctica, la restricción que más condiciona el resultado, y el método no la elude sino que la hace visible: cada hora lleva declarado su origen, el informe señala las franjas en las que el resultado se apoya en reconstrucción, y una franja cuyo resultado dependa mayoritariamente de relleno no se concede. Esa trazabilidad es también lo que hace la propuesta defendible ante el regulador: justificar un patrón «con el análisis de capacidad realizado por el gestor de la red», como pide la resolución, exige poder mostrar sobre qué datos se hizo ese análisis y con qué fiabilidad.

IMPLICACIONES REGULATORIAS

La Resolución de 31 de julio de 2026 no impone un patrón único de forma permanente. En dicha resolución, en su resuelve sexto obliga a los gestores de red a remitir, en el plazo de tres meses, una propuesta de varios patrones «que tengan en cuenta la estacionalidad y las distintas características de saturación de la red», para su aprobación por la CNMC. El anexo I establece, por su parte, que el porcentaje de horas asociado al permiso será el del patrón «que resulte del análisis de capacidad realizado por el gestor de la red», y que el distribuidor determinará, de manera debidamente justificada, el patrón a aplicar «de los aprobados por la CNMC que mejor se adecúe a las características de la zona donde se esté solicitando el permiso». El mecanismo previsto es, por tanto, un catálogo aprobado del que cada gestor elige la entrada más ajustada a cada zona, y no un cálculo propio por red que se apruebe como tal. El patrón estacional presentado en este trabajo es la aplicación literal de ese mandato de estacionalidad.

Los resultados obtenidos señalan dónde está el límite de ese diseño: no en la propuesta, que la norma abre a cada gestor, sino en la granularidad con que se resuelva la aprobación. Las redes A y B, de perfil opuesto, no comparten ningún patrón útil: el calendario óptimo de una, aplicado a la otra, rinde peor que el propio patrón por defecto. Un catálogo resuelto con un número reducido de patrones comunes a todo el territorio dejaría capacidad sin conceder en la mayoría de las redes cuya punta sea estacional; y cuanto más granular deba ser ese catálogo para cubrir la diversidad real de perfiles de la distribución española, más se acerca en la práctica a que cada red proponga y justifique el suyo. Los resultados apoyan, en consecuencia, que la aprobación pueda resolverse por red cuando la propuesta esté técnicamente justificada y validada con el método descrito.

CONCLUSIONES

- La capacidad de acceso flexible no es un número sino una curva de potencia frente a horas, y el patrón Tipo 0 es un corte sobre ella que cada red debe calcular sobre su propia curva.
- El cero que hoy publican muchas distribuidoras tiene con frecuencia su origen en la calidad del dato, no en la red. El método presentado no exige un dato perfecto sino trazable: cada hora declara su origen, las franjas reconstruidas se señalan, y lo que descansa en relleno no se concede. Esa trazabilidad es lo que hace defendible el resultado ante el solicitante y ante el regulador.
- Dos redes reales de perfil opuesto producen calendarios de restricción especulares: verano en la red costera turística, invierno en la rural agroganadera. Los patrones no son transferibles entre redes y un patrón genérico deja capacidad sin conceder.

- En ambas redes el patrón estacional propio concede en torno a 10 MVA más que el patrón por defecto de la CNMC; en la red A convierte 0,80 MVA en 11,76, y en el escenario más cargado de la red B es la diferencia entre poder conceder acceso y no poder concederlo.
- El patrón estacional no es una heurística: es la solución exacta del problema de maximizar capacidad sujeto al suelo del 62,5 % de horas, garantiza el acceso firme en todas sus horas permitidas por construcción, y su calendario es robusto frente a los escenarios de nueva demanda de perfil plano. Optimizar bandas fijas, en cambio, apenas aporta.
- La Resolución de 31 de julio de 2026 supone un avance: reconoce la estacionalidad, abre la propuesta de patrones a los gestores de red y hace nacer el patrón del análisis de capacidad del propio gestor. Su alcance real dependerá de que la aprobación sea tan granular como la diversidad de las redes.
- La conclusión principal es para el distribuidor: diseñar su propio patrón no es un trámite sino la decisión técnica que determina cuánta demanda puede conectar. Con los datos que ya posee, un método reproducible y el criterio de peor caso que exige el Tipo 0, cualquier distribuidora puede calcular y justificar los suyos, y la ventana regulatoria para hacerlo está abierta ahora.

REFERENCIAS

- Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica. BOE de 11 de octubre de 2024.
- Resolución de 8 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de demanda. BOE-A-2025-12396.
- Resolución de 31 de julio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los permisos de acceso flexibles de demanda. BOE-A-2026-17571.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. BOE.

BRAIN2POWER: NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO BASADOS EN GESTIÓN DE FLEXIBILIDAD, MERCADOS LOCALES Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS CON VIRTUAL POWER PLANT

María José Pérez Molina, PhD, científica-tecnóloga de línea de investigación de Energías Renovables y Project Manager de Brain2Power, PLOCAN
Juan José Rodríguez Hernández, científico-tecnólogo de línea de investigación de Energías Renovables y Project Manager de Brain2Power, PLOCAN
Alejandro Romero Filgueira, jefe de la línea de investigación de Energías Renovables, PLOCAN
Cristela Moreno García, técnico de soporte de línea de investigación de Energías Renovables y de Brain2Power, PLOCAN

Resumen: El proyecto Brain2Power aborda el desarrollo de una solución tecnológica para la planificación, evaluación y gestión avanzada de Virtual Power Plants apoyadas en inteligencia artificial, con el objetivo de facilitar la integración de recursos energéticos distribuidos, la gestión de flexibilidad local y la valorización económica de nuevos modelos de negocio en mercados locales de energía. El artículo presenta el enfoque metodológico seguido, basado en la identificado de casos de uso representativos y en la definición de modelos de negocio y económicos asociados a cuatro entornos de aplicación: comunidades energéticas industriales con intercambios P2P, electrificación portuaria mediante sistemas OPS, campus universitarios y el Living Lab offshore de PLOCAN. La solución propuesta incorpora capacidades de modelado, simulación, predicción, optimización y apoyo a la toma de decisiones, permitiendo analizar cómo distintas configuraciones de generación renovable, almacenamiento, vectores energéticos y demanda flexible pueden coordinarse bajo una arquitectura VPP. Los resultados preliminares apuntan al potencial de estas soluciones para mejorar el aprovechamiento renovable, reducir costes energéticos, activar flexibilidad distribuida y generar conocimiento aplicable a la replicación de modelos energéticos más flexibles, sostenibles y digitalizados.

Palabras clave: Virtual Power Plant, flexibilidad energética, mercados locales, recursos distribuidos, descarbonización del sistema eléctrico, inteligencia artificial

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico español atraviesa una transformación estructural hacia la neutralidad climática impulsada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). El paso de un modelo centralizado e industrial hacia una arquitectura descentralizada, digital y flexible exige integrar recursos energéticos distribuidos (autoconsumo fotovoltaico, eólica de pequeña escala, almacenamiento, movilidad eléctrica y cargas gestionables). Según la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, 2022), la clave reside en activar al consumidor para aportar servicios al sistema mediante la gestión de la demanda o la agregación. En este contexto, la flexibilidad se define como la capacidad operativa de modificar, desplazar o coordinar generación y consumo ante señales técnicas, económicas o regulatorias para garantizar la continuidad del suministro (International Energy Agency, 2022; International Renewable Energy Agency, 2018).

Sin embargo, esta integración masiva plantea importantes retos técnicos. Al conectarse mediante inversores electrónicos, la generación renovable variable (eólica y fotovoltaica) no aporta la inercia física de las centrales síncronas, aumentando la vulnerabilidad de la red ante perturbaciones de frecuencia (International Energy Agency, 2020, 2022). Para mitigarlo, es necesario monitorizar indicadores de flexibilidad y estabilidad (Papaefthymiou et al., 2018). Asimismo, la falta de capacidad de evacuación y la incompatibilidad de las redes de distribución con flujos bidireccionales provocan saturación de nudos y vertidos de energía (*curtailment*). Estos problemas requieren soluciones avanzadas de almacenamiento, gestión activa de la demanda, refuerzos de red e interconexiones (International Energy Agency, 2022).

La brecha no es únicamente técnica. La gestión avanzada de flexibilidad requiere modelos de negocio viables, reglas de participación claras, definición de roles entre agentes, mecanismos de intercambio de información, criterios de liquidación y esquemas de reparto de valor. Conceptos como agregación, mercados locales, comunidades energéticas, autoconsumo compartido, comercio entre pares o servicios de red están relacionados, pero no son equivalentes. Su integración exige un análisis cuidadoso para evitar que soluciones técnicamente prometedoras carezcan de encaje operativo, regulatorio o económico (European Parliament and Council of the European Union, 2019a, 2019b).

Ante la complejidad de coordinar múltiples recursos distribuidos, adquieren relevancia las arquitecturas de Planta de Energía Virtual (Virtual Power Plants – VPP). Una VPP se define como un sistema digital-operativo capaz de agregar, modelar, predecir y coordinar recursos energéticos distribuidos (generación distribuida, almacenamiento en baterías, vectores energéticos como el hidrógeno verde y cargas gestionables) bajo criterios técnicos, económicos y operativos (International Energy Agency, 2022; Yavuz et al., 2019). El objetivo es emular el comportamiento de una central eléctrica, en este caso coordinando recursos distribuidos que puedan operar como una cartera energética flexible, añadiendo la capacidad de optimizar su funcionamiento y, cuando el marco aplicable lo permita, facilitando su participación en mercados mayoristas y de servicios de ajuste.

La transición desde esquemas locales de gestión energética o microrredes aisladas hacia arquitecturas VPP plenamente integradas es un proceso que requiere una revisión exhaustiva de las estrategias de operación y control (Yavuz et al., 2019).

En este contexto de transición hacia sistemas digitales de agregación se enmarca la iniciativa Brain2Power, desarrollada por el consorcio formado por la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), el centro tecnológico ITG y la empresa Regenera Levante. Este proyecto propone el desarrollo de una plataforma VPP avanzada orientada a la planificación, coordinación y gestión automatizada de recursos distribuidos. La solución busca anticipar escenarios de generación y consumo, optimizar la operación de activos flexibles y evaluar el encaje técnico-económico a través del planteamiento de nuevos modelos de negocio, con especial atención a la flexibilidad y a los mercados locales de energía.

La motivación principal de Brain2Power reside, por tanto, en explorar cómo una VPP apoyada en herramientas digitales e inteligencia artificial puede contribuir a transformar la flexibilidad distribuida en un recurso técnico y económicamente útil. En un sistema eléctrico cada vez más descentralizado, la integración de tecnologías, datos, operación, regulación y economía será determinante para pasar de experiencias piloto a soluciones replicables. Brain2Power aborda este reto a través de una metodología de validación aplicada, situando a la VPP como elemento facilitador para avanzar hacia la coordinación y gestión inteligente, evaluando no solo el funcionamiento técnico de las soluciones, sino también su potencial para habilitar nuevos modelos de negocio en la transición energética.

ALCANCE

El alcance de Brain2Power comprende el diseño, desarrollo y validación progresiva de una solución tecnológica orientada a la planificación, evaluación y gestión avanzada de Virtual Power Plants en mercados locales de energía. La solución se centra en la coordinación de recursos energéticos heterogéneos —generación renovable, almacenamiento, vectores energéticos, cargas gestionables y recursos simulados o instrumentados— con el objetivo de analizar cómo su flexibilidad puede ser planificada, gestionada y valorizada bajo distintos escenarios técnicos y económicos. Es preciso indicar en este artículo que Brain2Power no pretende desarrollar una VPP comercial plenamente desplegada, sino describir el enfoque técnico y metodológico seguido para analizar cómo distintos recursos energéticos distribuidos pueden coordinarse, optimizarse y valorizarse en escenarios reales, simulados o replicables.

Desde el punto de vista tecnológico, el proyecto contempla el desarrollo de herramientas de planificación y evaluación de VPP, así como una herramienta de gestión avanzada apoyada en inteligencia artificial. Estas herramientas incorporan funcionalidades de captación y tratamiento de datos, modelado de casos de uso, simulación de escenarios, predicción de variables energéticas, optimización operativa y soporte a la gestión de mercados locales de energía. El objetivo no es únicamente monitorizar activos, sino disponer de capacidades que permitan evaluar la viabilidad técnica y económica de configuraciones VPP en contextos reales o replicables.

El proyecto incluye, además, el desarrollo de modelos digitales de los casos de uso y la simulación de escenarios de funcionamiento, con el fin de analizar el efecto de distintos factores técnicos, económicos y regulatorios sobre la viabilidad de las VPP y de los mercados locales asociados. Esta aproximación permite estudiar combinaciones de generación, demanda, almacenamiento, intercambio energético y servicios de flexibilidad antes de su potencial despliegue en condiciones reales de operación.

El alcance experimental se apoya en la plataforma offshore de PLOCAN como entorno de demostración y validación. En este entorno se prevé la digitalización e integración de infraestructuras energéticas, el diseño de experiencias demostrativas, la preparación de los ensayos y la evaluación del rendimiento y eficacia de la solución desarrollada. La plataforma permite ensayar configuraciones asociadas a generación renovable, almacenamiento, gestión de demanda,

hidrógeno renovable y operación flexible, distinguiendo entre activos físicos, recursos simulados y escenarios experimentales.

Desde el punto de vista de aplicación, Brain2Power no se limita al caso demostrador, sino que busca generar conocimiento útil para su posible replicación en otros entornos con recursos energéticos heterogéneos y potencial de flexibilidad. Entre los ámbitos considerados se incluyen puertos, campus universitarios, polígonos industriales, comunidades energéticas, microrredes e infraestructuras energéticas híbridas. En todos los casos, el interés reside en evaluar cómo una arquitectura VPP puede contribuir a coordinar activos distribuidos, mejorar el aprovechamiento de la energía renovable, facilitar la gestión local de flexibilidad y habilitar nuevos modelos de negocio.

El impacto potencial de la solución se sitúa, por tanto, en la intersección entre digitalización, flexibilidad energética y valorización económica de recursos distribuidos. Brain2Power busca aportar una metodología aplicable al diseño, gestión y explotación de VPP en mercados locales de energía, generando conocimiento para la escalabilidad y replicación de modelos de negocio asociados a la transición energética.

OBJETIVOS

Objetivos estratégicos

Desde una perspectiva estratégica, Brain2Power persigue contribuir a la transición energética mediante el desarrollo de soluciones que faciliten la integración de recursos energéticos distribuidos, el aprovechamiento de la flexibilidad local y la reducción de emisiones asociadas al sistema energético. El proyecto se alinea con los principios de descarbonización, digitalización, eficiencia energética y participación de nuevos agentes, favoreciendo modelos más distribuidos, sostenibles y resilientes.

Asimismo, la iniciativa contribuye al desarrollo de soluciones compatibles con los objetivos de sostenibilidad y clima; en particular, mediante el impulso de energías renovables, almacenamiento, gestión inteligente de la demanda, mercados locales de energía y nuevos modelos de negocio que puedan favorecer una mayor autonomía energética y un uso más eficiente de las infraestructuras existentes.

Objetivos operativos

Desde el punto de vista operativo, el proyecto articula sus objetivos en torno a los principales paquetes de trabajo:

- Analizar el marco normativo, técnico y económico aplicable a las VPP, la flexibilidad y los mercados locales de energía, incluyendo el estudio de referencias internacionales, casos de aplicación y modelos de negocio asociados.
- Identificar y caracterizar casos de uso representativos que sirvan como base para el diseño de modelos de negocio y modelos económicos aplicables a entornos con generación distribuida, almacenamiento, demanda flexible y potencial de intercambio energético local.
- Desarrollar modelos digitales y herramientas de planificación y evaluación que permitan simular escenarios de VPP y mercados locales de energía, analizando su viabilidad técnica y económica.
- Desarrollar una herramienta de gestión avanzada de VPP y mercados locales, incorporando módulos de captación y tratamiento de datos, gestión, predicción, optimización y control inteligente.
- Validar la solución en laboratorio y en la plataforma experimental de PLOCAN mediante ensayos demostrativos que permitan evaluar el rendimiento y la eficacia de las herramientas desarrolladas.
- Evaluar el impacto de los modelos de negocio, actualizarlos a partir de los resultados obtenidos y desarrollar una metodología que facilite su escalabilidad, estandarización y replicación en otros entornos de aplicación.
- Difundir los resultados del proyecto, transferir conocimiento a los agentes interesados y favorecer la capacitación en torno a tecnologías, modelos de negocio y herramientas de planificación y gestión de VPP.

METODOLOGIA

El proyecto Brain2Power ha estructurado su aproximación de diseño, modelado y validación técnica y económica a través de la identificación de cuatro entornos operativos clave o casos de uso – denominados casos de estudio en este artículo – y el diseño de modelos de negocio específicos adaptados a las necesidades de cada uno. Este enfoque permite evaluar la versatilidad de la arquitectura propuesta en escenarios con distintos perfiles de demanda y recursos energéticos. No obstante, disponer de datos, sensores o plataformas digitales no es suficiente por sí solo. Para que los

recursos distribuidos puedan contribuir de forma efectiva a la operación del sistema, es necesario convertir su flexibilidad potencial en un recurso gestionable. Para que esta flexibilidad sea útil, debe poder medirse, preverse, activarse y verificarse; y, cuando se vincule a mercados, contratos o servicios remunerados, también compensarse o liquidarse bajo condiciones transparentes (International Energy Agency, 2022; International Renewable Energy Agency, 2018).

A continuación, se describen detalladamente los casos de estudio y los modelos de negocio desarrollados en el marco del proyecto.

Casos de Estudio

Los casos de estudio se configuran con el propósito de evaluar la respuesta de la plataforma ante diferentes patrones de comportamiento de la demanda y capacidades de regulación distribuida, habiendo sido seleccionados aquellos arquetipos de consumidores y prosumidores que se han considerado más relevantes dentro del marco de la transición energética actual. Esta heterogeneidad permite analizar la viabilidad de las estrategias de control bajo dinámicas operativas variadas y con distintos niveles de interacción con la red principal.

- Entorno Industrial y Comunidades Energéticas: Este caso se centra en polígonos industriales y agrupaciones de empresas que buscan optimizar de forma coordinada sus recursos distribuidos, tales como cubiertas fotovoltaicas, almacenamiento y cargas flexibles. Se consideran escenarios representativos basados en comunidades de usuarios y áreas industriales de referencia, donde el objetivo principal es maximizar el autoconsumo colectivo y viabilizar mecanismos de intercambio energético interno.
- Entorno Portuario (Port-as-an-Energy-Hub): Los recintos portuarios se perfilan como emplazamientos críticos debido a la progresiva implantación de sistemas Onshore Power Supply (OPS), los cuales suministran electricidad a los buques atracados para sustituir el uso de sus motores auxiliares. Esta demanda intensiva se integra con generación renovable local y sistemas de almacenamiento por baterías.
- Campus Universitarios: En este escenario, la infraestructura institucional funciona como un gran consumidor multiemplazado que integra múltiples edificios, puntos de recarga de vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento distribuido y, por tanto, con potencial de gestión energética agregada. Estos entornos se utilizan para evaluar reglas de reparto de energía y estrategias de control descentralizado.
- Living Lab Marítimo (PLOCAN): Situado en la plataforma offshore de PLOCAN en Gran Canaria, integra una microrred con energía solar fotovoltaica, vectores de hidrógeno (electrolizador y pila de combustible) y almacenamiento en baterías de ion-litio. Este caso es fundamental para validar estrategias de optimización en un entorno experimental real para la operación aislada y explorar escenarios hipotéticos de replicabilidad conectada.

Modelos de Negocio

Convertir esta flexibilidad en un recurso realmente explotable exige, además, capacidad de análisis: dado que la gestión manual de una cartera amplia y heterogénea de recursos distribuidos resulta impracticable por el volumen de datos y la velocidad de respuesta requerida, Brain2Power plantea incorporar algoritmos de Inteligencia Artificial que anticipan la generación renovable y el comportamiento del consumo, optimizan la operación de los recursos conciliando criterios económicos y restricciones técnicas del sistema (National Association of Regulatory Utility Commissioners, 2023), apoyan esquemas de intercambio energético y mecanismos locales de flexibilidad, y refuerzan la toma de decisiones sobre estas carteras heterogéneas. Sobre esta base tecnológica, el proyecto ha definido una serie de modelos de negocio que analizan los roles de los agentes, las fuentes de ingresos y las relaciones comerciales:

- Modelo de Comunidad Energética y P2P Industrial: Este modelo permite a los prosumidores industriales autoconsumir, intercambiar energía directamente entre vecinos de forma virtual o vender excedentes a través de una comercializadora. Se plantean dos variantes: una operada por un agregador independiente y otra gestionada por la propia comercializadora. Los ingresos para el operador de la plataforma derivan de pagos fijos por uso o tarifas por transacción. La propuesta de valor reside en reducir la compra de energía de red y optimizar los recursos compartidos mediante acuerdos dinámicos, apoyándose en algoritmos de control agregado que, según estudios recientes, mejoran significativamente la eficiencia del intercambio P2P (Long et al., 2018) y en modelos de mercado dinámicos que permiten que la respuesta a la demanda se base en precios transparentes y eficientes (Alfaverh et al., 2023).
- Modelo de Empresa de Servicios Energéticos (ESCO) para Puertos e Infraestructura OPS: Aquí, una ESCO lidera el modelo, encargándose de diseñar, financiar e instalar la subestación, el OPS y las plantas fotovoltaicas. Los

ingresos principales provienen de la venta de energía a las navieras y de la posible prestación de servicios de flexibilidad al sistema eléctrico (como el SRAD o mercados de balance) utilizando las baterías portuarias, siempre que la ESCO cumpla con los requisitos técnicos y regulatorios asociados. La plataforma desarrollada en Brain2Power actúa como un habilitador tecnológico bajo un esquema de Software as a Service (SaaS).

- Modelo de Gestión Agregada en Campus Universitarios: A diferencia de los modelos comerciales u orientados a la prestación de servicios a terceros, este se orienta a la optimización de costes globales de la institución universitaria. La universidad actúa como coordinadora central, utilizando la VPP para tomar decisiones automáticas sobre el almacenamiento y la reducción de picos de potencia.
- Modelo de Agregación y Living Lab (PLOCAN): En este esquema, PLOCAN actúa como gestor de su propia microrred offshore aislada y, adicionalmente en un escenario hipotético de replicabilidad, agregador local para una cartera de consumidores industriales circundantes integrados en una comunidad energética. El modelo de negocio se centra en el aprovechamiento de excedentes renovables, en su valorización económica y en la validación de servicios avanzados relacionados con el hidrógeno verde. Funciona como un entorno de experimentación para identificar "océanos azules" o nuevos nichos de mercado o modelos de explotación emergentes habilitados por los cambios regulatorios en el comercio entre pares.

La diversidad de estos modelos pone de manifiesto cómo la orientación de una VPP depende directamente de su contexto: ahorro y eficiencia en universidades, intercambio P2P en industrias, y servicios de flexibilidad y OPS en puertos. El conocimiento generado puede usarse como base para conseguir estandarizar soluciones que puedan ser escaladas y replicadas en otros mercados nacionales e internacionales con características climáticas y regulatorias similares.

RESULTADOS ESPERADOS

Al término del proyecto Brain2Power se habrán obtenido resultados fundamentales para impulsar el desarrollo tecnológico de la transición energética mediante el uso de la Inteligencia Artificial y las VPP. A continuación, se resumen los principales resultados esperados.

En primer lugar, se espera lograr la validación de los modelos de negocio innovadores descritos, a través de escenarios de simulación que permitan demostrar la viabilidad técnica y económica de la planificación, el despliegue y la gestión inteligente de VPP en mercados locales de energía, en los cuatro entornos de aplicación considerados (industrial, portuario, universitario y marítimo).

A nivel tecnológico, el proyecto entregará dos herramientas validadas de forma experimental:

- Software web de planificación y evaluación: una herramienta que permite el estudio y modelado de los casos de aplicación, posibilitando evaluar de manera ágil la viabilidad de futuras VPP.
- Herramienta de gestión con IA: un sistema avanzado de monitorización y control, optimizado mediante algoritmos de Inteligencia Artificial, validado tanto en laboratorio como en la plataforma experimental de PLOCAN.

Otro resultado estratégico es la generación de conocimiento experto para la escalabilidad y replicación de VPP y mercados locales. Se desarrollarán metodologías y estudios que permitirán extrapolar las soluciones de Brain2Power a otros entornos de alto potencial similares a los analizados en el proyecto, identificando y caracterizando los factores críticos que condicionan su viabilidad.

Finalmente, se espera que el conjunto de resultados técnicos y de negocio contribuya a la transferencia de conocimiento hacia el sector, mediante publicaciones técnicas, participación en congresos y actividades de formación dirigidas a potenciales usuarios de las herramientas desarrolladas, facilitando así la identificación de oportunidades de replicación del modelo en otros mercados.

CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se ha presentado el enfoque metodológico del proyecto Brain2Power, estructurado en torno a cuatro casos de estudio representativos —entorno industrial y comunidades energéticas, entorno portuario, campus universitarios y el Living Lab Marítimo de PLOCAN— que permiten evaluar la versatilidad de la solución ante distintos perfiles de demanda, recursos y niveles de interacción con la red. Sobre esta base, se han definido modelos de negocio específicos para cada entorno, evidenciando que la orientación de una VPP depende directamente de su contexto de

aplicación: ahorro y eficiencia en universidades, intercambio P2P en polígonos industriales, y servicios de flexibilidad y electrificación portuaria en puertos.

Los resultados preliminares ponen de manifiesto que la digitalización de los recursos distribuidos, aun siendo condición necesaria, no es suficiente por sí sola: la flexibilidad solo resulta útil cuando puede medirse, preverse, activarse, verificarse y, en su caso, compensarse bajo condiciones transparentes. Es precisamente en este punto donde los algoritmos de IA planteados en Brain2Power aportan valor diferencial, al permitir anticipar la generación y el consumo, optimizar la operación de los activos conciliando criterios económicos y restricciones técnicas, y apoyar mercados de intercambio energético entre pares que, de otro modo, resultarían inviables de gestionar de forma manual.

Los resultados esperados del proyecto (la validación de los modelos de negocio en escenarios de simulación, el desarrollo de un software de planificación y evaluación, y una herramienta de gestión con IA validada tanto en laboratorio como en la plataforma experimental de PLOCAN) constituyen una base sólida de conocimiento aplicado. Más allá de la validación técnica en los casos de estudio analizados, Brain2Power persigue generar conocimiento experto transferible, orientado a la escalabilidad y replicación de soluciones VPP y mercados locales en otros entornos con características climáticas y regulatorias similares.

En definitiva, Brain2Power se sitúa en la intersección entre digitalización, flexibilidad energética y valorización económica de recursos distribuidos, aportando una metodología aplicable que contribuye a que la transición energética avance desde experiencias piloto aisladas hacia soluciones potencialmente replicables, estandarizadas y escalables a nivel nacional e internacional.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido desarrollado en el marco del proyecto Brain2Power (Monitorización, Análisis y Gestión Inteligente de Infraestructuras Energéticas Complejas), financiado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, bajo el programa español de "Nuevos Modelos de Negocio en la Transición Energética" en el marco de la iniciativa PERTE ERHA, respaldado por el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y financiado por la Unión Europea—NextGenerationEU.

REFERENCES

- Alfaverh, F., Denai, M., & Sun, Y. (2023). A Dynamic Peer-to-Peer Electricity Market Model for a Community Microgrid With Price-Based Demand Response. IEEE Transactions on Smart Grid, 14(5), 3976–3991. https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3246083
- European Parliament and Council of the European Union. (2019a). Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU
- European Parliament and Council of the European Union. (2019b). Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity
- International Energy Agency. (2020). Power Systems in Transition: Electricity Security Matters More Than Ever. International Energy Agency (IEA).
- International Energy Agency. (2022). Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources. IEA.
- International Renewable Energy Agency. (2018). Power system flexibility for the energy transition. IRENA.
- Long, C., Wu, J., Zhou, Y., & Jenkins, N. (2018). Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community Microgrid. Applied Energy, 226, 261–276. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.097
- National Association of Regulatory Utility Commissioners. (2023). Regulators' Financial Toolbox: Virtual Power Plants. NARUC.
- Papaefthymiou, G., Haesen, E., & Sach, T. (2018). Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems. Renewable Energy, 127, 1026–1035. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.094
- Yavuz, L., Önen, A., Muyeen, S. M., & Kamwa, I. (2019). Transformation of microgrid to virtual power plant – A comprehensive review. IET Generation, Transmission and Distribution, 13(11), 2077–2087. https://doi.org/10.1049/IET-GTD.2018.5649

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE PLANTAS CSP DE TORRE PARA LA PROVISIÓN DE SERVICIOS DE BALANCE: EL PROYECTO SUN-DT Y LA HERRAMIENTA D-OPT

Juan Diego Rios-Peñaloza, Investigador posdoctoral, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Rui Chen, Investigadora posdoctoral, Unidad de Procesos de Alta Temperatura, Instituto IMDEA Energía
Milan Prodanović, Investigador senior, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
José González-Aguilar, Investigador senior, Unidad de Procesos de Alta Temperatura, Instituto IMDEA Energía

Resumen: Para minimizar el riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico, el despliegue de energías renovables debe ir acompañado de un aumento de los recursos con capacidad de proveer flexibilidad. La provisión de dichos servicios representa una oportunidad para mejorar el rendimiento económico de este tipo de recursos. Esto es especialmente relevante para las plantas de energía solar de concentración (CSP), ya que el incremento de sus ingresos mejora su competitividad frente a otras tecnologías renovables, favoreciendo así su despliegue de manera más continuada. En este contexto, la integración de sistemas de almacenamiento térmico de energía (TES) puede aumentar los ingresos de estas plantas no solo mediante el arbitraje energético, sino también a través de la participación en los mercados de servicios auxiliares, por ejemplo, proporcionando reservas de restauración de frecuencia. El trabajo que se presenta en esta comunicación se desarrolla en el contexto del proyecto "SUN-DT: Uso inteligente de nuevas herramientas digitales para mejorar el rendimiento y reducir costes en plantas CSP de torre", del programa Horizon Europe 2024. En este proyecto se aborda el desarrollo de una plataforma digital integrada que combina la calibración y caracterización automatizada de helióstatos, un gemelo digital del campo solar y del receptor, un sistema de gestión energética y una herramienta predictiva de operación y mantenimiento, con el fin de aumentar la eficiencia, la fiabilidad y la competitividad de las plantas CSP de torre. Específicamente, en esta comunicación se describe el desarrollo de un sistema optimizado de gestión energética de una CSP, como parte del desarrollo más amplio de la herramienta D-OPT.

Palabras clave: Plantas de concentración solar, almacenamiento térmico de energía, despacho de energía, servicios auxiliares, previsión de precios, optimización.

INTRODUCCIÓN

Las plantas de energía solar de concentración (CSP) utilizan espejos para concentrar la radiación solar sobre un receptor, generando calor a alta temperatura que puede emplearse para varios fines, como producir electricidad. Existen cuatro tecnologías principales: cilindro-parabólica, disco parabólico, Fresnel lineal y de torre. Aunque la tecnología cilindro-parabólica es actualmente la más extendida (Rodat y Thonig, 2024), la CSP de torre se perfila como la más prometedora, al ofrecer mayores eficiencias ópticas y termodinámicas y ser más sostenible (Gamarra et al., 2023); de hecho, representan en torno al 70% de los nuevos proyectos en construcción.

La integración de sistemas de almacenamiento térmico de energía (TES) es fundamental para que las plantas CSP puedan competir con la energía fotovoltaica (PV), cuyos costes continúan disminuyendo de forma sostenida. El TES permite generar electricidad durante la noche, y también posibilita la provisión de servicios auxiliares a la red, ambos atributos que pueden potencialmente mejorar el rendimiento económico de estas plantas. Esto adquiere especial relevancia en un contexto en el que el valor de los mercados de solo energía disminuye a medida que aumenta la penetración renovable, mientras que la participación en los mercados de servicios auxiliares, además de ser necesaria para la operación confiable de los sistemas de potencia, ha demostrado incrementar los ingresos de las plantas, con un impacto variable según el mercado (McPherson et al., 2020; Abiodun et al., 2023). Además, la participación de recursos energéticos de bajo coste en estos mercados puede contribuir a reducir el precio de la electricidad para los consumidores finales. En términos de fiabilidad del sistema, una de las principales ventajas de las plantas CSP frente a la PV es que emplean una turbina y un generador síncrono para producir electricidad, aportando de manera inherente inercia y corriente de cortocircuito a la red. El TES, además, resulta en general una solución más rentable que el almacenamiento electroquímico (como las baterías de ion-litio) y presenta valores elevados de eficiencia (Madaeni et al., 2012).

En cuanto a los servicios de red, la provisión de regulación secundaria (el actual servicio estándar de reserva de activación automática para la recuperación de la frecuencia, aFRR) suele representar el servicio con mayor impacto económico. Los ingresos derivados de la provisión de aFRR proceden de dos fuentes: la reserva de potencia durante

un periodo determinado, y la energía total suministrada cuando el operador del sistema requiere y activa el servicio. Las ventajas económicas de que las plantas CSP participen en la provisión de servicios auxiliares están documentadas en la literatura científica: por ejemplo, en algunos mercados, la provisión de reserva rodante puede incrementar los ingresos anuales medios hasta en un 7%, y la capacidad de reserva aporta un valor operativo significativo al sistema (Madaeni et al., 2012; Denholm et al., 2014; Abiodun et al., 2023; Rios-Peñaloza y Prodanovic, 2026). Por otro lado, esto implica un mayor ciclado de la planta y una operación más frecuente a carga parcial. Los estudios mencionados generalmente abordan un horizonte temporal anual, sin analizar las singularidades de días concretos ni el impacto de la previsión de precios. La participación de las plantas CSP también se ha estudiado en combinación con otras tecnologías, como parques eólicos o plantas de biomasa, así como en el contexto de sistemas más complejos, como las plantas de energía virtuales (Nemati et al., 2026). Pese a ello, y a la creciente necesidad de digitalización señalada por la Comisión Europea para mantener el liderazgo europeo del sector, son escasas las experiencias de implementación de sistemas de gestión energética (EMS) específicos para plantas CSP que aborden de forma conjunta la participación en los mercados de flexibilidad eléctrica y las restricciones de operación de la planta.

En esta comunicación se presenta un marco de optimización del despacho de una planta CSP de torre integrada con TES basado en sales fundidas. La planta participa de manera simultánea en el mercado diario de energía y en el de reserva secundaria. Se analiza también el impacto de la estimación de precios empleando un modelo autorregresivo. La formulación se implementa y valida a través de la simulación de una planta de 72 MWe con 8 horas de TES. El problema de optimización se implementa en Matlab utilizando la herramienta YALMIP, y se resuelve con Gurobi.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El trabajo presentado en esta comunicación se enmarca en el proyecto europeo SUN-DT ("Smart Use of Novel Digital Tools for advanced performance and reduced costs in CSP tower plants"), financiado por la Unión Europea en el marco del programa Horizon Europe. El proyecto reúne a un consorcio de nueve socios europeos: Fundación CENER (España, coordinador) DLR (Alemania), CIEMAT (España), IMDEA Networks (España), Inavitas (Turquía), Acciona (España), COX (España), ESTELA (Bélgica) e IMDEA Energía (España).

La Figura 1 muestra la descripción conceptual y metodológica del proyecto. El objetivo de SUN-DT es aprovechar el elevado potencial de la tecnología CSP de torre, junto con las posibilidades aún inexploradas que ofrece la digitalización, para incrementar la competitividad tanto del sector europeo de plantas CSP de torre como de sus empresas proveedoras de soluciones digitales. Con este fin, se desarrollarán de forma conjunta cuatro herramientas digitales innovadoras, complementarias entre sí e interoperables: i) una herramienta de calibración y caracterización de helióstatos (HELIOSTATACC); ii) un gemelo digital del campo solar y del receptor (SUN-DTWIN); iii) un sistema de gestión energética para la optimización del despacho (D-OPT); y iv) una herramienta predictiva para la operación y el mantenimiento (PREDOM). Estas herramientas digitales se integrarán en una única plataforma capaz de procesar los datos de manera conjunta y optimizar la toma de decisiones a nivel de planta. Las soluciones desarrolladas se validarán en dos instalaciones experimentales —Torre Solar de Muy Alta Concentración y Solar Tower Jülich, operadas respectivamente por IMDEA Energía y DLR— y en dos plantas comerciales —Cerro Dominador y Khi Solar One, operadas respectivamente por ACCIONA y COX—. Estas últimas dos representan las dos configuraciones posibles de campo solar (circular y norte/sur), garantizando así la versatilidad de las soluciones adoptadas. El periodo de demostración se extenderá más de un año, lo que permitirá obtener datos de ensayo robustos y evaluar el comportamiento de las herramientas digitales en distintas épocas del año.

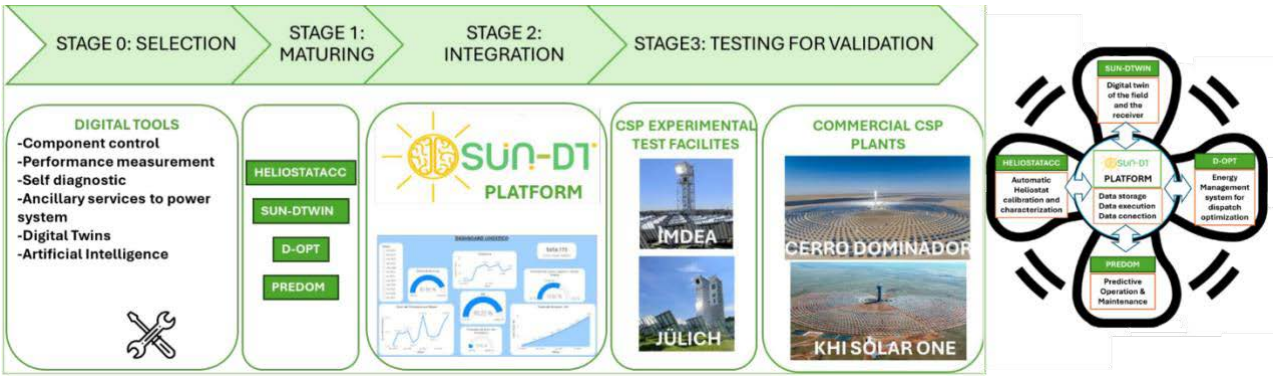


Figura 1. Descripción conceptual y metodológica del proyecto SUN-DT.

Papel de D-OPT dentro de la plataforma SUN-DT

Entre estas cuatro herramientas, la presente comunicación se centra en el desarrollo de un sistema de gestión energética para la optimización del despacho (D-OPT). Su desarrollo responde a una carencia actual, dado que son escasas o nulas las experiencias de implementación de sistemas de gestión energética (EMS) específicos para plantas CSP que aborden de forma conjunta la participación en los mercados de flexibilidad eléctrica y las restricciones de operación de la planta. D-OPT parte de las previsiones meteorológicas y de precios de mercado para determinar el despacho óptimo de la planta, gestionando de forma coordinada su producción y su capacidad de almacenamiento con el fin de maximizar el rendimiento económico.

Dentro del proyecto, como mencionado anteriormente, D-OPT está concebido para operar de forma integrada en la plataforma SUN-DT, en coordinación con el resto de las herramientas. En particular, la previsión de producción podrá enriquecerse con información sobre el estado real de la planta —como la disponibilidad de los helióstatos o los datos del receptor— proporcionada por las demás herramientas del proyecto, así como con distintas fuentes de datos meteorológicos —cámaras de cielo para previsiones a corto plazo—. De este modo, se espera que D-OPT contribuya a incrementar el rendimiento económico de las plantas CSP y a reducir su brecha de competitividad frente a otras tecnologías de generación.

En las secciones siguientes se describe con mayor detalle la formulación del optimizador y se evalúan cuantitativamente sus beneficios mediante su aplicación a un caso de estudio.

METODOLOGÍA DEL OPTIMIZADOR

La Figura 2 muestra el esquema conceptual de una planta CSP de referencia, incluyendo el campo solar (SF), el TES y el bloque de potencia (PB). La herramienta D-OPT, en alto, optimiza el despacho para la operación de la planta CSP de torre, con el objetivo de maximizar sus ingresos netos. A diferencia de las herramientas de gestión energética existentes, D-OPT permite la participación simultánea de la planta en el mercado diario de energía y el de reserva secundaria, ofreciendo tanto energía como capacidad de reserva para la restauración de frecuencia. La programación resultante determina, para cada intervalo del horizonte de optimización, el perfil de producción eléctrica del PB (p^{el}), la capacidad de reserva a subir y a bajar ofrecida por la planta ($R^{el}_{uw,dw}$), y los perfiles de carga y descarga del TES ($p^{TES}_{ch,dis}$).

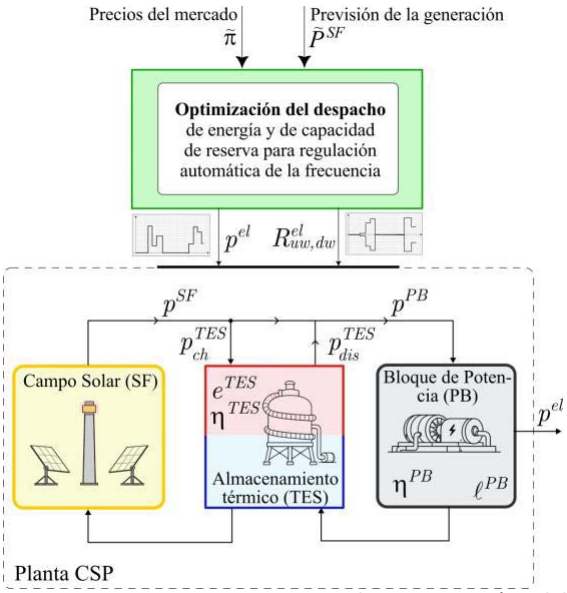


Figura 2. Herramienta D-OPT de optimización del despacho y configuración de la planta CSP.

Entradas y previsiones

Para elaborar la programación del día siguiente, D-OPT parte de dos tipos de datos estimados: los precios previstos de la energía y de la capacidad de reserva ($\tilde{\pi}$), y la producción térmica prevista del campo solar ($\tilde{P}^{SF}$). La última se deriva de la previsión de irradiación normal directa (DNI). La caracterización de la relación entre ambas magnitudes, considerando las eficiencias del campo solar y del receptor a través de matrices de rendimiento, forma parte de nuestro desarrollo actual.

Los precios de mercado se obtienen mediante la herramienta de previsión de código abierto *epftoolbox* (Lago et al., 2021), que emplea un modelo autorregresivo estimado (LEAR) con implementación LASSO para la selección de variables, lo que mejora la precisión de las predicciones. Además de los precios históricos, el modelo incorpora variables exógenas —previsiones de generación solar y eólica, y de demanda—, todos ellos accesibles a través del sistema de información del operador del sistema (e-sios). Para el presente trabajo, el modelo se entrena con datos del periodo 2020–2024 y se recalibra diariamente a medida que se incorpora nueva información. Aunque esta herramienta fue desarrollada y validada específicamente para la previsión de precios de la energía en el mercado diario, en este trabajo se aplica también a la previsión de los precios de la capacidad de reserva secundaria. En el

enfoque adoptado, y de forma coherente con la práctica habitual en la literatura, los ingresos por energía de balance no se incluyen en la función objetivo, ya que la cantidad de energía de regulación que finalmente se activa y el momento preciso en que el operador del sistema la solicita son muy difíciles de prever y podrían conducir a resultados sesgados.

Modelo de la planta y restricciones de operación

Como ilustrado en la Figura 2, la planta CSP se representa mediante tres bloques: el campo solar, el almacenamiento térmico y el bloque de potencia. El comportamiento de cada uno de ellos se traduce en un conjunto de vínculos técnicos que la programación debe respetar en todo momento:

- La producción térmica del SF está acotada superiormente por su previsión e inferiormente por un umbral mínimo de potencia por debajo del cual el campo no opera.
- El estado de carga del TES (e^{TES}) evoluciona en cada intervalo según la energía cargada y descargada, teniendo en cuenta la eficiencia (η^{TES}), y respetando sus límites físicos de energía. Como en la implementación actual la reserva se obtiene solo mediante la operación del TES, dicha capacidad depende de sus márgenes de operación y rampas admisibles: la reserva a subir queda limitada por la diferencia entre la capacidad máxima del TES y el punto de operación, y la reserva a bajar por la capacidad mínima. Además, ambas reservas están también limitadas por los límites de operación del PB. Para evitar el ciclado entre carga y descarga, la reserva programada no puede alterar el modo de operación del almacenamiento; es decir, si el TES tiene previsto descargar en un determinado momento, la reserva a subir se limita para evitar que el TES cambie modo de operación y cargue. Adicionalmente, las reservas están condicionadas por el tiempo de activación que el código de red requiere, y deben garantizar la disponibilidad de la capacidad comprometida durante todo el periodo de provisión.
- El PB se sujeta a restricciones tanto térmicas como eléctricas. Cuando el PB está en marcha, su potencia debe situarse dentro los márgenes de operación. Dependiendo de la capacidad de reserva programada por D-OPT, este margen se reduce en ambos sentidos para reservar dicha capacidad comprometida. La operación del PB respeta asimismo las rampas máximas de subida y bajada de potencia, así como los tiempos mínimos de funcionamiento y de parada de la planta. La conversión de potencia térmica en eléctrica considera la eficiencia del PB (η^{PB}) y sus pérdidas parásitas (ℓ^{PB}), y se consideran los costes de operación asociados a la generación eléctrica y térmica.

En su implementación actual, D-OPT resuelve el despacho para el mercado diario. A partir de las previsiones descritas, el optimizador integra el modelo de la planta y las restricciones de operación en un único problema, cuya solución proporciona el despacho que maximiza el rendimiento económico de la planta. El problema se formula sobre un horizonte diario y se resuelve para cada intervalo de programación con una resolución temporal de 5 minutos. El resultado obtenido es el que se evalúa en el caso de estudio de la sección siguiente.

RESULTADOS PRELIMINARES

Para la evaluación, se analizan dos días representativos: un día de invierno y un día de verano. La Figura 3 muestra, para cada escenario, los perfiles de potencia programados, las reservas a subir y a bajar, y la evolución del estado de carga del TES. Los ingresos se recogen en las Tablas 1 y 2, desglosados en ingresos del mercado diario de energía, de la capacidad de reserva, y los costes de operación y mantenimiento (O&M). Se analizan tres condiciones: el caso base, en el que la optimización emplea los precios estimados (ingresos esperados); el caso realizado, en el que los ingresos se recalculan con los precios casados reales; y un caso de referencia con previsión perfecta, en el que los precios casados se suponen conocidos de antemano. Este último caso constituye el mejor resultado posible (*benchmark*) y sirve para comparar los resultados. Además, se reportan también los resultados para el caso en el que la CSP no participa en el mercado de reserva. Con fines comparativos, se reporta el porcentaje total de los ingresos obtenidos respecto al *benchmark*, y el incremento porcentual de los ingresos del caso realizado por la provisión de reserva.

La diferencia fundamental entre ambos escenarios reside en la capacidad de producción del campo solar:

- En invierno, la baja producción hace que el TES se cargue durante las horas de sol en lugar de emplearse para generar de forma inmediata. Aun así, el TES descarga parcialmente por la mañana, concentrando su mayor potencia en las franjas de precio más elevado. La mayor parte de la generación eléctrica, no obstante, se desplaza a las horas nocturnas, cuando los precios son aún más altos. Fuera de esos picos, durante varias horas de la mañana la planta opera al mínimo de su capacidad: esta operación se programa principalmente para poder ofrecer servicios de reserva en esas franjas, en las que el precio de la energía es bajo pero la planta puede obtener ingresos por la reserva comprometida.

- En verano, la mayor producción solar permite que la planta opere más horas durante el día e inyectando más potencia respecto al caso invernal.

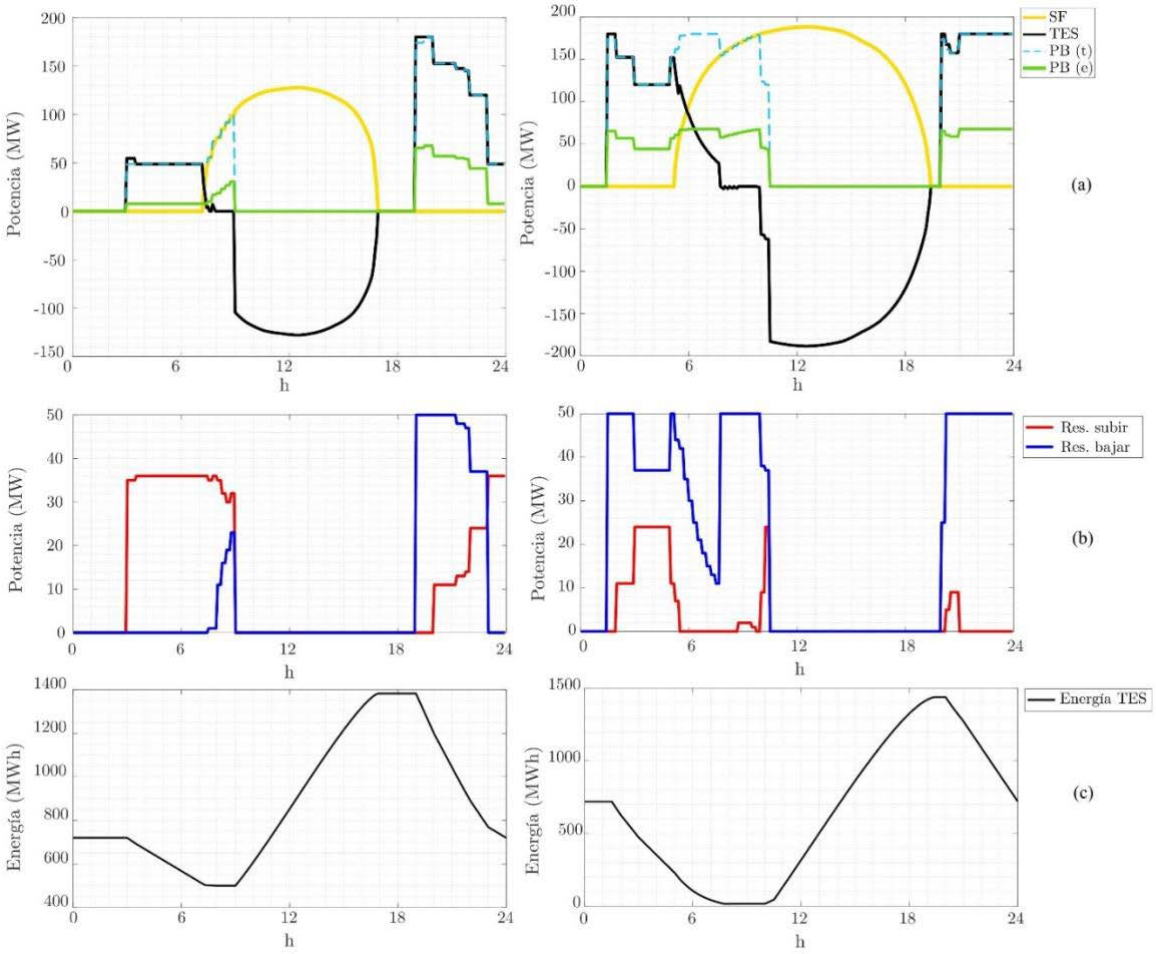


Figura 3. Perfiles optimizados de (a) potencia, (b) capacidad de reserva y (c) energía del TES para los escenarios de (izq.) invierno y (der.) verano.

En términos económicos, la participación en el SRM incrementa los ingresos en ambos escenarios respecto al caso sin provisión de reservas: el caso realizado incrementa 22.8% los ingresos en invierno, y 2.4% en verano. Esto indica que, en verano, la energía constituye el producto principal y representa la mayor parte de los ingresos totales, por lo que la contribución adicional de las reservas es más limitada. Por último, cabe destacar que, en los dos escenarios, el caso realizado alcanza un porcentaje elevado de los ingresos del caso ideal, lo que indica que la calidad de la previsión de precios es adecuada para operar cerca del óptimo. Los ingresos del caso base difieren de forma apreciable de los del caso realizado e ideal, ya que en el caso base se contabilizan con los precios previstos, cuya magnitud se aparta de forma sustancial de la de los precios reales. Sin embargo, el estimador acierta de manera eficaz las franjas horarias en las que se producen los picos y los valles de precio, y esto resulta más determinante que predecir sus valores exactos: por ello, la programación obtenida es prácticamente óptima cuando se evalúa con los precios reales.

Concepto	**Con reserva**			**Sin reserva**			**Δ Reserva (realizado)**
	Ideal	**Caso base**	**Realizado**	**Ideal**	**Caso base**	**Realizado**	
Energía	26.409	20.417	26.686	26.832	19.769	26.043	
Capacidad	6.189	3.931	4.741	--	--	--	
O&M	17.129	16.215	17.158	14.836	13.476	14.419	
Total	15.469	8.133	14.269	11.996	6.293	11.624	+22.8%

% ideal	--	52.6%	92.2%	--	52.5%	96.9%	

Tabla I. Resultados económicos de la operación en el escenario invernal.

Concepto	**Con reserva**			**Sin reserva**			**Δ Reserva (realizado)**
	Ideal	**Caso base**	**Realizado**	**Ideal**	**Caso base**	**Realizado**	
Energía	89.409	78.359	89.411	89.473	78.468	89.631	
Capacidad	1.336	2.210	1.470	--	--	--	
O&M	35.520	35.420	36.361	35.540	35.429	36.370	
Total	55.225	45.149	54.520	53.933	43.039	53.261	+2.4%
% ideal	--	81.8%	98.7%	--	79.8%	98.8%	

Tabla II. Resultados económicos de la operación en el escenario estivo.

CONCLUSIONES

En esta comunicación se ha presentado un marco de optimización del despacho para plantas CSP de torre con almacenamiento térmico, enmarcado en el desarrollo de la herramienta D-OPT del proyecto europeo SUN-DT. El optimizador programa la operación de la planta considerando la provisión de energía y de reserva secundaria, a partir de previsiones de producción solar y de precios, y respetando las restricciones de operación de la planta.

La formulación se ha validado mediante la simulación numérica de una planta de 72 MWe con 8 horas de TES, en dos días representativos de invierno y verano. La participación en el mercado de reserva secundaria incrementa los ingresos en ambos escenarios, con un aumento del 22,8% en invierno y del 2,4% en verano: en verano, la elevada producción solar hace que los ingresos por energía dominen y que la contribución de las reservas sea más limitada, mientras que en invierno la provisión de reserva adquiere un peso económico mucho mayor. La previsión de precios resulta adecuada para operar cerca del óptimo: aunque el error en los valores absolutos es apreciable, el estimador acierta las franjas de picos y valles, lo que resulta más determinante para la programación y permite que el caso realizado alcance un porcentaje elevado de los ingresos del caso con previsión perfecta.

Actualmente se trabaja en la caracterización de la relación entre DNI y la producción térmica del campo solar y el receptor mediante matrices de rendimiento, así como en la integración de D-OPT con las demás herramientas de la plataforma SUN-DT, reforzando su aplicabilidad en plantas CSP de torre comerciales.

AGRADECIMIENTOS

This work has been developed within the framework of the SUN-DT project, funded by the European Union under Grant Agreement no. 101234781.

REFERENCIAS

- Abiodun, K., Hood, K., Cox, J.L., Newman, A.M. & Zolan, A.J., 2023, "The value of concentrating solar power in ancillary services markets", *Appl. Energy*, vol. 334, art. 120518.
- Denholm, P., Wan, Y.-H., Hummon, M. & Mehos, M., 2014, "The value of CSP with thermal energy storage in the western United States", *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1622–1631.
- Gamarra, A., Banacloche, S., Lechón, Y. & del Río, P., 2023, "Assessing the sustainability impacts of concentrated solar power deployment in Europe in the context of global value chains", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 171, art. 113004.
- Lago, J., Marcjasz, G., De Schutter, B. & Weron, R., 2021, "Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark", *Appl. Energy*, vol. 293, art. 116983.
- Madaeni, S.H., Sioshansi, R. & Denholm, P., 2012, "How thermal energy storage enhances the economic viability of concentrating solar power", *Proc. IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 335–347.
- McPherson, M., Mehos, M. & Denholm, P., 2020, "Leveraging concentrating solar power plant dispatchability: A review of the impacts of global market structures and policy", *Energy Policy*, vol. 139, art. 111335.
- Nemati, H., Sánchez-Martín, P., Ortega, Á., Sigrist, L. & Rouco, L., 2026, "Integration of concentrated solar power plants in renewable-only VPP with electrical and thermal demands: A two-stage robust bidding approach", *J. Energy Storage*, vol. 141, art. 119265.

- Rios-Peñaloza, J.D. & Prodanovic, M., 2026, "Dispatch optimisation for concentrated solar power plants with thermal storage for provision of frequency restoration reserves", Eur. Energy Mark., Trondheim, Noruega.
- Rodat, S. & Thonig, R., 2024, "Status of concentrated solar power plants installed worldwide: Past and present data", *Clean Technol.*, vol. 6, no. 1, pp. 365–378.

HERRAMIENTA DE PLANIFICACIÓN DEL DESPLIEGUE DE OPS EN LOS PUERTOS ESPAÑOLES PARA EL AÑO 2035

Ignacio Tembl-Ruiz, Técnico de Investigación I+D, Instituto Tecnológico de la Energía

Alejandro Pascual-Estrugo, Técnico de Investigación I+D, Instituto Tecnológico de la Energía

María Domínguez-Lull, Técnico de Investigación I+D, Instituto Tecnológico de la Energía

Milagros Peña-Tortosa, Investigador Principal, Instituto Tecnológico de la Energía

Arturo Vivancos-Grau, Investigador Principal, Instituto Tecnológico de la Energía

Jorge Cano-Martínez, Responsable de Flexibilidad y Planificación, Instituto Tecnológico de la Energía

Vicente Fuster-Roig, Instituto de Tecnología Eléctrica, Universitat Politécnica de Valéncia

Alfredo Quijano-López, Instituto de Tecnología Eléctrica, Universitat Politécnica de Valéncia

Resumen: La electrificación de los puertos constituye uno de los principales retos para la descarbonización del transporte marítimo y requiere una planificación coordinada de las nuevas infraestructuras eléctricas. Este trabajo presenta una herramienta de planificación energética orientada al despliegue óptimo de infraestructura Onshore Power Supply (OPS) en puertos españoles con horizonte 2035. La metodología integra información relativa al tráfico marítimo, tipologías de buques, escalas portuarias, perfiles de demanda energética y requisitos regulatorios asociados al Reglamento europeo AFIR. A partir de estos datos, la herramienta permite estimar la evolución de la demanda eléctrica asociada a la conexión de buques en puerto e identificar las necesidades de infraestructura OPS en diferentes escenarios de despliegue. Asimismo, facilita el análisis de su impacto sobre la planificación energética y eléctrica de los puertos, considerando tanto las necesidades de inversión como la capacidad requerida para atender la nueva demanda. El enfoque propuesto pretende servir como herramienta de apoyo a la toma de decisiones, permitiendo priorizar actuaciones y favorecer una integración eficiente de la electrificación portuaria en el sistema eléctrico.

Palabras clave: planificación energética; electrificación del transporte marítimo; sistemas eléctricos de potencia; infraestructura portuaria; optimización.

INTRODUCCIÓN

La descarbonización del transporte marítimo constituye uno de los principales retos asociados a la transición energética. El transporte marítimo desempeña un papel esencial en el comercio internacional y concentra una elevada actividad energética en los entornos portuarios, donde los buques mantienen habitualmente en funcionamiento sus motores auxiliares durante las operaciones de atraque. Esta operación supone emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos, además de un impacto acústico especialmente relevante en puertos próximos a núcleos urbanos [1], [2].

Una de las principales soluciones disponibles para reducir estas emisiones es el suministro eléctrico desde tierra, conocido como *Onshore Power Supply* (OPS). Esta tecnología permite alimentar los sistemas eléctricos del buque durante su estancia en puerto mediante una conexión con la infraestructura eléctrica terrestre, evitando o reduciendo el funcionamiento de los grupos auxiliares a bordo. Su implantación se encuentra además impulsada por el marco europeo de descarbonización del transporte, que está convirtiendo progresivamente la electrificación portuaria en una necesidad tanto ambiental como regulatoria.

En este contexto, el Reglamento (UE) 2023/1804 sobre la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (AFIR) establece obligaciones específicas para la disponibilidad de suministro eléctrico en determinados puertos de la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T), especialmente para tráficos de portacontenedores y buques de pasajeros. Para los puertos que superan los correspondientes umbrales de actividad, el reglamento establece como referencia la capacidad para atender al menos el 90 % de las escalas consideradas a partir de 2030 [3]. De forma complementaria, el Reglamento FuelEU Maritime establece requisitos desde el lado del buque, impulsando el empleo de OPS y otras tecnologías de cero emisiones durante la estancia en puerto [4].

Esta evolución transforma el papel energético de los puertos. La implantación masiva de OPS puede introducir nuevas demandas eléctricas de elevada potencia, condicionadas por la tipología de buques, los patrones de llegada, los tiempos de escala, la simultaneidad de conexiones y la evolución futura del tráfico marítimo. Por ello, el dimensionamiento de estas infraestructuras no puede abordarse únicamente mediante valores nominales de potencia o previsiones estáticas. Es necesario caracterizar cómo, cuándo y con qué nivel de simultaneidad se producirá la demanda, de manera que puedan anticiparse las necesidades de conexión, transformación, distribución interna y eventual refuerzo de las redes eléctricas.

La literatura existente recoge distintos trabajos relacionados con el dimensionamiento técnico y económico de sistemas OPS [5]–[7], así como aproximaciones basadas en simulación para analizar su operación y gestión energética [8]. Sin embargo, estos estudios suelen abordar de manera independiente la estimación de tráfico, el dimensionamiento de las conexiones o el análisis energético, mientras que la planificación portuaria requiere integrar estas dimensiones dentro de una misma cadena de análisis.

En España, este reto adquiere especial relevancia ante el despliegue previsto de nuevas instalaciones OPS. Los planes nacionales y sectoriales sitúan la electrificación de los puertos como una de las líneas prioritarias para su transformación energética, mientras que numerosos proyectos se encuentran actualmente en diferentes fases de planificación, proyecto o ejecución. Esta situación genera la necesidad de disponer de herramientas capaces de transformar información de tráfico marítimo y escenarios regulatorios en necesidades concretas de infraestructura y perfiles de demanda eléctrica.

En este trabajo se presenta una herramienta de planificación energética orientada al despliegue de infraestructura OPS en puertos españoles hasta el horizonte 2035. El enfoque desarrollado combina previsión de tráfico marítimo, caracterización de diferentes tipologías de buques, estimación de sus necesidades energéticas, dimensionamiento de puntos de suministro y simulación de su operación. Como resultado, permite generar escenarios de electrificación, determinar necesidades de potencia y obtener perfiles temporales de demanda agregados hasta el nivel de puerto o subestación, proporcionando información de interés tanto para autoridades portuarias como para los agentes responsables de la planificación y operación del sistema eléctrico.

METODOLOGÍA

La metodología desarrollada en la que se basa la herramienta de apoyo a la planificación energética de infraestructuras OPS, tiene como objetivo transformar información de carácter marítimo, técnico y regulatorio en escenarios concretos de electrificación portuaria. Su objetivo no es únicamente estimar la potencia necesaria, sino proporcionar una visión integrada de la evolución futura de la demanda y de las necesidades de infraestructura asociadas, facilitando la toma de decisiones por parte de autoridades portuarias, gestores de infraestructuras y agentes del sistema eléctrico.

Como se muestra en la **Figura 1**, el proceso se estructura en tres grandes bloques: entradas, procesamiento y resultados. Entre las entradas se consideran los datos históricos de tráfico marítimo, la caracterización de las distintas tipologías de buques, sus principales parámetros eléctricos y energéticos y los condicionantes derivados del marco regulatorio. Esta combinación permite adaptar el análisis a las particularidades de cada puerto y evitar aproximaciones genéricas que no representen adecuadamente su realidad operativa.

A partir de estas entradas, la metodología integra capacidades de **predicción**, **modelización energética**, **dimensionamiento** y **simulación**. En primer lugar, se proyecta la evolución del tráfico marítimo y se estima el grado de electrificación esperado de la flota para los distintos horizontes temporales considerados. De esta forma, la actividad portuaria prevista puede traducirse en un conjunto de escalas susceptibles de utilizar suministro eléctrico desde tierra.

Posteriormente, estas escalas se transforman en necesidades de demanda eléctrica a partir de la caracterización energética de los distintos tipos de buque y de sus condiciones de operación durante la estancia en puerto. El análisis considera asimismo la coincidencia temporal de las escalas, un aspecto especialmente relevante para determinar la capacidad de suministro necesaria y evitar que el dimensionamiento se base únicamente en la suma de potencias nominales individuales.

Sobre esta base, la herramienta determina una propuesta de dimensionado de la infraestructura OPS, identificando las necesidades de capacidad y el número de puntos de conexión asociados a cada escenario de planificación. El despliegue obtenido se somete posteriormente a una simulación de funcionamiento anual, que permite representar la utilización esperada de las instalaciones y generar perfiles temporales de demanda eléctrica agregados desde el nivel de buque hasta el conjunto del puerto. La metodología cubre así toda la cadena de análisis, desde la evolución futura del tráfico marítimo hasta su traducción en una nueva demanda eléctrica sobre la infraestructura portuaria.

La herramienta se ha diseñado de forma **modular y escalable**. El mismo procedimiento puede aplicarse a puertos con perfiles de tráfico, tamaños y necesidades energéticas muy diferentes, así como actualizarse con las previsiones de tráfico marítimo de las autoridades portuarias, en el grado de electrificación de la flota o en los requisitos regulatorios. Esta flexibilidad permite utilizar la herramienta tanto para analizar escenarios de despliegue próximos como para estudiar horizontes de mayor madurez tecnológica, relevantes para anticipar incrementos de demanda y necesidades futuras de infraestructura eléctrica.

Además, el enfoque permite evaluar diferentes escenarios temporales y portuarios mediante un conjunto de indicadores como el (1) **número total de escalas previstas con demanda de conexión OPS**, (2) **número de escalas atendidas** y (3) **no atendidas**, (4) **cobertura global**, (5) **grado de cumplimiento AFIR**, (6) **número de puntos de conexión OPS necesarios**, (7) **capacidad por tipo de buque**, (8) **potencia máxima demandada**, (9) **factor de simultaneidad** o (10) **reducción de emisiones de CO2**. Esto facilita tanto la comparación entre emplazamientos como la identificación de aquellos casos en los que el crecimiento de la electrificación puede tener un mayor impacto sobre la demanda energética del puerto.

Como resultado, la herramienta proporciona una propuesta de despliegue OPS, el número y capacidad de los puntos de conexión, perfiles temporales de demanda eléctrica e indicadores técnicos, operativos y ambientales. Estos resultados pueden emplearse posteriormente como información de entrada para estudios de planificación eléctrica, análisis de capacidad de red, integración de generación renovable o almacenamiento energético. De esta forma, la metodología conecta la planificación portuaria con la planificación energética y eléctrica, permitiendo anticipar necesidades futuras y evaluar de forma consistente distintos escenarios de electrificación.



***Figura 1**. Metodología de la herramienta*

CASO DE APLICACIÓN

La herramienta se ha aplicado a los puertos de **Alicante, Castellón, Sagunto y Valencia**, seleccionados por presentar perfiles de tráfico, tamaños y necesidades energéticas diferentes. Este conjunto permite evaluar la herramienta en escenarios portuarios distintos, desde grandes nodos logísticos hasta puertos de menor escala.

El puerto de Valencia representa el caso de mayor volumen y complejidad, con una presencia destacada de tráfico de contenedores y pasajeros. Sagunto presenta un perfil más industrial, con graneles y tráfico rodado; Castellón está fuertemente vinculado al movimiento de mercancías y al sector cerámico; mientras que Alicante combina pasajeros, mercancía general y contenedores.

Para todos los puertos se consideran tres horizontes de planificación: **2026, 2030 y 2035**. El primero representa una fase inicial de despliegue, 2030 coincide con el principal hito regulatorio asociado a AFIR y 2035 se plantea como un escenario de mayor madurez de la electrificación portuaria aumentando los objetivos de cumplimiento de la norma.

La evolución de la electrificación se modela por tipo de buque, ya que las necesidades de infraestructura dependen no solo del volumen de tráfico, sino también de la composición de la flota, la frecuencia de las escalas y la simultaneidad de los atraques. Puede ocurrir que un OPS suministre sólo a un tipo de buque, o darse el caso de que suministre en un mismo muelle a diferentes tipos de buque.

A partir de los datos históricos de tráfico y de la caracterización de los buques, la herramienta estima la evolución de las escalas con potencial de electrificación, dimensiona las necesidades agregadas de infraestructura OPS y genera perfiles temporales de demanda eléctrica.

RESULTADOS

La aplicación de la metodología permite obtener una planificación individualizada de las necesidades de electrificación para cada puerto y horizonte temporal. Para sintetizar los resultados, la **Tabla 1** recoge los principales indicadores correspondientes al escenario 2035, considerado como horizonte de madurez de la electrificación portuaria.

***Tabla 1**. Principales resultados de planificación de infraestructura OPS para el horizonte 2035*

Puerto	Puntos de conexión OPS	Capacidad instalada	Energía suministrada	Cobertura global
Alicante	6	50,1 MVA	21,4 GWh/año	66,4 %
Castellón	7	52,5 MVA	63,0 GWh/año	66,7 %
Sagunto	4	26,3 MVA	16,1 GWh/año	59,6 %
Valencia	14	101,8 MVA	104,2 GWh/año	81,8 %

Para Alicante, el dimensionamiento alcanza seis puntos de suministro y una capacidad agregada de 50,1 MVA. La simulación anual estima una cobertura del 66,4 % de las escalas y un suministro eléctrico de 21,4 GWh/año.

En Castellón, la herramienta determina siete puntos de conexión con una capacidad total de 52,5 MVA. Su perfil de tráfico conduce además a una utilización elevada de la infraestructura, alcanzándose 63,0 GWh/año de energía suministrada y una cobertura global del 66,7 % en 2035.

Sagunto presenta unas necesidades inferiores, con cuatro puntos de suministro y 26,3 MVA de capacidad instalada. A pesar de su menor tamaño, la herramienta identifica una demanda anual de 16,1 GWh y una cobertura del 59,6 %, mostrando la capacidad de la metodología para adaptar el dimensionamiento a puertos con perfiles de tráfico diferentes.

El puerto de Valencia concentra las mayores necesidades de electrificación del caso de aplicación. Para 2035 se obtiene un despliegue de 14 puntos de suministro y una capacidad agregada de 101,8 MVA. La simulación estima que esta infraestructura permitiría atender aproximadamente el 81,8 % de las escalas consideradas y suministrar 104,2 GWh de electricidad al año, siendo el único puerto de los estudiados que cumpliría con el objetivo de cobertura del 80% exigido por la normativa AFIR.

En conjunto, la metodología conduce a una planificación de 31 puntos de conexión OPS, aproximadamente 230,7 MVA de capacidad instalada y 204,7 GWh/año de energía suministrada en el horizonte 2035. Los resultados evidencian, además, diferencias significativas entre puertos tanto en el volumen como en el grado de utilización esperado de las infraestructuras, reforzando la necesidad de realizar una planificación adaptada a las características de cada puerto.

DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos muestran que la electrificación portuaria debe abordarse como un problema conjunto de planificación portuaria y planificación energética, y no únicamente como la instalación aislada de puntos OPS. La

demanda resultante depende de la evolución del tráfico, del grado de electrificación de la flota y, especialmente, de la coincidencia temporal de las escalas, por lo que dos puertos con una capacidad instalada similar pueden presentar perfiles de utilización muy diferentes.

El caso de Valencia ilustra especialmente bien esta cuestión. En el horizonte 2035, la herramienta estima una capacidad instalada de 101,8 MVA, mientras que el máximo de potencia demandada alcanza 37,47 MW. Esta diferencia refleja que la potencia nominal de los distintos puntos de conexión no se utiliza de manera simultánea y pone de manifiesto la importancia de incorporar la operación real del puerto al proceso de planificación. Este tipo de información resulta relevante para evitar interpretar la suma de potencias nominales como la demanda efectiva que deberá asumir la infraestructura eléctrica.

La aplicación sobre puertos con perfiles muy diferentes confirma además la necesidad de realizar análisis específicos para cada emplazamiento. El tráfico de contenedores y pasajeros domina el comportamiento de Valencia, mientras que en Castellón adquieren mayor peso los graneles y en Sagunto los tráficos industriales y rodados. Estas diferencias se trasladan tanto al número de conexiones necesarias como a la energía suministrada y a los perfiles de demanda resultantes. Por tanto, una planificación basada exclusivamente en valores medios o criterios uniformes puede no representar adecuadamente las necesidades reales de cada puerto.

Desde el punto de vista energético, los resultados muestran también que el despliegue progresivo de OPS puede representar una nueva demanda eléctrica de magnitud relevante. Para el conjunto del caso de aplicación, la simulación alcanza **204,7 GWh de suministro eléctrico anual** y **5.527 escalas atendidas en 2035**, lo que permite cuantificar de forma directa el impacto esperado de la electrificación marítima sobre los sistemas portuarios. La utilidad de la herramienta reside precisamente en poder anticipar estas magnitudes antes de que la demanda se materialice y generar información que pueda emplearse posteriormente en estudios de capacidad de red, refuerzos eléctricos o integración de nuevos recursos energéticos.

Los resultados deben interpretarse, no obstante, dentro del alcance del modelo. Las previsiones futuras están condicionadas por la disponibilidad y calidad de los datos históricos y por la dificultad de anticipar cambios estructurales en el tráfico derivados, por ejemplo, de nuevas terminales, actividad industrial, modificaciones de las rutas marítimas o geopolítica. El modelo predictivo utilizado presenta limitaciones para incorporar este tipo de variables externas. Asimismo, determinadas características del tráfico y de la infraestructura eléctrica se han representado mediante hipótesis comunes ante la ausencia de información pública suficientemente detallada para cada puerto.

Estas limitaciones no reducen el interés de la herramienta como instrumento de planificación, sino que delimitan el nivel de precisión de los escenarios obtenidos. Su arquitectura permite actualizar las entradas conforme se disponga de información más detallada sobre tráfico, electrificación de flota o infraestructura eléctrica. De este modo, los resultados pueden evolucionar desde una primera estimación estratégica hacia análisis progresivamente más específicos para cada puerto.

En este sentido, la principal aportación del trabajo no reside únicamente en obtener un determinado número de puntos OPS o una potencia instalada, sino en disponer de una herramienta capaz de convertir datos marítimos y escenarios de electrificación en indicadores energéticos directamente utilizables para la toma de decisiones. Esta conexión entre actividad portuaria y comportamiento eléctrico permite anticipar el impacto del OPS sobre la red y constituye una base sobre la que incorporar posteriormente análisis de capacidad de red, generación renovable, almacenamiento o gestión flexible de la demanda.

CONCLUSIONES

El trabajo realizado ha permitido materializar la metodología propuesta en una herramienta de planificación energética para infraestructuras OPS, integrando en un mismo entorno la gestión de datos, la algoritmia de cálculo, el backend de procesamiento y una interfaz gráfica orientada al análisis de escenarios. La solución permite transformar información marítima, técnica y regulatoria en resultados directamente utilizables para apoyar la planificación de la electrificación portuaria.

La herramienta ha sido aplicada sobre casos de uso construidos con datos reales de tráfico portuario correspondientes a varios puertos de la Comunidad Valenciana. Esta aplicación ha permitido comprobar su capacidad para trabajar con

puertos de perfiles muy diferentes y generar resultados comparables mediante un procedimiento común, a partir de información histórica y escenarios futuros de electrificación.

Uno de sus principales valores es que no se limita a proporcionar una estimación agregada de potencia, sino que genera informes específicos para cada puerto y horizonte temporal. Estos informes permiten consultar el grado de electrificación previsto, el nivel de cumplimiento de los requisitos asociados a AFIR, el número y capacidad de los puntos OPS necesarios y su distribución por tipología de buque. Asimismo, la herramienta permite cuantificar el número de escalas atendidas y no atendidas, la cobertura global del sistema y el comportamiento esperado de la infraestructura en cada escenario.

A estos resultados se añaden indicadores eléctricos, energéticos y ambientales, como la potencia máxima demandada, los perfiles temporales de consumo, la energía anual suministrada o la reducción potencial de emisiones. Este conjunto de métricas permite trasladar la evolución esperada del tráfico marítimo a variables directamente relacionadas con la planificación de la infraestructura eléctrica del puerto y con las futuras necesidades de red.

La solución presenta además un carácter modular, escalable y reutilizable, ya que permite actualizar las bases de datos, incorporar nuevos escenarios de tráfico o de penetración de la electrificación y recalcular las necesidades de infraestructura. Esto facilita su aplicación a nuevos puertos y evita que el análisis quede limitado a un estudio estático asociado a un único emplazamiento.

En conjunto, la herramienta permite responder de forma cuantificada y trazable a cuestiones clave de planificación: qué nivel de electrificación puede esperarse, qué infraestructura OPS será necesaria, qué demanda eléctrica generará y qué grado de cobertura y cumplimiento regulatorio puede alcanzarse. Por ello, constituye una base útil para autoridades portuarias, ingenierías, gestores de infraestructuras y agentes del sistema eléctrico en la definición y evaluación de estrategias de electrificación portuaria.

AGRADECIMIENTOS

Esta herramienta ha sido desarrollada bajo el amparo del proyecto PlaReDET Planificación Avanzada de redes para la toma de decisiones en la electrificación del transporte por carretera y marítimo (Convocatoria de Colaboración Público Privada 2023: MICINN PP2023-010824).

REFERENCIAS

Alasali, F., Haben, S., Fouweather, I. & Becerra, V., 2018, Day-ahead energy management for ports with shore power, *Energy*, 161, 834–853.

Jaramillo, P. et al., 2022, Transport, en Shukla, P.R. et al. (eds.), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge. https://doi.org/10.1017/9781009157926.012.

Parlamento Europeo & Consejo de la Unión Europea, 2023a, Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE, *Diario Oficial de la Unión Europea*, L 234, 1–47.

Parlamento Europeo & Consejo de la Unión Europea, 2023b, Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativo al uso de combustibles renovables y de combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE, *Diario Oficial de la Unión Europea*, L 234, 48–100.

Sciberras, E.A., Zahawi, B. & Atkinson, D.J., 2016, Techno-economic assessment of an onshore power system for a Ro-Ro ferry, *IET Electrical Systems in Transportation*, 6(3), 155–162.

Spengler, T. & Tovar, B., 2021, Potential of cold-ironing for the reduction of externalities from in-port emissions of ocean-going vessels, *Journal of Cleaner Production*, 314, 128034.

Tseng, P.-H. & Pilcher, N., 2015, A study of the potential of shore power for the port of Kaohsiung, Taiwan: To introduce or not to introduce?, *Research in Transportation Business & Management*, 17, 83–91.

Wu, Y., Wang, S. & Wang, D.Z., 2021, A simulation-based optimization approach for the port cold ironing planning, *Journal of Cleaner Production*, 311, 127595.

HIBRIDACIÓN DE HIDRÓGENO Y BATERÍA EN APLICACIONES DE MOVILIDAD LIGERA: METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD

Jose Vicente Rocamonde Navarro, Responsable I+D Tecnologías de Red, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Francesc Llinares Díaz, Investigador I+D Hidrógeno, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Felipe Ondo Nsí, Investigador I+D Baterías, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: La movilidad eléctrica ligera requiere aumentar la autonomía de los vehículos sin introducir penalizaciones de masa y volumen incompatibles con su funcionamiento. Este trabajo, como parte del proyecto HELIOS del ITE, presenta una metodología para dimensionar sistemas híbridos formados por una pila de combustible PEM y una batería de ion-litio a partir de la potencia demandada, la potencia instalada, el reparto entre ambas fuentes y la autonomía requerida. El procedimiento selecciona componentes comerciales y calcula la masa y el volumen de la batería, el stack, sus auxiliares y el almacenamiento de hidrógeno. La metodología se aplica a un patinete eléctrico con el objetivo de incrementar su autonomía en un 20 %, obteniéndose una configuración híbrida de 6.105 g para una misión de 2,88 h. Los resultados muestran que el subsistema de hidrógeno concentra el 64 % de la masa total, principalmente debido a la masa prácticamente fija del stack y a la capacidad mínima de los cilindros comerciales disponibles. Para el caso analizado, la solución híbrida no ofrece una ventaja gravimétrica frente a una batería, aunque puede resultar competitiva en aplicaciones con mayores necesidades energéticas.

Palabras clave: Movilidad ligera, sistemas híbridos, hidrógeno, pila PEM, batería, autonomía, dimensionamiento, almacenamiento energético.

INTRODUCCIÓN

La movilidad eléctrica ligera plantea un compromiso directo entre autonomía, masa y volumen disponible. En drones, aumentar la energía embarcada reduce la carga útil y penaliza el tiempo de vuelo, y además la masa máxima al despegue condiciona la categoría de operación y las restricciones aplicables. En los vehículos de movilidad personal, como patinetes eléctricos, añadir masa y volumen afecta a la manejabilidad, el frenado y la integración física del sistema, además de obligar a mantener los requisitos técnicos exigidos para su certificación. Por tanto, aumentar la autonomía no consiste únicamente en disponer de más energía, el sistema de almacenamiento debe poder integrarse sin comprometer el funcionamiento ni las condiciones de uso del vehículo.

La hibridación de una pila de combustible de hidrógeno con una batería de ion-litio permite abordar este problema combinando dos tecnologías con características complementarias. El hidrógeno aporta capacidad de almacenamiento energético para prolongar la autonomía, mientras que la batería responde mejor a aceleraciones y cambios rápidos de potencia, donde la pila presenta una dinámica más lenta (Hyun, Han, & Hong, 2024; Weyers & Bocklisch, 2018). Aunque este tipo de sistemas se ha estudiado ampliamente mediante simulación y estrategias de gestión energética, su aplicación práctica en plataformas de movilidad ligera sigue estando condicionada por la masa y el volumen del stack, los auxiliares, el depósito y la propia batería (Shen, y otros, 2024; Weyers & Bocklisch, 2018). Este trabajo, como parte del proyecto HELIOS, desarrolla una metodología de dimensionamiento que permite cuantificar esas limitaciones y determinar en qué condiciones la hibridación con hidrógeno puede aportar una ventaja real frente a una solución basada únicamente en batería.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El trabajo se enmarca en el proyecto HELIOS, orientado al desarrollo de un sistema electrónico integrado para la hibridación de una pila de combustible de hidrógeno y una batería de ion-litio en aplicaciones de movilidad ligera. El proyecto trabaja sobre dos plataformas con necesidades distintas: un patinete eléctrico, donde la autonomía, el espacio disponible y la integración física del sistema son factores clave, y un dron, donde la masa embarcada, el volumen y el reparto de pesos condicionan directamente las prestaciones y la capacidad de carga. La solución combina la conversión de potencia y la gestión coordinada de ambas fuentes para aprovechar sus características complementarias.

Como parte del proyecto se estudian distintas potencias y repartos entre pila y batería para definir configuraciones que puedan integrarse en plataformas comerciales. El análisis considera por separado los requisitos de potencia y energía, la selección de componentes disponibles en el mercado y la contribución de la batería, el stack, sus auxiliares y el almacenamiento de hidrógeno a la masa y al volumen totales. En esta fase, el objetivo es disponer de una herramienta de predimensionamiento que permita comparar alternativas e identificar qué elementos limitan su viabilidad antes de abordar el diseño eléctrico y la integración final.

METODOLOGÍA DESARROLLADA

La metodología dimensiona un sistema híbrido de pila de combustible de hidrógeno y batería de ion-litio a partir de cuatro variables: potencia demandada, potencia instalada, reparto entre ambas fuentes y autonomía objetivo. A partir de estos datos se seleccionan componentes comerciales y se calcula la masa y el volumen del conjunto, incluyendo batería, stack, auxiliares y almacenamiento de hidrógeno.

Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Símbolo	Descripción
$P_{vehiculo}$	Potencia media demandada por el vehículo (W)	$E_{nom,celda}$	Energía nominal de la celda de la batería (Wh)
$P_{inst,sis}$	Potencia total instalada en el sistema híbrido (W)	$P_{nom,celda}$	Potencia nominal de la celda de la batería (W)
R_{req}	Autonomía requerida (h)	m_{celda}, V_{celda}	Masa y volumen de la celda de la batería (g, cm^3)
r_{FC}, r_{LiB}	Reparto de potencia entre pila y batería (-)	N	Número de celdas del pack de la batería (-)
$P_{req,i}$	Potencia requerida por la tecnología *i* (W)	$k_{pack,m}$, $k_{pack,V}$	Factores de empaquetado gravimétrico y volumétrico (-)
$E_{req,sis}$	Energía requerida por la misión (Wh)	m_{LiB}, V_{LiB}	Masa y volumen de la batería (g, cm^3)
$E_{req,i}$	Energía requerida a la tecnología *i* (Wh)	$P_{sel,FC}$	Potencia de selección del stack (W)
DoD	Profundidad de descarga admisible (-)	$P_{nom,FC}$	Potencia nominal del stack seleccionado (W)
$E_{sel,LiB}$	Energía de selección de la batería (Wh)	$m_{H2,FC}$	Consumo de hidrógeno del stack en el punto de operación nominal (g/h)
$E_{nom,LiB}$	Energía nominal instalada de la batería (Wh)	$m_{H2,tanque}$	Masa de hidrógeno necesaria (g)
$P_{nom,LiB}$	Potencia nominal de la batería (W)	m_{sis}, V_{sis}	Masa y volumen del sistema híbrido (g, cm^3)

Tabla I. Nomenclatura empleada en la metodología descrita

Hipótesis y consideraciones

La metodología busca comparar configuraciones de forma sencilla y reproducible, por lo que parte de un conjunto reducido de hipótesis. Estas simplificaciones permiten aislar el efecto de la potencia instalada, el reparto entre fuentes y la autonomía, aunque deben tenerse en cuenta al interpretar los resultados.

- **Potencia media constante**. Se representa el funcionamiento del vehículo mediante una potencia media $P_{vehículo}$ mantenida durante la autonomía considerada. No se reproducen aceleraciones, pendientes, frenadas ni otros cambios rápidos de carga. El objetivo es realizar un balance energético y un primer dimensionamiento.
- **Reparto proporcional entre fuentes.** La pila de combustible y la batería aportan de forma simultánea una fracción fija de la potencia demandada, definida por r_{FC} y r_{LiB}. De este modo, el reparto de energía durante el periodo de funcionamiento queda directamente ligado al reparto de potencia. Esta hipótesis permite estudiar cómo afecta cada combinación al tamaño de ambos subsistemas sin introducir todavía una estrategia de gestión energética.
- **Cálculo ideal de energía.** En esta fase no se incluyen las pérdidas de la electrónica de potencia, el rendimiento del motor ni las variaciones de eficiencia de la pila y la batería con el punto de funcionamiento. Los resultados representan por tanto un predimensionamiento comparativo. El diseño final deberá corregir estos valores con los rendimientos reales del sistema.

Asignación de potencia y energía

A partir de la potencia total instalada y del reparto definido entre ambas tecnologías, se obtiene la potencia requerida a cada una:

$$P_{req,i} = r_i \cdot P_{inst,sis}; i = \{FC; LiB\} \;\; ; \;\; r_{FC} + r_{LiB} = 1 \qquad (1)\ ;\ (2)$$

La energía requerida por la misión se obtiene de la potencia demandada por el vehículo y de la autonomía objetivo, y se reparte entre ambas fuentes conforme a la hipótesis de reparto proporcional:

$$E_{req,sis} = P_{vehiculo} \cdot R_{req} \;\; ; \;\; E_{req,i} = r_i \cdot E_{req,sis}; i = \{FC; LiB\} \qquad (2)\ ;\ (4)$$

Conviene distinguir entre la potencia instalada, que define el caso de estudio y gobierna la selección de los componentes, y la potencia demandada por el vehículo, que determina la energía consumida durante la misión.

Dimensionamiento de la batería de ion litio

La batería debe satisfacer dos requisitos independientes: almacenar la energía que le corresponde aportar durante la misión y entregar la potencia que le asigna el reparto. El requisito energético se corrige por la profundidad de descarga admisible, de forma que la energía nominal instalada sea superior a la energía efectivamente utilizada:

$$E_{sel,LiB} \geq \frac{E_{req,LiB}}{DoD} \qquad (3)$$

Se adopta DoD = 0,70, valor identificado experimentalmente sobre celdas cilíndricas de química NMC como el que maximiza la energía total entregada durante el tramo inicial de vida de la celda (Park, y otros, 2023). Seleccionada la celda comercial de referencia, el número de celdas del pack se obtiene como el mayor de los dos criterios, redondeado al entero superior:

$$N = max\left(\frac{E_{sel,LiB}}{E_{nom,celda}}, \frac{P_{req,LiB}}{P_{nom,celda}}\right) \qquad (4)$$

El empleo del máximo, y no de la suma, responde a que las mismas celdas proporcionan simultáneamente energía y potencia: el dimensionamiento queda determinado por el requisito más exigente de los dos. El redondeo al entero superior refleja que el pack se construye con un número entero de unidades comerciales, lo que conduce a una energía y una potencia instaladas superiores a las estrictamente requeridas:

$$E_{nom,LiB} = N \cdot E_{nom,celda} \;\; ; \;\; P_{nom,LiB} = N \cdot P_{nom,celda} \qquad (5)\ ;\ (8)$$

La masa y el volumen del pack se obtienen aplicando los factores de empaquetado, que contabilizan el sistema de gestión de batería, la carcasa, las conexiones y el cableado:

$$m_{LiB} = k_{pack,m} \cdot N \cdot m_{celda} \;\; ; \;\; V_{LiB} = k_{pack,V} \cdot N \cdot V_{celda} \qquad (6)\ ;\ (10)$$

Se adoptan $k_{pack,m}$ = 1,60 y $k_{pack,V}$ = 2,50, correspondientes a los factores celda-a-pack gravimétrico y volumétrico reportados para química NMC en vehículos eléctricos de batería (Koloch, Heienbrok, Kasperek, & Lienkamp, 2025).

Dimensionamiento del sistema de hidrógeno

El stack de la pila se selecciona de catálogo imponiendo que su potencia nominal cubra la potencia requerida, con un grado de sobredimensionamiento acotado:

$$1 \leq \frac{P_{sel,FC}}{P_{req,FC}} \leq k_{sobredimens} \qquad (7)$$

De la ficha del componente seleccionado se obtienen su potencia nominal, el consumo de hidrógeno en dicho punto, y las masas y volúmenes del stack y de sus auxiliares. La masa de hidrógeno necesaria se obtiene de la energía que debe aportar la pila y del consumo específico de hidrógeno del stack, evaluado en su punto nominal:

$$m_{H2,tanque} = E_{req,FC} \cdot \frac{\dot{m}_{H2,FC}}{P_{nom,FC}} \qquad (8)$$

Con este valor se selecciona el sistema de almacenamiento comercial, del que se obtienen la masa y el volumen del conjunto en condiciones de carga completa.

Sistema híbrido resultante

La masa y el volumen del sistema híbrido resultan de la suma de los tres subsistemas, contabilizando de forma diferenciada el stack, sus auxiliares y el almacenamiento de hidrógeno:

$$m_{sis} = m_{LiB} + m_{FC} + m_{BoP} + m_{tanque,lleno} \;\; ; \;\; V_{sis} = V_{LiB} + V_{FC} + V_{BoP} + V_{tanque,lleno} \qquad (9)\ ;\ (14)$$

La distinción entre la masa del stack y la de sus auxiliares resulta necesaria, ya que las fichas técnicas de los componentes comerciales suelen referirse únicamente al stack, mientras que el sistema funcional requiere adicionalmente regulador de presión, válvulas, controlador y elementos de conexión. El procedimiento completo se recoge en la Figura 1, donde se indican las variables de entrada, las variables intermedias y las salidas de cada bloque.

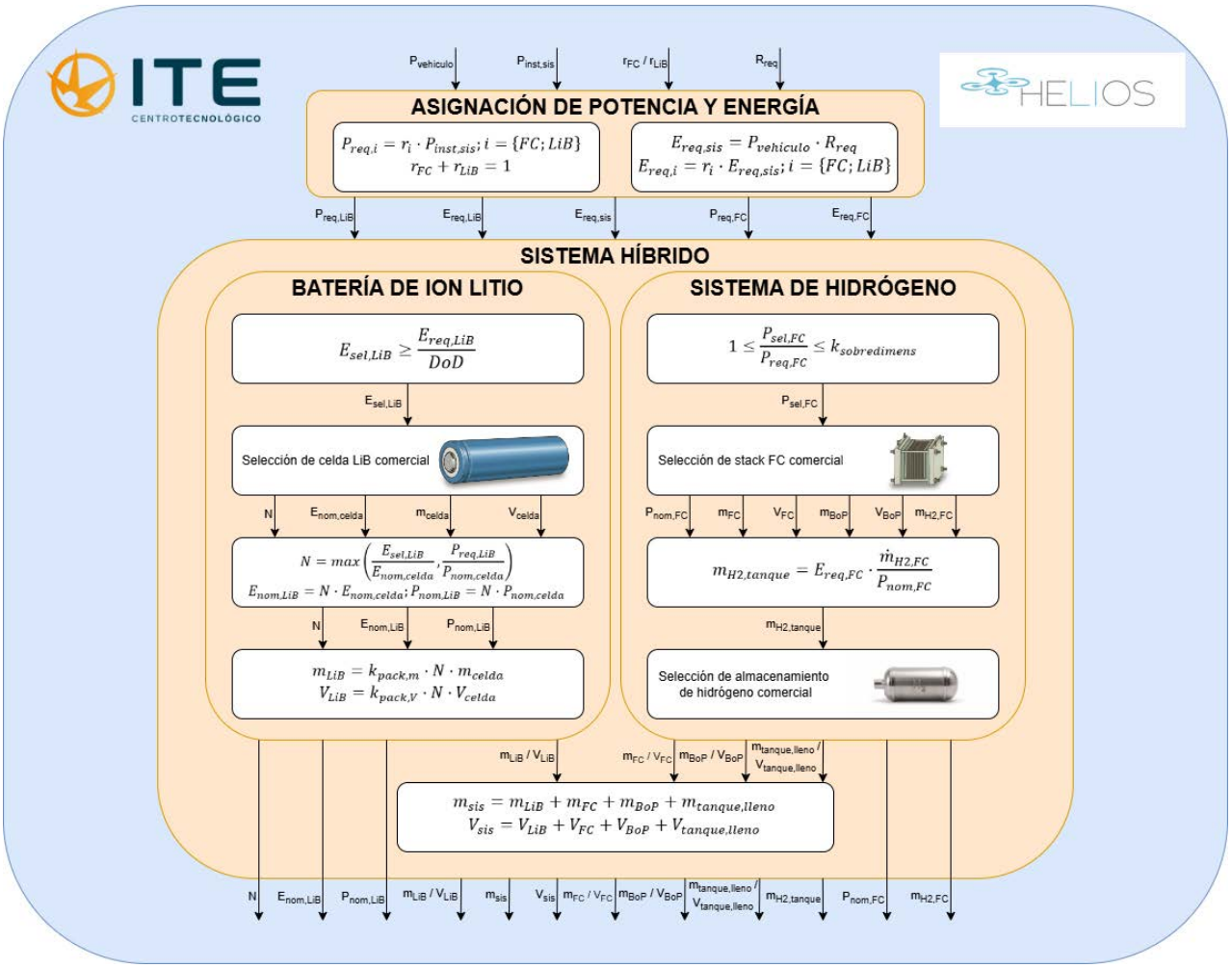


Figura 1. Esquema de la metodología de dimensionamiento de sistemas híbridos para aplicaciones de propulsión ligera.

CASO DE ESTUDIO: XIAOMI ELECTRIC SCOOTER 5 PRO

La metodología ha sido aplicada en el proyecto HELIOS al Xiaomi Electric Scooter 5 Pro. El vehículo parte de una masa de 22,4 kg, una batería de 477 Wh y un motor de 400 W de potencia nominal. Sobre esta base, el estudio plantea una pregunta concreta: si para aumentar un 20 % la autonomía compensa hibridar con hidrógeno o resulta más ventajoso aumentar directamente la batería.

Como punto de partida se considera una autonomía de 2,40 h. A partir de la energía nominal de la batería, esto equivale a una potencia media de 198,8 W (477 Wh/2,40 h). Con el incremento planteado, la autonomía objetivo pasa a 2,88 h, mientras que la potencia total instalada se mantiene en 400 W, igual a la potencia nominal del motor. Para el dimensionamiento se adopta un reparto equilibrado entre ambas fuentes (r_{FC}=r_{LiB}=0,50) junto con DoD = 0,70, $k_{pack,m}$ = 1,60 y $k_{pack,V}$ = 2,50. Conviene señalar que esos 198,8 W representan un valor medio de balance energético y no la variación real de potencia durante la conducción; por tanto, el caso se utiliza para predimensionar la arquitectura, no para reproducir el comportamiento dinámico del vehículo.

La batería se construye a partir de la celda Amprius SA112 de formato 21700, con 22,5 Wh, 13 A de descarga continua, 3,46 V, 72 g y 26,3 cm³. Para la parte de hidrógeno se selecciona un stack Horizon H-200 de 200 W, con un consumo nominal de 2,6 L/min y una masa de 2.230 g, al que se añade un controlador de 400 g. El almacenamiento se resuelve con un cilindro comercial de 2 L a 300 bar, cuya masa en carga completa es de 1.300 g.

Con esta configuración, el caso de estudio no solo permite comprobar si se alcanza la autonomía buscada, sino también identificar de dónde sale realmente la penalización de masa y en qué condiciones podría empezar a tener sentido la hibridación.

Análisis de resultados

Para las condiciones consideradas, la energía total requerida asciende a 572,4 Wh. Con un reparto 50/50, batería y pila de combustible deben aportar 286,2 Wh cada una, con una potencia asignada de 200 W por rama. En la batería, el criterio que manda es el energético: hacen falta 18,2 celdas por energía, frente a solo 4,5 por potencia, por lo que el dimensionamiento queda fijado por la capacidad y conduce a un pack de 19 celdas, 427,5 Wh, 854,6 W y una masa aproximada de 2,19 kg. En la parte de hidrógeno, el stack seleccionado cubre exactamente la potencia requerida. A partir de su consumo nominal, el hidrógeno necesario para cubrir la autonomía objetivo resulta ser de 20,1 g.

Magnitud	Valor
Autonomía objetivo	2,88 h
Energía de misión	572,4 Wh
Batería híbrida	19 celdas; 427,5 Wh; 2,19 kg
Pila de combustible y controlador	200 W; 2,63 kg
Almacenamiento de hidrógeno	1,30 kg; 20,1 g H_2 requeridos
Masa del sistema híbrido	6,12 kg
Masa respecto al vehículo	27,3 %
Energía de misión / masa del sistema	93,6 Wh/kg
Solución equivalente solo con batería	37 celdas; 832,5 Wh; 4,26 kg

Tabla II. Resumen de resultados de la configuración híbrida.

El primer resultado relevante es que el sistema híbrido alcanza una masa de 6,12 kg. De ese total, 3,93 kg corresponden al conjunto formado por stack, controlador y depósito, es decir, cerca del 64 % de la masa total. Esto deja claro que la principal penalización no viene de la cantidad de hidrógeno consumida, sino del peso de los elementos necesarios para integrarlo en el sistema. De hecho, aunque para el caso estudiado solo hacen falta 20,1 g de H_2, el cilindro seleccionado puede almacenar en torno a 47 g a 300 bar, por lo que se aprovecha aproximadamente el 43 % de su capacidad. En otras palabras, el resultado queda muy condicionado por el escalón mínimo disponible en catálogo, no por la necesidad real de hidrógeno.

Para valorar si esa penalización compensa, se ha dimensionado también una solución equivalente basada únicamente en batería y con los mismos criterios de cálculo. En ese caso se requieren 817,7 Wh nominales, que se traducen en 37 celdas, 832,5 Wh instalados y una masa aproximada de 4,26 kg. Por tanto, para la autonomía considerada, la solución híbrida resulta 1,86 kg más pesada, lo que supone un incremento del 43,5 % frente a la alternativa puramente eléctrica.

En una solución solo con batería, la masa crece casi de forma proporcional al aumento de autonomía. En cambio, en la arquitectura híbrida, buena parte de la masa del sistema de hidrógeno se mantiene prácticamente constante mientras no sea necesario pasar a un stack o a un depósito mayores. Por eso, al aumentar la autonomía, la diferencia entre ambas soluciones se reduce. Con los componentes y las hipótesis adoptadas, ambas igualan su masa en torno a 5,5 h. Ese valor debe entenderse como un resultado propio de este caso y no como un umbral general.

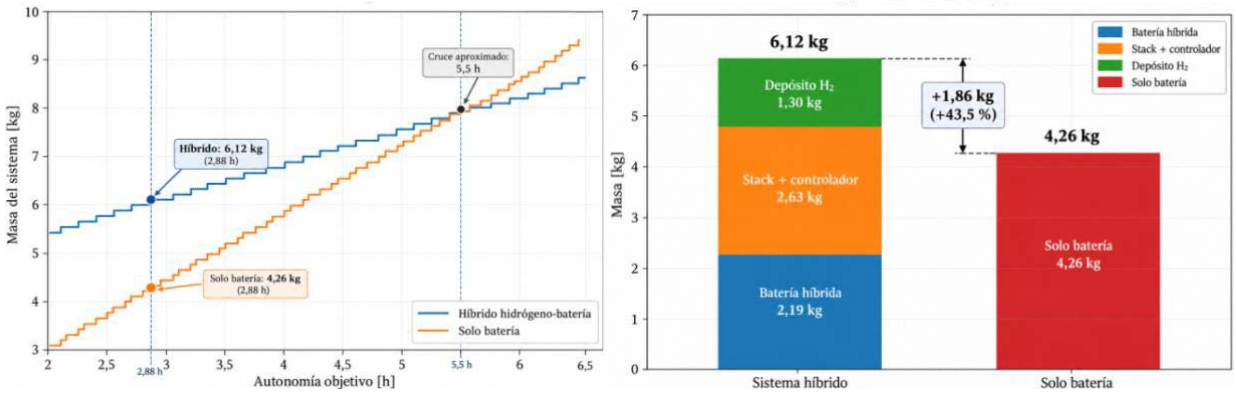


Figura 2. Resultados del caso de aplicación de la metodología descritos

CONCLUSIONES

La metodología descrita permite predimensionar sistemas híbridos de hidrógeno y batería con componentes comerciales y evaluar cómo afectan la autonomía, el reparto de potencia y la selección de componentes a la masa y el volumen del conjunto. Aplicada al Xiaomi Electric Scooter 5 Pro para aumentar un 20 % su autonomía, la solución híbrida alcanza aproximadamente 6,12 kg, frente a 4,26 kg de una alternativa basada solo en batería. Para las 2,88 h consideradas y un reparto 50/50, la hibridación no aporta por tanto una ventaja en masa.

La principal limitación está en la masa del stack, sus auxiliares y el depósito, más que en la cantidad de hidrógeno necesaria. Mientras la masa de la batería crece con la energía requerida, buena parte del sistema de hidrógeno se mantiene prácticamente constante hasta pasar a componentes de mayor tamaño. Con los elementos y las hipótesis adoptadas, ambas soluciones igualan su masa alrededor de 5,5 h de autonomía. Esto muestra que la viabilidad de la hibridación depende tanto de la energía requerida como de la oferta real de componentes. La metodología permite identificar ese límite antes de abordar el diseño detallado. El trabajo continúa incorporando perfiles reales de uso, rendimientos en distintos puntos de funcionamiento, configuración eléctrica, electrónica de potencia, gestión térmica y estrategia de gestión energética.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto HELIOS (IMDEEA/2025/107) ha sido financiado por IVACE+i y la Unión Europea, en el marco del Programa FEDER Comunitat Valenciana 2021–2027. Se agradece la colaboración de A3SDRONES, UAVWORKS, SKATEFLASH, DOMOBIT y VECLA, cuya participación contribuye a la integración, validación y transferencia de los desarrollos a aplicaciones reales de movilidad ligera.

REFERENCIAS

- Hyun, D., Han, J., & Hong, S. (2024). Development of hybrid-powered, sustainable multi-purpose drone system: An analysis model. *International Journal of Hydrogen Energy, 61*, 762–773.
- Koloch, J., Heienbrok, M., Kasperek, M., & Lienkamp, M. (2025). From Cell to Pack: Empirical Analysis of the Correlations Between Cell Properties and Battery Pack Characteristics of Electric Vehicles. *World Electric Vehicle Journal, 16*, 484.
- Park, S.-J., Song, Y.-W., Kang, B.-S., Kim, W.-J., Choi, Y.-J., Kim, C., & Hong, Y.-S. (2023). Depth of discharge characteristics and control strategy to optimize electric vehicle battery life. *Journal of Energy Storage, 59*, 106477.
- Shen, Z., Liu, S., Zhu, W., Ren, D., Xu, Q., & Feng, Y. (2024). A Review on Key Technologies and Developments of Hydrogen Fuel Cell Multi-Rotor Drones. *Energies, 17*(16), 4193.
- Weyers, C., & Bocklisch, T. (2018). Simulation-based investigation of energy management concepts for fuel cell–battery–hybrid energy storage systems in mobile applications. *Energy Procedia*.

OPPORTUNITY COST ANALYSIS OF AGGREGATED DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES FOR PARTICIPATION IN LOCAL FLEXIBILITY MARKETS

Ane Feijoo-Arostegui, Predoctoral Researcher, IKERLAN
Haizea Gaztañaga, Energy Storage and Management team leader, IKERLAN
Ander Goikoetxea, Lecturer/Researcher, Mondragon Unibertsitatea (MU)

Abstract: The participation of aggregated distributed energy resources (DERs) in local flexibility markets (LFMs) creates a trade-off between market revenues and the fulfillment oflocal economic objectives. This paper formulates and evaluates the opportunity cost of flexibility provision using a mutual multi-stage hierarchical energy management system. The analysis focuses exclusively on a heterogeneous case study, with a portfolio comprising demand, photovoltaic generation, and battery storage. Four day-ahead LFM zones, extrapolated from UK Power Networks data to the Spanish context, are assessed over one year at 15-minute resolution. Opportunity cost is defined as the increase in local operating cost relative to the optimal baseline and normalized by delivered flexibility energy. Portfolio-level normalized opportunity costs range from 0.0135 to 0.0145 €/kWh. The results show that market attractiveness depends on asset type, activation timing, and flexibility direction, while volume-weighted aggregation can conceal conflicts between the portfolio optimum and individual DER preferences. The proposed metric, therefore, provides an actionable floor price for bidding and portfolio allocation.

Key words: distributed energy resources, opportunity cost, aggregation, local flexibility market, battery storage, energy management system

INTRODUCTION

The increasing penetration of variable renewable generation, electrified demand, and distributed storage is increasing the need for operational flexibility in distribution networks. Local flexibility markets (LFMs) enable distribution system operators to procure geographically and temporally specific changes in net power, thereby supporting congestion management and potentially deferring network reinforcement (Villar et al., 2018; Chondrogiannis et al., 2022). However, individual distributed energy resources (DERs) are often too small to participate directly in those markets. Aggregators can overcome these limitations by coordinating multiple assets as a controllable portfolio (Kerscher and Arboleya, 2022).

Delivering flexibility nevertheless requires DERs to deviate from their economically optimal baseline operation. Such deviations can modify grid-energy exchanges, photovoltaic self-consumption, energy-arbitrage schedules, and battery cycling, thereby increasing local operating costs. This incremental cost constitutes the opportunity cost of market participation and provides a minimum remuneration threshold for economically rational flexibility provision. Previous studies have represented flexibility costs through cost curves, optimal schedules, and bid-price formulations, demonstrating their dependence on the baseline, activation period, requested volume, and asset constraints (De Coninck and Helsen, 2016; Harder et al., 2020; Wanapinit et al., 2021, 2022). A real industrial behind-the-meter installation further showed that service duration, activation time, and periodicity materially affect the economic impact of flexibility provision (Feijoo-Arostegui et al., 2025).

This paper extends opportunity-cost assessment from a single DER to a heterogeneous portfolio coordinated through the mutual multi-stage hierarchical energy management system (EMS) proposed in Feijoo-Arostegui et al. (2026). In the paper flexibility provision scheme is detailed in Section 2, along with the opportunity cost formulations. Section 3 presents the case study used, and Section 4 presents and discusses the opportunity cost assessment, analyzed both at the aggregate and individual levels.

METHODOLOGY

Flexibility provision scheme

In line with current Spanish national research, this paper is based on OMIE's developmental platform for short-term LFMs. This platform has been tested within various European projects. The main objective of the presented day-ahead LFM is to address predictable congestions. This market is scheduled to have a Gate Opening Time (GOT) of 15:00 and a Gate Closing Time (GCT) of 15:45. Aggregators and DERs willing to engage in flexibility service provision must bid within this timeframe.

More specifically, the aggregator's portfolio of DERs aiming to participate in the LFM is responsible for performing its planned baseline operation before the GOT and sending it to the aggregator. With this information, the aggregator calculates the flexibility bids and saves the committed baseline operation for the later calculation of flexibility commitment fulfillment in the billing period. Subsequently, once the LFM is cleared and the aggregator receives the corresponding accepted bid amount, the aggregator plans the optimal flexibility references for each DER based on the market results. At the end of the day before flexibility delivery, each DER replans its operation in order to respond to the requested flexibility while considering its local objectives. Lastly, on the delivery day, the DER local EMS performs the planned operation using real-time DER asset measurements. The mentioned flexibility provision scheme was developed and detailed in Feijoo-Arostegui et al. (2026), along with a mutual multi-stage EMS for DER aggregation and participation in these LFMs. The framework combines aggregator-level optimization with decentralized DER planning and real-time control, preserving local objectives while enforcing accepted flexibility commitments.

Opportunity-cost formulation

The absolute opportunity cost (OC_n in [€]) incurred by a DER for providing flexibility can be mathematically formulated as the difference between the local operational cost during the flexibility activation scenario ($C_n^{op,flex}$ in [€]) and the baseline operation ($C_n^{op,base}$ in [€]), see Equation (1). Both local operational costs are calculated in the same way, as expressed in Equation (2) (C_n^{op} in [€]) by adding the respective retailer energy cost ($C_n^{energy,ret}$ in [€]) and the battery degradation cost ($C_n^{BT,deg}$) within each operation.

$$OC_n = C_n^{op,flex} - C_n^{op,base} \quad (1)$$

$$C_n^{op} = C_n^{energy,ret} + C_n^{BT,deg} \quad (2)$$

While the absolute opportunity cost provides a measure of the total financial impact on the DERs, it is highly dependent on the magnitude and duration of the requested flexibility. Consequently, evaluating and comparing the economic efficiency of different LFM designs based solely on absolute costs can be misleading, since a larger flexibility request will naturally yield a higher absolute opportunity cost. To conduct a fair, objective comparison across various LFM zones and their specific characteristics, the opportunity cost must be normalized.

The Normalized Opportunity Cost (NOC), expressed in monetary units per unit of energy [€/kWh], isolates the cost of deviating from the baseline per unit of flexibility delivered. It is calculated by dividing the absolute opportunity cost by the total energy volume of the flexibility provided (E_n^{flex} in [kWh]):

$$NOC = \frac{OC_n}{E_n^{flex}} = \frac{C_n^{op,flex} - C_n^{op,base}}{E_n^{flex}} \quad (3)$$

This normalized metric is fundamental for the subsequent comparative analysis. Beyond merely quantifying the deviation penalty, it serves as the benchmark to evaluate whether the actual remuneration schemes offered by the evaluated LFM zones are financially viable. From a strategic standpoint, this assessment allows the aggregator to determine whether committing its DER portfolio to a specific LFM is profitable or whether it is more economically preferable to abstain from participation.

CASE STUDY

The case study comprises a heterogeneous DER portfolio and four day-ahead LFM scenarios. Annual simulations were performed for 2023 at 15-minute resolution to capture seasonal and intraday variations in demand, PV generation, electricity prices, battery operation, and flexibility activations. The overall case-study configuration and the interactions among the stakeholders involved are illustrated in Figure I. The following subsections describe the aggregated DER portfolio and the selected LFM zones in detail.

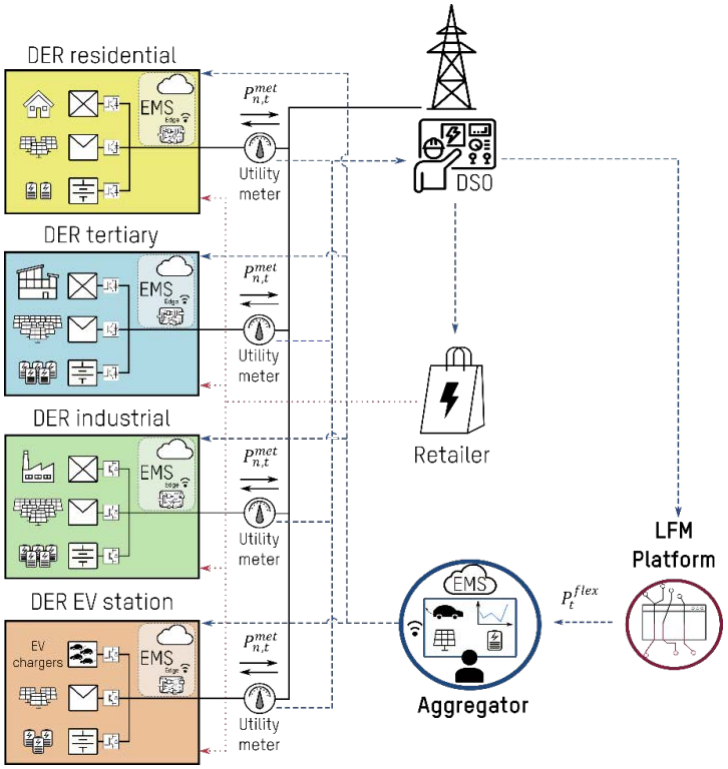


Figure I. Graphical representation of the case study.

Aggregator DER portfolio

This case study evaluates a heterogeneous portfolio of four DERs, classified according to consumer profile and flexibility potential: two residential individual self-consumption units (DER1 and DER2), one large industrial facility (DER3), and one EV charging station (DER4). Each DER integrates PV generation and a battery under an individual self-consumption scheme, as summarized in Table I. Battery-degradation parameters and DER characteristics follow the case study presented in Feijoo-Arostegui et al. (2026).

Parameter	DER1	DER2	DER3	DER4
Tariff	2.0TD	2.0TD	6.1TD	3.0TD
$P_n^{PV,inst}$	4.8 kW	15 kW	100 kW	100 kW
$E_n^{PV,annual}$	6,745.70 kWh	21,080.33 kWh	120,883.50 kWh	140,535.56 kWh
$P_n^{grid,max}$	5 kW	15 kW	258 kW	172.5 kW
$E_n^{load,annual}$	9,363.76 kWh	28,091.29 kWh	582,498.61 kWh	82,289.56 kWh
$P_n^{BT,max}$	5.76 kW	11.2 kW	39 kW	125 kW
$E_n^{BT,nom}$	8.6 kWh	17.2 kWh	75 kWh	150 kWh
$\lambda_n^{grid,imp}$	0.1121 €/kWh	0.1121 €/kWh	0.0951 €/kWh	0.1208 €/kWh
$\lambda_n^{grid,exp}$	0.0871 €/kWh	0.0871 €/kWh	0.0871 €/kWh	0.0871 €/kWh

Table I. DERs' technical characteristics.

LFM characterization

To ensure a realistic representation of LFM participation in terms of flexibility volumes, activation periodicity, service-window duration, and clearing prices, actual dispatch data from the UK Power Networks (UKPN) day-ahead LFM were

used. The dataset was retrieved from the UKPN open database and covers the period from March 2024 to March 2025. These data were temporally mapped and economically extrapolated to the 2023 Spanish scenario. Since UKPN's flexibility procurement is organized into geographically delimited zones, four areas were selected. The resulting LFM scenarios are summarized in Table II.

Zone	Direction	Number of activations	Annual flexibility energy	Mean flexibility price
Z1	Upwards	516	9,433.56 kWh	1.324 €/kWh
Z2	Downwards	290	4,763.68 kWh	3.008 €/kWh
Z3	Upwards	404	6,467.68 kWh	1.097 €/kWh
Z4	Downwards	938	18,077.39 kWh	2.512 €/kWh

Table II. Characteristics of the extrapolated day-ahead LFM zones.

RESULTS AND DISCUSSION

The opportunity-cost assessment is conducted at two complementary temporal and aggregation levels. First, the annual *NOC* is evaluated for each individual DER and for the aggregated portfolio across the four LFM zones. This annual analysis provides a representative cost per unit of flexibility energy and enables a direct comparison between DER typologies, flexibility directions, and market zones. Subsequently, the aggregated *NOC* is disaggregated by hour of activation to identify the temporal variability concealed by the annual indicators. Accordingly, Table III presents the annual individual and aggregated *NOC* values, while Figure II illustrates the hourly distribution of the aggregated portfolio *NOC* for each LFM zone.

Table II reveals significant heterogeneity among individual DERs. Residential prosumers (DER1 and DER2) and the industrial facility (DER3) exhibit higher *NOC* values in the upward-flexibility zones (Z1 and Z3), reaching up to 0.0349 €/kWh, whereas lower costs are generally observed in the downward-flexibility zones. In contrast, DER4 (EV charging station) shows the lowest *NOC* values in upward-flexibility markets, with a minimum of 0.0041 €/kWh in Z3. This behavior reflects the availability of battery capacity during periods of limited charging demand, allowing flexibility provision with reduced interference with local economic objectives.

LFM	DER1	DER2	DER3	DER4	Aggregated
Z1	0.0349 €/kWh	0.0324 €/kWh	0.0262 €/kWh	0.0049 €/kWh	0.0135 €/kWh
Z2	0.0139 €/kWh	0.0187 €/kWh	0.0083 €/kWh	0.0178 €/kWh	0.0145 €/kWh
Z3	0.0338 €/kWh	0.0309 €/kWh	0.0274 €/kWh	0.0041 €/kWh	0.0136 €/kWh
Z4	0.0337 €/kWh	0.0314 €/kWh	0.0251 €/kWh	0.0062 €/kWh	0.0144 €/kWh

Table II. Annual NOC per LFM zone, detailing individual DER and aggregated portfolio results.

Despite the dispersion of individual results, portfolio-level *NOC* values remain relatively stable across all LFM zones, ranging only from 0.0135 €/kWh (Z1) to 0.0145 €/kWh (Z2). The aggregated indicator is calculated as the ratio between total opportunity cost and total delivered flexibility energy; therefore, it reflects a volume-weighted contribution rather than the arithmetic average of individual DER costs. Consequently, DER4, which provides a substantial share of portfolio flexibility at comparatively low cost, strongly influences the aggregated result. This explains why Z1 presents the lowest portfolio *NOC*, despite not being the preferred zone for any individual DER.

The annual portfolio indicator is useful for estimating an overall minimum remuneration level, but it does not capture the temporal dependence of opportunity cost. Flexibility provision modifies a DER schedule relative to its optimized baseline, and the economic consequence of this deviation depends on the hour of activation. The same flexibility direction and energy volume can produce different costs depending on electricity price, photovoltaic generation, demand level, battery state of charge, and the battery operation originally scheduled by the local EMS.

Furthermore, the hourly distribution of the aggregated *NOC* in each LFM zone is evaluated. Figure II shows the *NOC* variation with respect to the flexibility service activation time. The blank intervals in the subplots explicitly denote hours for which no flexibility was requested because no LFM was opened. In the presented boxplots, the colored box represents the interquartile range, spanning from the 25th to the 75th percentile and encompassing the central 50%

of the data. The solid horizontal line inside the box denotes the median of the distribution. The vertical lines extending from the boxes, known as whiskers, represent the maximum and minimum values of the aggregated *NOC*, illustrating the full range of cost dispersion for each hour. A comparative analysis of the subplots reveals marked temporal heterogeneity. This variability is not arbitrary; rather, it is directly driven by the operational nature of the assets comprising the portfolio. As previously noted, this portfolio's capacity is heavily dominated by DER4, the EV charging station, which actively engages in energy arbitrage alongside its primary charging duties. This specific technological and operational profile provides the fundamental rationale for the observed diurnal cost patterns.

This dynamic is particularly evident in subplot d (LFM Z4, downward flexibility). While flexibility is requested across the entire 24-hour horizon, the median *NOC* peaks prominently during the night and early morning hours (00:00 to 08:00), frequently exceeding 0.04 €/kWh. In an optimized energy arbitrage strategy, the baseline generally relies on charging the batteries during the lowest-price hours (typically around 03:00 to 05:00). Forcing a downward deviation, requiring the asset to increase consumption (i.e., charge the battery), outside these narrow optimal windows forces the procurement of energy at suboptimal off-peak tariffs, thereby disrupting the asset's core profitability mechanism. Conversely, during midday (09:00 to 15:00), the *NOC* drops significantly. During this period, the batteries' SOCs are generally low, and local PV generation increases. Consequently, providing downward flexibility by absorbing surplus solar generation or charging the batteries at low grid prices aligns well with the DERs' state, making provision cheaper.

The contrasting nature of upward flexibility (Z1 and Z3) is distinctly illustrated in subplots a and c. Both zones exhibit identical activation windows and similar cost profiles: activations occurring during the early afternoon (12:00 to 14:00) present low opportunity costs, whereas requests during the evening peaks (17:00 to 20:00) cause the *NOC* to escalate with significant variance. Providing upward flexibility, by discharging the battery, during the critical evening hours is unfavorable. According to the baseline operation, the DERs are already discharging at maximum capacity during these hours to sell stored energy when grid prices are at their highest. Responding to an LFM signal requires withholding energy in advance, thereby cannibalizing the peak-arbitrage profits they originally intended to capture.

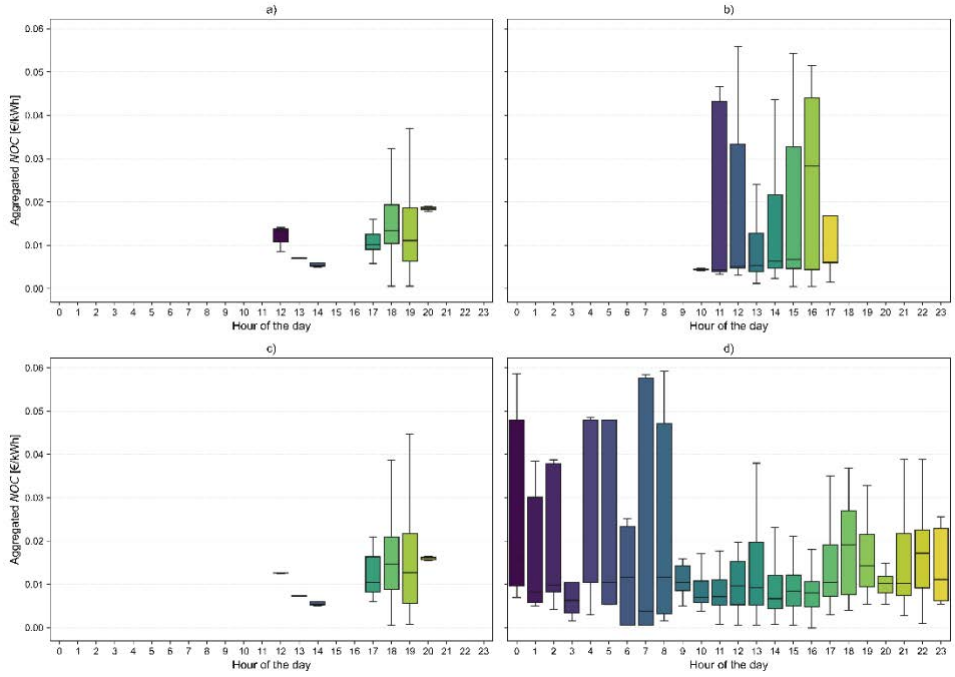


Figure II. Hourly distribution of the aggregated NOC for the DER portfolio. The subplots detail the temporal cost dynamics for a) LFM Z1, b) LFM Z2, c) LFM Z3, and d) LFM Z4.

CONCLUSIONS

This paper quantified the opportunity cost of aggregated DER participation in LFMs using a heterogeneous portfolio as a case study. Opportunity cost was defined as the incremental retailer and battery-degradation cost caused by deviating from the DER's optimal baseline and was normalized by delivered flexibility energy to enable comparison across assets and market zones.

The annual portfolio *NOC* ranges from 0.0135 €/kWh in Z1 to 0.0145 €/kWh in Z2. Individual DER values are considerably more dispersed, demonstrating that the economic cost of flexibility is driven by asset type and operating conditions. DER4, the EV charging station, provides the dominant flexibility volume at low unit cost in the upward zones, thereby reducing the portfolio *NOC*. As a result, the portfolio-optimal zone does not necessarily coincide with each participant's preferred zone.

Opportunity-cost calculation is necessary to define credible minimum bid prices and prevent flexibility revenues from being offset by lost local savings or accelerated degradation. Heterogeneous portfolios can lower total flexibility cost through complementary operating patterns. Lastly, aggregated cost minimization must be paired with transparent settlement rules, because energy-volume weighting can conceal the under-compensation of smaller or more expensive DERs. Consequently, quantifying opportunity costs provides an essential basis for the aggregator, aligning aggregator profitability with participant incentives and optimal bidding.

ACKNOWLEDGEMENTS

This research has been carried out as a part of the RESINET+ (Basque Government ELKARTEK Research Program KK-2025/00100) and of the R5DES (Ministry of Science and Innovation and the Centre of Technological Industrial Development of Spain under the CERVERA program, Exp. CER-20251021) projects. The sole responsibility of this publication lies with the authors.

REFERENCES

Chondrogiannis, S., Vasiljevska, J., Marinopoulos, A., Papaioannou, I. & Flego, G., 2022, Local electricity flexibility markets in Europe, Publications Office of the European Union. doi: 10.2760/9977.

De Coninck, R. & Helsen, L., 2016, Quantification of flexibility in buildings by cost curves: Methodology and application, Applied Energy, 162, 653-665. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.114.

Feijoo-Arostegui, A., Gaztanaga, H., Ochoa, L., Iparragirre, U., Orive, A. & Goikoetxea, A., 2025, Flexibility provision of an industrial behind-the-meter energy storage system installation through an Edge-Cloud based energy management system, 21st International Conference on the European Energy Market, 1-7. doi: 10.1109/EEM64765.2025.11050350.

Feijoo-Arostegui, A., Gaztanaga, H. & Goikoetxea, A., 2026, A mutual multi-stage hierarchical energy management system for distributed energy resources aggregation to enhance distribution grid flexibility, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 181, 112083. doi: 10.1016/j.ijepes.2026.112083.

Harder, N., Qussous, R. & Weidlich, A., 2020, The cost of providing operational flexibility from distributed energy resources, Applied Energy, 279, 115784. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115784.

Kerscher, S. & Arboleya, P., 2022, The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 134, 107361. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107361.

Villar, J., Bessa, R. & Matos, M., 2018, Flexibility products and markets: Literature review, Electric Power Systems Research, 154, 329-340. doi: 10.1016/j.epsr.2017.09.005.

Wanapinit, N., Thomsen, J., Kost, C. & Weidlich, A., 2021, An MILP model for evaluating the optimal operation and flexibility potential of end-users, Applied Energy, 282, 116183. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116183.

Wanapinit, N., Thomsen, J. & Weidlich, A., 2022, Integrating flexibility provision into operation planning: A generic framework to assess potentials and bid prices of end-users, Energy, 261, 125261. doi: 10.1016/j.energy.2022.125261.

FLUJO DE TRABAJO BASADO EN UN MODELO ÚNICO PARA DISEÑAR Y VALIDAR TRANSICIONES EN MICRORREDES INDUSTRIALES

Miguel Alonso, Senior Application Engineer, MathWorks
Rajarshi Dutta, Principal Research Engineer, MathWorks

Resumen: Las transiciones entre operación conectada y en isla son momentos críticos: el controlador debe mantener el equilibrio entre generación y demanda mientras aísla o reconecta la microrred sin interrumpir las cargas. Este trabajo presenta un flujo de diseño y verificación basado en estados y escenarios, tomando IEEE 2030.7 e IEEE 2030.8 como referencias. El controlador separa la función de despacho, que coordina recursos y consignas, de la función de transición, que organiza dos modos estables —conectado y en isla— y cuatro secuencias: isla planificada, isla no planificada, arranque en negro y resincronización. La lógica se ejecuta sobre una única arquitectura de Simulink/Simscape y Stateflow, aplicada a una microrred industrial híbrida con generación diésel, fotovoltaica y BESS grid-forming, inspirada en Gómez et al. (2020). Los requisitos expresables mediante valores nominales, límites, perfiles y temporizaciones se parametrizan para adaptarlos al operador del sistema de transporte (TSO) o distribución (DSO) sin modificar la estructura. El mismo modelo permite diseñar secuencias, automatizar escenarios y registrar estados, maniobras e indicadores. El valor del flujo reside en evitar modelos divergentes y generar evidencia trazable que acelere el desarrollo y favorezca una operación más predecible y segura.

Palabras clave: microrredes, modelo único, control de transición, máquinas de estado, simulación eléctrica, BESS, grid-forming, trazabilidad

INTRODUCCIÓN

Considérese una microrred insular o industrial conectada a la red principal mediante una interconexión limitada y equipada con generación diésel, fotovoltaica y baterías. Si una tormenta o un fallo interrumpe la conexión, el controlador debe aislarla en segundos, equilibrar generación y demanda y mantener las cargas críticas. Cuando la red regresa, debe resincronizar y reconectar sin provocar corrientes transitorias ni disparos; tras un apagón total, puede necesitar un arranque en negro (black start) y una recuperación escalonada. Incluso una desconexión planificada por mantenimiento resulta crítica si la secuencia no está correctamente coordinada (Majumder, 2013).

IEEE 2030.7 distingue dos funciones complementarias del controlador de microrred. El despacho coordina los recursos y sus consignas de potencia, tensión y frecuencia para mantener el balance. La función de transición selecciona el despacho adecuado y gobierna interruptores y cargas durante el cambio de modo. Esta lógica puede organizarse en seis estados operativos: dos estables —conectado y en isla— y cuatro secuencias de transición —isla planificada, isla no planificada, arranque en negro y resincronización—. Explicitar los estados, las condiciones y las acciones elimina ambigüedad y facilita que el operador comprenda el progreso de cada secuencia (IEEE, 2017).

La máquina de estados debe verificarse junto con la respuesta eléctrica y mediante escenarios completos, no como una lógica aislada (IEEE, 2018). El flujo integra en una arquitectura común la planta industrial híbrida en Simulink/Simscape, el control en Stateflow, los BESS grid-forming, las configuraciones y el análisis. La arquitectura, inspirada en Gómez et al. (2020) e implementada a partir del repositorio Microgrid Design with Simscape (MathWorks, 2026a), permite recorrer las transiciones sin crear un modelo para cada régimen.

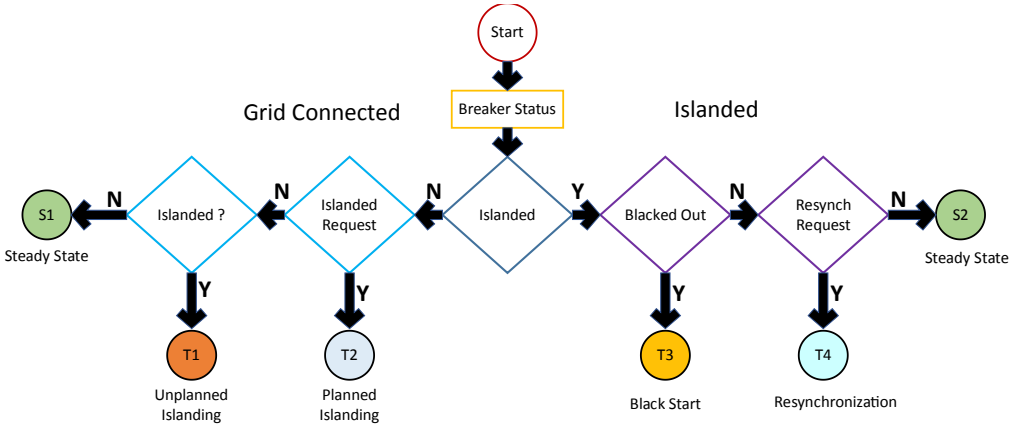


Figura 1. Funciones y estados operativos del controlador de microrred. Fuente: IEEE 2030.7 (IEEE, 2017).

MODELO ÚNICO COMO FUENTE DE VERDAD

El interés del caso de estudio no reside en una configuración o potencia concreta, sino en disponer de una única arquitectura ejecutable para todos los estados de la microrred. La planta eléctrica y el control permanecen en el mismo modelo, mientras que cada escenario se define mediante parámetros: estado inicial de los interruptores, instante de las órdenes, referencias P/Q/V/f, secuencia de conexión de cargas, límites de operación y perturbaciones. De este modo, recorrer la operación conectada, la isla planificada o no planificada, la resincronización y el arranque en negro no requiere mantener modelos diferentes. La arquitectura común, junto con sus configuraciones y scripts versionados, constituye la fuente de verdad para diseñar y verificar las transiciones.

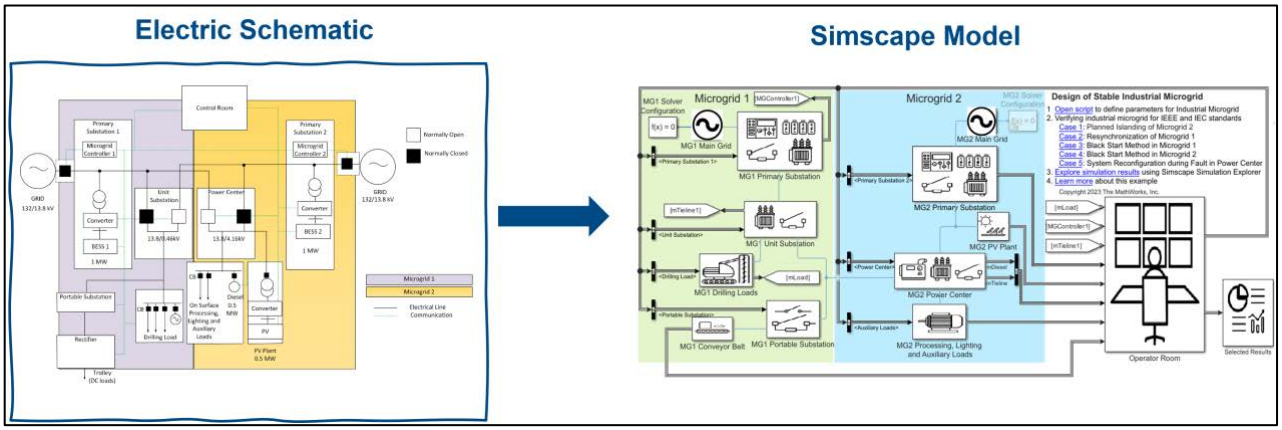


Figura 2. Banco de pruebas parametrizable e implementación en Simscape Electrical. Fuente: Gómez et al. (2020) y MathWorks (2026b), diapositiva 9.

La parametrización también permite adaptar programáticamente la parte del sistema que participa en cada simulación. El escenario activa o comenta los subsistemas de la microrred 1 (MG1) y la microrred 2 (MG2). Cuando solo se necesita una, la otra se excluye de la compilación, reduciendo los componentes y ecuaciones físicas que Simscape debe ensamblar y resolver. Cuando el escenario requiere ambas microrredes, como en una reconfiguración por fallo, permanecen activas y se ajusta programáticamente la configuración del solucionador.

La arquitectura se eligió como banco de pruebas por su diversidad y no por sus valores nominales. Contiene dos microrredes con conexiones independientes a la red principal, controladores propios, BESS grid-forming, subestaciones, interruptores y cargas industriales. MG1 incorpora cargas de perforación, transporte y una subestación portátil; MG2 añade generación fotovoltaica, un grupo diésel, un centro de potencia y cargas de procesamiento y servicios auxiliares. La presencia de múltiples recursos, puntos de maniobra, fallos y un enlace entre microrredes permite recorrer las transiciones críticas sobre una planta suficientemente representativa.

CONTROL DE TRANSICIONES Y SOPORTE GRID-FORMING

El control de transiciones se implementa en Stateflow para convertir cada maniobra crítica en una secuencia explícita de estados, condiciones y acciones. El supervisor distingue dos estados estables —conectado a red y operación en isla— y cuatro secuencias de transición: isla planificada, isla no planificada, resincronización y arranque en negro. Cada estado o etapa determina la función de despacho, los interruptores y cargas que pueden maniobrarse y las condiciones eléctricas que deben cumplirse antes de avanzar. Stateflow permite así planificar la secuencia, diseñar su lógica, ejecutarla sobre la planta simulada y registrar el recorrido. La Figura 3 muestra la máquina de estados que implementa la operación de la microrred.

Cada transición responde a un objetivo operativo diferente. En una isla planificada, el despacho reduce el intercambio de potencia en el punto común de conexión (PCC) antes de abrir su interruptor. Ante una pérdida imprevista de la red, la isla no planificada prioriza el aislamiento y el despacho de emergencia. Durante la resincronización se ajustan tensión, frecuencia y ángulo antes de autorizar el cierre. En un arranque en negro, el sistema energiza una red inicialmente desactivada y recupera progresivamente sus recursos y cargas. El modelo integrado permite comprobar el orden de las acciones, sus condiciones de entrada y salida y la respuesta eléctrica durante toda la maniobra.

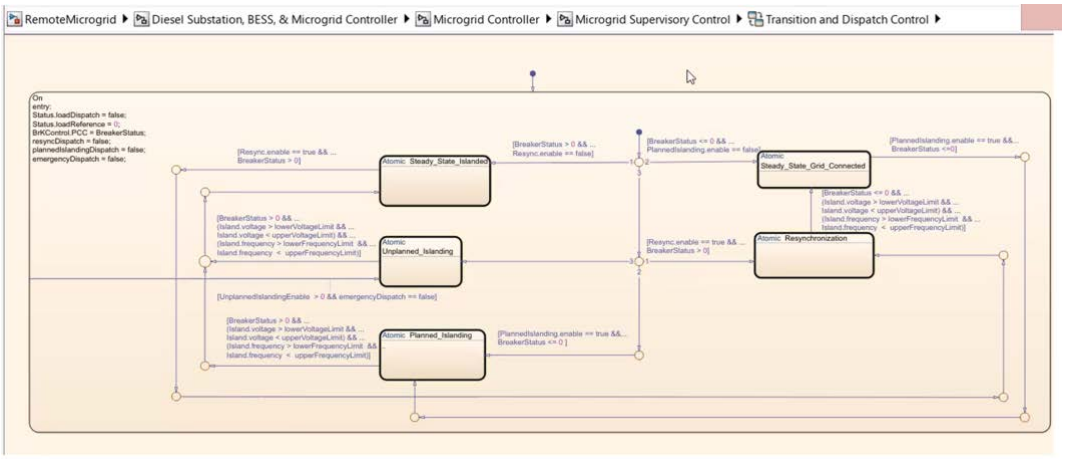


Figura 3. Estados, condiciones y transiciones del control supervisor en Stateflow. Fuente: MathWorks (2026b), diapositiva 18.

El BESS con control grid-forming es especialmente relevante durante la operación en isla y el arranque en negro. Un convertidor grid-following necesita una red previamente energizada cuya tensión y frecuencia pueda seguir. En cambio, un convertidor grid-forming se comporta como una fuente controlada capaz de establecer la referencia local de tensión y frecuencia. Esto permite que el BESS energice una red inicialmente sin tensión y proporcione la referencia necesaria para conectar progresivamente generación y cargas. Stateflow coordina estos pasos, mientras que el modelo eléctrico verifica que el BESS pueda suministrar o absorber la potencia requerida sin superar sus límites. La combinación de lógica explícita, control grid-forming y simulación convierte una maniobra crítica en un procedimiento repetible, observable y verificable antes de llevarlo a la operación real (IEEE, 2019a).

FLUJO PARAMETRIZABLE DE VALIDACIÓN

El punto de partida del flujo es un modelo común que combina la simulación eléctrica en Simulink/Simscape con la máquina de estados implementada en Stateflow. La arquitectura permanece estable, mientras que cada requisito de

red se transforma en datos de configuración: valores nominales, perfiles de tensión o frecuencia, bandas de sincronismo, tiempos de respuesta y criterios de aceptación. Estos parámetros pueden ajustarse a las especificaciones del operador de transporte o distribución sin crear una versión diferente del modelo para cada código de red, escenario o estado operativo (IEC, 2017; IEEE, 2019b).

El proceso comienza importando o formalizando los requisitos de red en condiciones verificables. A partir de ellos se generan los escenarios y pruebas que configuran el estado inicial, aplican los estímulos y observan las señales relevantes. Las simulaciones se ejecutan automáticamente y sus resultados se comparan con criterios lógicos, temporales y eléctricos. Stateflow permite comprobar el estado recorrido, las condiciones de transición y las acciones ejecutadas; Simscape aporta tensiones, corrientes, frecuencia, potencia, calidad de onda y posición de los interruptores. Una transición solo se considera satisfactoria cuando se alcanza el estado previsto y la respuesta eléctrica cumple simultáneamente los requisitos definidos.

Cuando una prueba no supera un criterio, el mismo flujo puede cerrar un ciclo de diseño: ajustar ganancias y umbrales de los controladores, modificar temporizaciones, revisar consignas o variar parámetros de selección y dimensionamiento de componentes. La configuración resultante vuelve a simularse sin reconstruir la arquitectura. Este proceso iterativo continúa hasta encontrar una solución válida para el conjunto de requisitos considerado. Mantener el modelo, los parámetros, los escenarios y las pruebas bajo control de versiones conserva la trazabilidad entre requisito, decisión de diseño y resultado.

La Figura 4 resume este ciclo desde la especificación hasta la evidencia. El resultado reúne la configuración, los estados y eventos registrados, las evaluaciones y las gráficas necesarias, que pueden incorporarse a informes técnicos automáticos de apoyo a los procesos de evaluación y certificación. El valor del flujo reside en automatizar un proceso repetible de diseño y verificación utilizando siempre el mismo modelo como fuente de verdad.

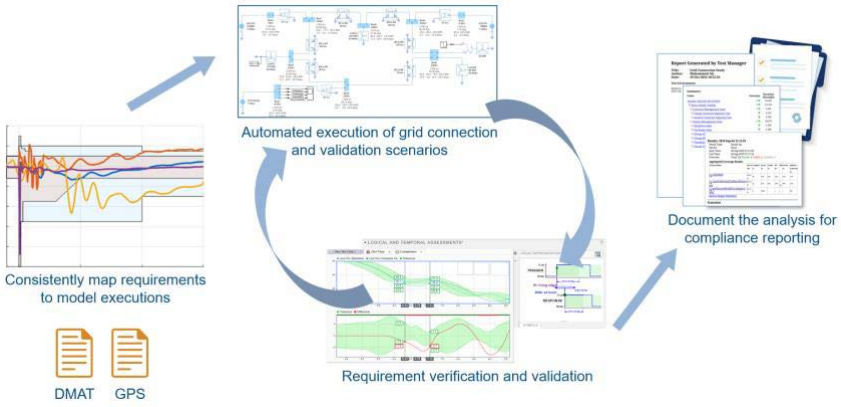


Figura 4. Flujo iterativo de diseño y validación. Fuente: MathWorks (2026b), diapositiva 22.

La reutilización se ilustra mediante cinco recorridos parametrizados: isla planificada de MG2, resincronización de MG1, arranque en negro independiente de MG1 y MG2, y fallo con isla no planificada. La demostración presenta en detalle la resincronización y el arranque en negro, evaluando en ambos la trayectoria de estados, las maniobras y la respuesta eléctrica.

DEMOSTRACIÓN DEL FLUJO Y DISCUSIÓN

La demostración evalúa conjuntamente la lógica de Stateflow y la respuesta eléctrica de Simulink/Simscape, relacionando cada orden con la secuencia de estados, las maniobras y las magnitudes resultantes.

La Figura 5 muestra la resincronización de una microrred inicialmente en isla. La consigna se aplica en t = 3 s y el interruptor del PCC se cierra alrededor de t = 7,8 s, por lo que la transición requiere aproximadamente 4,8 s. Durante este intervalo, el controlador ajusta las referencias del BESS hasta que las diferencias de frecuencia, tensión y ángulo

permanecen dentro de los límites configurados. Cumplidas estas condiciones, Stateflow autoriza el cierre y el sistema regresa al estado conectado.

La potencia activa y reactiva permanecen reguladas durante la maniobra, con un transitorio acotado asociado al sincronismo. Asimismo, las formas de onda de tensión y corriente en la carga mantienen su continuidad antes y después del cierre. De este modo, el ensayo comprueba que la transición se completa sin una perturbación apreciable para las cargas.

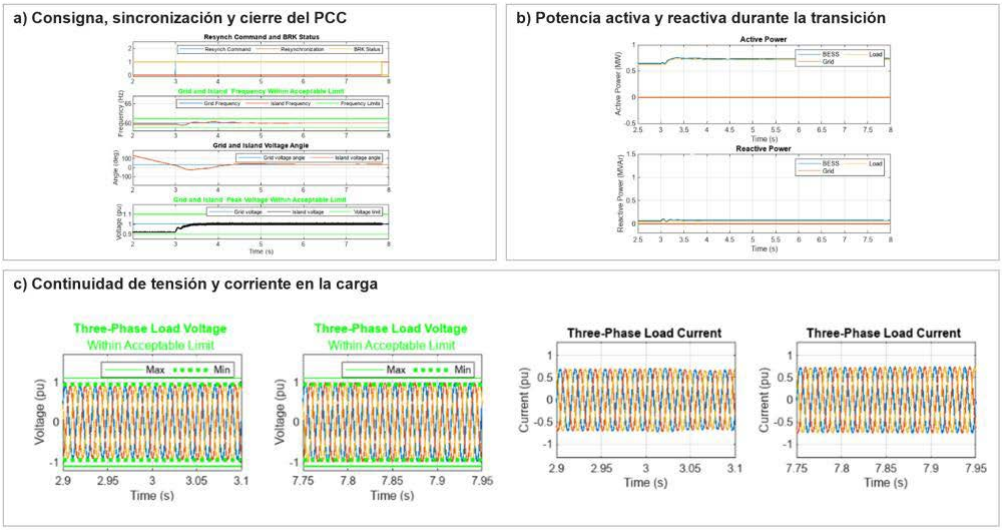


Figura 5. Resincronización, cierre del PCC y continuidad de la carga. Fuente: MathWorks (2026b), diapositiva 25.

La Figura 6 presenta el arranque en negro. Tras la desenergización en t = 3 s, el BESS opera como recurso grid-forming: establece localmente la tensión y la frecuencia sin depender de una red previamente energizada. Desde t = 4 s, Stateflow incrementa progresivamente la referencia de tensión mediante niveles programados de 0,4, 0,8 y 1 pu. Una vez formada la red, las cargas se conectan según una secuencia definida y el BESS suministra la potencia activa y reactiva requerida, mientras la aportación de la red principal permanece nula.

Ambos ensayos ilustran cómo validar automáticamente estados y transiciones sobre un único modelo parametrizable. Las funciones del controlador se estructuran tomando IEEE 2030.7 como referencia, mientras que la verificación se organiza mediante escenarios conforme a IEEE 2030.8. Esto facilita la detección de estados no alcanzables, guardas incorrectas, maniobras fuera de secuencia, pérdida de sincronismo o desviaciones eléctricas, sin que los resultados constituyan por sí mismos una certificación integral.

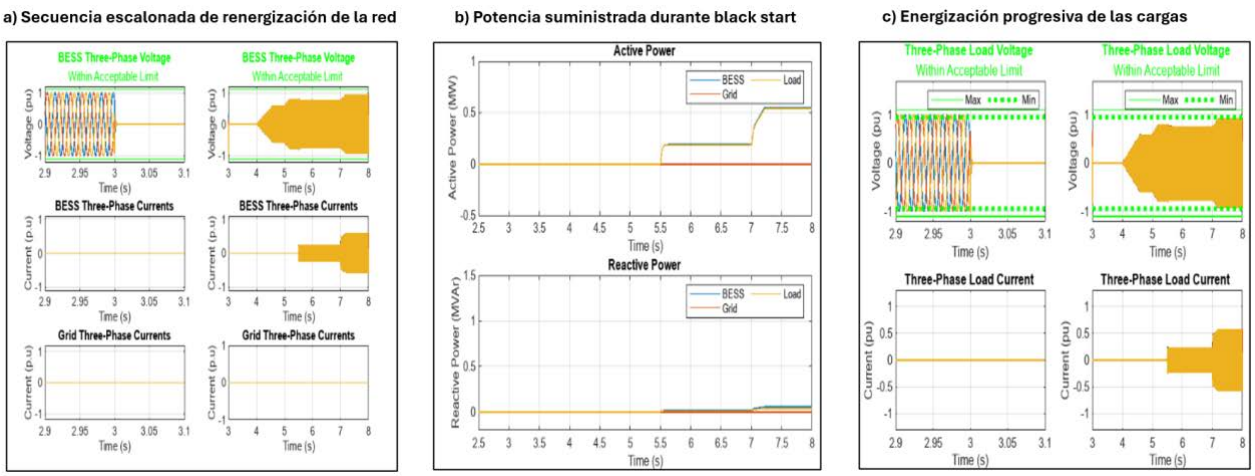


Figura 6. Arranque en negro con BESS grid-forming y extensión hacia generación de código, HIL y despliegue. Fuente: MathWorks (2026b), diapositivas 26 y 27.

La automatización permite repetir los ensayos tras modificar requisitos, parámetros de control o dimensionamiento de componentes, manteniendo la trazabilidad entre requisito, configuración y resultado. El diseño validado puede emplearse como base para generar código destinado al controlador de planta y ampliar la verificación mediante pruebas processor-in-the-loop (PIL) y hardware-in-the-loop (HIL) antes del despliegue.

CONCLUSIONES

El flujo propuesto integra la lógica de transición y la respuesta eléctrica en un único modelo ejecutable. Stateflow y Simulink/Simscape permiten diseñar y verificar operaciones críticas como la resincronización y el arranque en negro. En este último, el BESS grid-forming establece la referencia local de tensión y frecuencia y sostiene la energización progresiva de las cargas.

La parametrización y automatización facilitan la adaptación del diseño a distintos requisitos de red sin mantener modelos independientes para cada estado. Esta fuente única de verdad reduce inconsistencias y proporciona una base reutilizable para optimización, generación de código y validación progresiva mediante PIL, HIL y ensayos de planta. La simulación reduce el riesgo de estas etapas, pero no las sustituye.

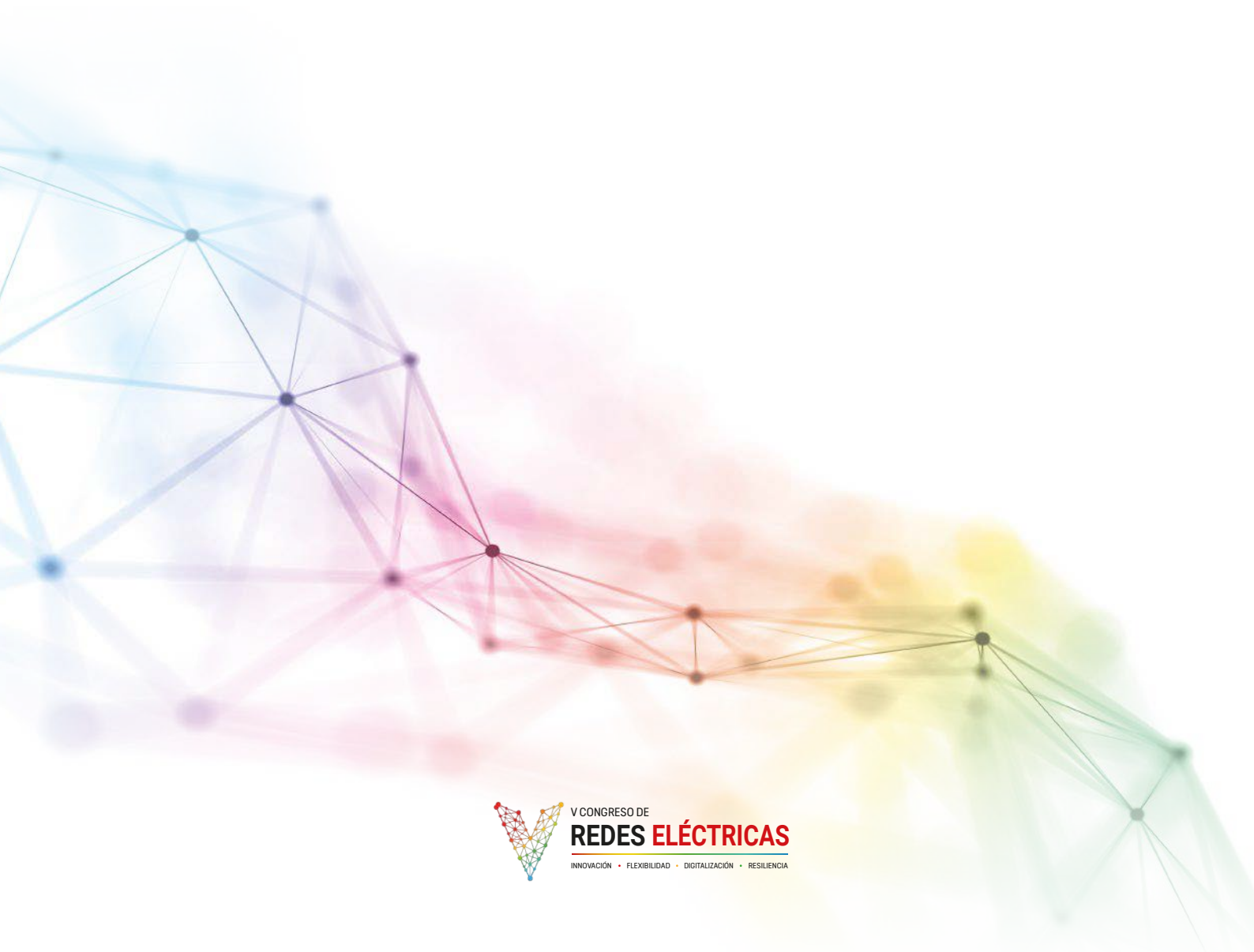
REFERENCIAS

- Gómez, J.S. et al., 2020, “An Overview of Microgrids Challenges in the Mining Industry”, IEEE Access, vol. 8, pp. 191378–191393, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032281.
- IEC, 2017, IEC TS 62898-1:2017, Microgrids — Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification.
- IEEE, 2017, IEEE Std 2030.7-2017: IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers.
- IEEE, 2018, IEEE Std 2030.8-2018: IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers.
- IEEE, 2019a, IEEE Std 2030.2.1-2019: IEEE Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems.
- IEEE, 2019b, IEEE Std 2030.9-2019: IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid.
- Majumder, R., 2013, “Some Aspects of Stability in Microgrids”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, n.º 3, pp. 3243–3252, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2234146.
- MathWorks, 2026a, Microgrid Design with Simscape, commit d38921bd0283fa524f738f9d7db87c74cbd9a4fd, https://github.com/simscape/Microgrid-Simscape (consulta: 22 septiembre 2026).
- MathWorks, 2026b, “State-Machine-Based Transition Control”, presentación técnica, 16 junio 2026.

03

AUTOMATIZACIÓN DE LA BAJA TENSIÓN

Automatización de Red, Usuario Activo, Vehículo Eléctrico, Autoconsumo, Ciudades, Consumos gestionables.



HACIA UNA RED DE BAJA TENSIÓN INTELIGENTE: AUTOMATIZACIÓN DISTRIBUIDA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Imanol López Goiti, Responsable I+D, Merytronic
Jonathan González Ríos, Responsable Firmware y Comunicaciones, Merytronic
Antonio Carrascosa Bélmez, Coordinador Ciberseguridad, Merytronic
Esther Plasencia Alonso, Responsable I+D, Pronutec

Resumen: La transición energética está transformando las redes de baja tensión mediante la incorporación creciente de generación distribuida, almacenamiento, vehículo eléctrico, bombas de calor y nuevos servicios de flexibilidad. Estas redes, tradicionalmente diseñadas para una operación pasiva y con escasa observabilidad, deben evolucionar hacia modelos capaces de supervisar y gestionar condiciones de generación y demanda cada vez más variables. Este trabajo presenta una arquitectura modular y abierta para la automatización inteligente de la baja tensión, coordinada mediante LV RTUs e integrada por dispositivos de supervisión del transformador y del cuadro de baja tensión, monitorización individual de líneas de distribución, interruptores y seccionadores motorizados, automatización de líneas de distribución, transformadores OLTC y equipos inteligentes instalados aguas abajo de los centros de transformación. La inteligencia distribuida permite ejecutar localmente funciones de supervisión, regulación de tensión, protección de líneas, reconexión automática, aislamiento selectivo de faltas y coordinación de maniobras, manteniendo determinadas capacidades operativas incluso ante pérdidas de comunicación. La propuesta incorpora además principios de ciberseguridad y resiliencia desde el diseño, incluyendo identidad segura, protección de las comunicaciones, mecanismos de resiliencia y una gestión segura del ciclo de vida. La arquitectura proporciona así una plataforma escalable para mejorar la continuidad del suministro, optimizar los activos existentes y facilitar la integración de recursos energéticos distribuidos y movilidad eléctrica.

Palabras clave: Automatización de baja tensión, inteligencia distribuida, recursos energéticos distribuidos, ciberseguridad, resiliencia operativa.

1. INTRODUCCIÓN

La transición energética está modificando profundamente las redes de baja tensión mediante la incorporación de generación distribuida, almacenamiento, vehículo eléctrico, bombas de calor y nuevos modelos de autoconsumo. Unas infraestructuras concebidas para operar con flujos unidireccionales y una demanda relativamente predecible deben gestionar ahora condiciones de generación y consumo mucho más variables, manteniendo al mismo tiempo la calidad del suministro y optimizando el uso de los activos existentes.

Muchas redes de baja tensión continúan, sin embargo, presentando una capacidad limitada de observación y automatización. La digitalización permite superar estas limitaciones mediante dispositivos inteligentes, comunicaciones interoperables y procesamiento distribuido. En este contexto, el trabajo presenta una arquitectura modular y abierta coordinada mediante LV RTUs, capaces de integrar la supervisión del transformador, del cuadro general y de las líneas de distribución con equipos de maniobra, regulación OLTC y dispositivos inteligentes instalados aguas abajo del centro de transformación.

A diferencia de los enfoques tradicionales centrados principalmente en la adquisición de datos y el telecontrol, la propuesta combina inteligencia distribuida, automatización modular, interoperabilidad y resiliencia operativa dentro de una plataforma común. Este enfoque facilita una implantación progresiva y permite evolucionar desde una red esencialmente pasiva hacia un sistema capaz de supervisar, analizar y actuar localmente ante las necesidades de la operación.

2. LA NUEVA REALIDAD DE LA RED DE BAJA TENSIÓN

La integración de recursos energéticos distribuidos, vehículo eléctrico y nuevas demandas electrificadas está transformando la baja tensión en un sistema dinámico, con flujos bidireccionales, variaciones de tensión y escenarios de carga más complejos. El impacto de estos recursos no depende únicamente de la potencia instalada, sino también de su distribución espacial, la simultaneidad de funcionamiento y la topología real de la red. Por ello, determinadas

sobrecargas o restricciones de capacidad no pueden evaluarse únicamente a partir de la potencia nominal del centro de transformación.

Pese a esta evolución, muchas redes siguen operándose con información limitada al centro de transformación, mientras que las líneas de distribución carecen de supervisión continua y numerosas actuaciones dependen de procedimientos manuales. Esta situación dificulta la localización de averías, prolonga los tiempos de reposición y limita la aplicación de estrategias avanzadas de operación.

La respuesta no consiste únicamente en instalar más sensores, sino en combinar medidas en el transformador, el cuadro de baja tensión y cada línea de distribución con información topológica, inteligencia local y capacidad de actuación sobre la red. La integración de estos datos con herramientas de simulación permite identificar congestiones, evaluar nuevas conexiones y optimizar la capacidad de acogida de la infraestructura existente.

3. ARQUITECTURA INTELIGENTE PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE REDES DE BAJA TENSIÓN

La evolución de las redes de baja tensión requiere una arquitectura capaz de combinar supervisión continua, inteligencia distribuida, automatización y comunicaciones interoperables. Frente a los modelos tradicionales, donde la mayor parte de las decisiones operativas se concentran en sistemas centralizados, la propuesta presentada en este trabajo traslada parte de las funciones de monitorización, análisis y control al propio borde de la red, permitiendo una respuesta más rápida ante incidencias y proporcionando la capacidad de ejecutar funciones de supervisión, protección, regulación y automatización directamente sobre la infraestructura de baja tensión.

La arquitectura adopta un enfoque modular y abierto cuyo elemento de coordinación es la Unidad Terminal Remota de Baja Tensión (LV RTU). En una implantación real, la LV RTU integra la supervisión del transformador de distribución, la monitorización del cuadro general de baja tensión, la medida individual de las líneas de distribución, los equipos de maniobra motorizados, los sistemas de regulación mediante transformadores OLTC y los dispositivos inteligentes instalados aguas abajo del centro de transformación. Esta integración permite coordinar funciones de supervisión, automatización y control desde una única plataforma, manteniendo al mismo tiempo la interoperabilidad con los sistemas de operación existentes. La supervisión puede desplegarse en distintos niveles según las necesidades del operador. En una configuración básica se monitorizan las magnitudes eléctricas del transformador y del cuadro general de baja tensión, mientras que configuraciones más avanzadas incorporan medida trifásica de corriente, tensión, potencia y calidad de suministro en cada línea de distribución. La disponibilidad de esta información permite detectar desequilibrios de carga, sobrecargas, pérdidas de calidad de suministro y condiciones anómalas de funcionamiento, proporcionando una visión detallada del estado de la red.

La plataforma mantiene una integración completa con SCADA, ADMS y otros sistemas corporativos mediante protocolos abiertos ampliamente implantados en el sector eléctrico, como IEC 60870-5-104, Modbus TCP o DLMS/COSEM, facilitando además la incorporación de dispositivos de diferentes fabricantes. Esta filosofía de interoperabilidad permite desplegar nuevas funcionalidades de forma progresiva sin modificar la infraestructura existente ni depender de soluciones propietarias. La información recopilada constituye además la base para modelos digitales de la red y herramientas de simulación de flujo de carga, facilitando el análisis de capacidad de acogida, la identificación de congestiones y la planificación de futuras inversiones.

La arquitectura está concebida como una plataforma modular, en la que cada centro de transformación puede incorporar únicamente las funciones necesarias en cada fase de su digitalización. La supervisión del transformador y del cuadro de baja tensión constituye normalmente el punto de partida, pudiendo añadirse posteriormente automatización de líneas de distribución, regulación automática de tensión mediante OLTC, automatización de puntos de conexión, integración de recursos energéticos distribuidos y nuevos algoritmos de operación distribuida, manteniendo una arquitectura homogénea y escalable. La principal aportación de esta arquitectura no reside únicamente en la incorporación de equipos de supervisión, protección, regulación y maniobra, sino en la capacidad de coordinar supervisión, procesamiento local y automatización dentro de una plataforma única e interoperable. Esta capacidad sienta las bases para una automatización escalable de la red de baja tensión y permite que la red responda de forma autónoma a un número creciente de situaciones operativas, mejorando tanto la eficiencia como la resiliencia del sistema.



Figura 1. Arquitectura inteligente de automatización de baja tensión

4. CAPACIDADES OPERATIVAS HABILITADAS POR LA AUTOMATIZACIÓN INTELIGENTE

La automatización inteligente de la baja tensión no constituye únicamente una evolución de los sistemas tradicionales de telecontrol, sino una nueva forma de operar la red basada en observabilidad distribuida, inteligencia local y capacidad de actuación autónoma. La información obtenida desde los distintos puntos de la red proporciona al operador una visión continua y detallada del estado de los activos, facilitando la detección temprana de sobrecargas, desequilibrios de tensión, incidencias y degradaciones en la calidad del suministro. Esta mayor visibilidad mejora la operación diaria, facilita la gestión de activos y proporciona la información necesaria para optimizar la explotación de cada línea de distribución y planificar futuras actuaciones sobre la red.

La inteligencia distribuida incorporada en las LV RTUs permite transformar las medidas obtenidas en funciones reales de protección y automatización. La supervisión individual de cada línea de distribución posibilita detectar sobrecargas, faltas permanentes y faltas transitorias, ejecutando automáticamente la apertura del equipo de maniobra correspondiente y coordinando las protecciones instaladas en el centro de transformación. La incorporación de funciones de reconexión automática permite recuperar el servicio cuando la incidencia ha desaparecido, reduciendo significativamente los tiempos de interrupción y evitando desplazamientos innecesarios de los equipos de mantenimiento.

La plataforma también permite implementar estrategias avanzadas de protección, como la supervisión térmica de las líneas de distribución mediante modelos de imagen térmica, la coordinación selectiva entre equipos electrónicos y fusibles convencionales, así como funciones de protección de respaldo cuando un equipo de maniobra no actúa correctamente. Estas capacidades incrementan la seguridad de explotación y reducen el riesgo de daños sobre la infraestructura de distribución. La disponibilidad de medidas distribuidas permite además desarrollar funciones de regulación y optimización de la red. La información obtenida en el transformador, el cuadro de baja tensión, las líneas de distribución y los contadores inteligentes puede utilizarse para regular automáticamente la tensión mediante transformadores OLTC, identificar situaciones de congestión y evaluar la capacidad disponible para integrar nuevos recursos energéticos distribuidos o infraestructura de recarga para vehículo eléctrico. Cuando esta información se combina con una topología de red actualizada y un modelo eléctrico de la instalación, constituye la base para herramientas de simulación de flujo de carga y gemelo digital. Estas herramientas permiten analizar el comportamiento de la red ante distintos escenarios de generación y demanda, estimar la capacidad de acogida disponible, identificar limitaciones térmicas y priorizar inversiones de refuerzo únicamente cuando resultan necesarias.

Más allá de las funciones actualmente disponibles, la principal ventaja de la arquitectura reside en su carácter modular. Cada operador puede desplegar progresivamente nuevas capacidades de supervisión, automatización y control sin modificar la infraestructura existente, incorporando nuevos equipos y algoritmos conforme evolucionan las necesidades de la red. Este enfoque protege la inversión realizada y facilita una transición gradual hacia redes de baja tensión cada vez más inteligentes, resilientes y automatizadas.



Figura 2. Capacidades operativas habilitadas por la arquitectura

5. CIBERSEGURIDAD Y RESILIENCIA COMO PILARES DE LA AUTOMATIZACIÓN INTELIGENTE

La digitalización de las redes de baja tensión incrementa significativamente el número de dispositivos conectados, las comunicaciones y las funciones de control distribuidas. Aunque esta evolución mejora la capacidad de supervisión y automatización, también amplía la superficie de exposición frente a amenazas cibernéticas, haciendo imprescindible incorporar mecanismos de protección desde las primeras fases del diseño.

La arquitectura adopta un enfoque de *Security by Design*, incorporando la ciberseguridad desde las primeras fases del diseño de la plataforma y de todos los equipos que la integran. Este principio se aplica tanto a la LV RTU como a los dispositivos de supervisión, equipos de maniobra, sistemas de regulación de tensión y pasarelas de comunicación con los sistemas centrales. Sobre esta base se implementa una estrategia de *Defence in Depth*, combinando identidad digital de los dispositivos, autenticación mutua, control de acceso, protección de las comunicaciones, integridad del software y gestión segura del ciclo de vida. La protección resulta especialmente crítica en aquellas funciones capaces de modificar el estado operativo de la red. Operaciones como la apertura o cierre de equipos de maniobra, la regulación automática de tensión mediante transformadores OLTC o la ejecución de maniobras de reconfiguración deben garantizar que las órdenes proceden de dispositivos autenticados, que las comunicaciones no han sido alteradas y que los equipos ejecutan únicamente acciones previamente autorizadas por la lógica de control.

Además de proteger la infraestructura frente a amenazas externas, la arquitectura incorpora mecanismos destinados a mantener la continuidad de la operación cuando se producen incidencias técnicas o de comunicaciones. Gracias al procesamiento distribuido, las LV RTUs pueden continuar ejecutando funciones esenciales de supervisión, protección y automatización utilizando lógica local previamente validada. Durante estos modos degradados, únicamente permanecen habilitadas aquellas funciones compatibles con el estado conocido de la red, evitando maniobras potencialmente inseguras hasta recuperar la sincronización con el centro de control.

La propuesta se alinea con los principios establecidos en la serie IEC 62443 para sistemas de automatización industrial y responde a los requisitos del *Cyber Resilience Act (CRA)* y de la *Directiva NIS2*, que sitúan la ciberseguridad y la resiliencia entre los elementos clave para la protección de las infraestructuras críticas. En particular, la serie IEC 62443 proporciona el marco para incorporar requisitos de ciberseguridad durante el desarrollo, despliegue, mantenimiento y retirada de los equipos que forman parte de la plataforma de automatización. En este contexto, la ciberseguridad deja de considerarse una capa adicional de protección para convertirse en un requisito inherente al funcionamiento de la propia automatización. La capacidad de supervisar, comunicar y actuar sobre la red solo puede garantizarse

cuando los equipos, las comunicaciones y las funciones distribuidas operan de forma coordinada, segura y resiliente durante todo su ciclo de vida.



Figura 3. Ciberseguridad y resiliencia en la arquitectura de automatización

La arquitectura considera que una maniobra correcta desde el punto de vista eléctrico también debe ser una maniobra autorizada desde el punto de vista de la ciberseguridad, integrando ambos criterios dentro de la misma lógica de operación distribuida.

6. BENEFICIOS PARA EL OPERADOR DE RED Y CONTRIBUCIÓN A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La integración de supervisión distribuida, automatización local y comunicaciones interoperables proporciona al operador una visión mucho más precisa del estado real de la red de baja tensión. La disponibilidad de medidas en el transformador, el cuadro general y cada línea de distribución permite conocer en tiempo real las condiciones de carga, los niveles de tensión, la calidad del suministro y el estado de los equipos de maniobra, facilitando una toma de decisiones basada en información objetiva y actualizada.

Desde el punto de vista de la explotación, la arquitectura permite localizar con mayor precisión el origen de las incidencias, diferenciar entre sobrecargas, faltas permanentes y faltas transitorias, y ejecutar maniobras remotas sobre los equipos de campo cuando las condiciones de operación lo permiten. La automatización de las líneas de distribución reduce los tiempos de interrupción, disminuye el número de desplazamientos necesarios para el diagnóstico y facilita la realización de trabajos de mantenimiento mediante el aislamiento selectivo de los tramos afectados.

La combinación de medidas distribuidas, topología actualizada y modelos de simulación permite además evaluar de forma objetiva la capacidad disponible en cada zona de la red antes de aceptar nuevas conexiones de generación distribuida, recarga de vehículo eléctrico o nuevas demandas. Esta información facilita priorizar inversiones, identificar actuaciones realmente necesarias y retrasar, cuando es posible, el refuerzo de infraestructuras mediante una gestión más eficiente de los activos existentes. La naturaleza modular de la arquitectura permite adaptar el nivel de automatización a las necesidades de cada centro de transformación. La incorporación progresiva de nuevas funciones —como supervisión avanzada, automatización de líneas de distribución, regulación de tensión, integración de recursos energéticos distribuidos o analítica de red— evita despliegues masivos y facilita una evolución gradual de la infraestructura, protegiendo las inversiones realizadas y reduciendo el impacto operativo de la digitalización.

En conjunto, la propuesta proporciona una plataforma tecnológica preparada para afrontar la creciente complejidad de las redes de baja tensión. La combinación de equipos inteligentes, inteligencia distribuida, comunicaciones interoperables y herramientas avanzadas de análisis permite mejorar simultáneamente la continuidad del suministro, la eficiencia de la operación, la capacidad de integración de nuevos recursos energéticos y la resiliencia de la infraestructura eléctrica, ofreciendo una base sólida para la evolución hacia redes de distribución cada vez más digitales, flexibles y sostenibles.

7. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una arquitectura de automatización inteligente para redes de baja tensión concebida para responder a los nuevos desafíos operativos derivados de la transición energética. La propuesta combina supervisión distribuida, inteligencia local, interoperabilidad y ciberseguridad dentro de una plataforma modular capaz de evolucionar junto con las necesidades de las empresas distribuidoras.

Basada en LV RTUs con capacidad de procesamiento distribuido, la arquitectura mejora la observabilidad de la red, automatiza la gestión de incidencias y facilita la integración de recursos energéticos distribuidos, proporcionando una plataforma escalable preparada para la evolución de las redes inteligentes. La incorporación de principios de *Security by Design*, junto con mecanismos de interoperabilidad y resiliencia alineados con IEC 62443, el *Cyber Resilience Act* (CRA) y la *Directiva NIS2*, garantiza que la digitalización de la red pueda desarrollarse de forma segura y sostenible.

En definitiva, la automatización inteligente de la baja tensión deja de ser una mejora incremental sobre los sistemas tradicionales de telecontrol para convertirse en una plataforma integrada de operación. La capacidad de observar, analizar y actuar de forma distribuida, segura y coordinada permitirá a las empresas distribuidoras afrontar la creciente complejidad de las redes eléctricas, evolucionar junto con las necesidades de la infraestructura y acelerar la transición hacia un sistema energético más flexible, resiliente y sostenible.

REFERENCIAS

[1] López, I., Zubia, H., González, J., et al., “Low Voltage Supervision Systems: Technology, Applications and Use Cases”, CIRED, 2019.

[2] López, I., Zubia, H., Plasencia, E., et al., “A New Model of Resilient LV Network for Massive EV Charging and Distributed Generation”, CIRED, 2022.

[3] IEC 62443, “Security for Industrial Automation and Control Systems”.

[4] European Union, “Directive (EU) 2022/2555 (NIS2)”.

[5] European Commission, “Cyber Resilience Act”.

[6] IEC 60870-5-104, “Telecontrol Equipment and Systems – Part 5-104: Transmission Protocols – Network Access for IEC 60870-5-101 Using Standard Transport Profiles”, IEC, 2006, Amendment 1, 2016.

SMARTSENSE. DEL SENSOR AL EVENTO: DIAGNÓSTICO MULTIFÍSICO Y EDGE RESILIENTE PARA EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Julio Echenique Carbonell, COO, Phygital X
Mario Alfonso, CEO, MASENSE TECH
David Vilasack, Director de Productos, CIC Consulting Informático

Resumen: La digitalización de la red de distribución ha avanzado de forma desigual. Entre la subestación, ampliamente instrumentada, y el contador inteligente, el centro de transformación mantiene una observabilidad limitada de su estado interno: en España hay cerca de 400.000 centros de transformación y la mayoría opera sin información continua sobre la condición del transformador y de la aparamenta. Las soluciones de monitorización disponibles evalúan cada magnitud contra su propio umbral, y una señal aislada rara vez explica por sí sola un evento complejo, lo que limita la fiabilidad del diagnóstico y su uso para automatizar decisiones; a ello se añaden la dependencia de las comunicaciones con el sistema central y un coste por punto que condiciona el despliegue extensivo. Esta comunicación presenta SmartSense, una arquitectura desarrollada conjuntamente por Phygital X, MASENSE TECH y CIC en el marco del proyecto MASENTINEL, que sustituye la medida de magnitudes por la caracterización de eventos mediante fusión de señales de distinta naturaleza física: incendio incipiente, inundación, intrusión, anomalía térmica, descargas parciales y fuga de SF6, entre otras. El procesamiento se ejecuta en un nodo local diseñado para mantener adquisición y diagnóstico ante escenarios degradados de comunicaciones y alimentación, e integra los protocolos ya presentes en la instalación. Se describen la arquitectura, su aplicación a la gestión de activos por estado y criticidad y el diseño experimental definido para su validación.

Palabras clave: Centro de transformación, Gestión de activos, Monitorización tiempo real, Fusión sensorial, Sensores inteligentes, Edge computing, Mantenimiento predictivo, Ciberseguridad OT

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La inversión en digitalización de la red eléctrica durante la última década se ha concentrado en dos extremos. La subestación cuenta con instrumentación y automatización avanzadas. El punto de consumo dispone de contador inteligente y, con la segunda generación, de una capacidad de medida sensiblemente mayor. Entre ambos, el centro de transformación conserva una observabilidad limitada de su estado interno.

En España hay cerca de 400.000 centros de transformación de media a baja tensión. La mayoría opera sin información continua sobre la condición del transformador, de la aparamenta o de la envolvente.

La consecuencia práctica es que la información disponible permite saber que un centro ha dejado de dar servicio, pero no en qué condición se encuentra. Si hay presencia de agua, si existe una anomalía térmica, si el aislamiento se ha degradado, si el activo es recuperable o debe reponerse, y si el acceso presenta riesgo para el personal, son preguntas que en la mayor parte de los casos en las empresas con las que hemos hablado se responden mediante inspección presencial.

En operación normal ese procedimiento es suficiente. Cuando una contingencia afecta de forma simultánea a decenas o cientos de instalaciones, la información previa al desplazamiento condiciona directamente el tiempo de reposición. Las inundaciones asociadas a la DANA de octubre de 2024 en la Comunitat Valenciana afectaron a un número elevado de centros de transformación y pusieron de manifiesto el valor que tendría disponer de información sobre el estado interno de cada instalación durante la fase de evaluación de daños e incluso en algunos casos se podría haber actuado antes de que el centro quedase fuera de operación.

El problema, por tanto, no se limita a detectar la falta de servicio. Consiste en conocer el estado del activo, su causa probable y la prioridad de la actuación.

LIMITACIONES DE LAS APROXIMACIONES ACTUALES

Existen soluciones de monitorización de centros de transformación desde hace más de una década, y las líneas de producto de los principales fabricantes resuelven adecuadamente el activo de alto valor unitario. Su traslación a la red de distribución presenta cuatro limitaciones.

Evaluación por magnitud aislada

Cada variable se contrasta contra su propio umbral, sin correlación con las demás. Una magnitud aislada rara vez caracteriza por sí sola un evento complejo, lo que reduce la especificidad del diagnóstico. La literatura de operación de sistemas de control recoge desde hace años el efecto de una tasa elevada de alarmas poco específicas sobre la atención del operador (EEMUA, 2013; ISA, 2016).

Dependencia de la comunicación con el sistema central

Cuando la lógica de diagnóstico reside en el nivel central, la pérdida del enlace suprime la capacidad de diagnóstico en el escenario en que resulta más necesaria.

Coste por punto

Una arquitectura dimensionada para instrumentar decenas de subestaciones no escala de forma proporcional a un parque de centenares de miles de instalaciones sin revisar el coste unitario del despliegue.

Integración limitada con el equipamiento existente

Una parte de las soluciones requiere su propia cadena de hardware y su propio protocolo, sin aprovechar la instrumentación ya presente en la instalación ni los datos que la distribuidora captura y no explota.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

Del sensor al evento

SmartSense modifica la unidad mínima de información. En lugar de la medida de una variable, el evento caracterizado a partir de varias señales concurrentes de distinta naturaleza física.

Un incendio incipiente no se identifica únicamente por la superación de un umbral de temperatura, sino por la coincidencia en una misma ventana temporal de partículas en suspensión, compuestos orgánicos volátiles, gradiente térmico y firma termográfica. Una intrusión combina firma de radar y detección térmica. Una inundación relaciona nivel y humedad. La Tabla I recoge los eventos caracterizados y las señales que los componen.

Evento	**Señales combinadas**
Incendio en fase incipiente	Partículas, VOC, temperatura, cámara térmica
Anomalía térmica del activo	Cámara térmica, sonda de temperatura
Inundación	Nivel de agua, humedad
Intrusión y presencia	Radar, cámara térmica, imagen
Descargas parciales	Ultrasonido, ozono, HFCT, TEV,
Fuga y pérdida de aislamiento de SF6	Analítica de gas, ultrasonido
Corona / arco eléctrico	Ozono, ultrasonido
Humedad / condensación	Humedad, temperatura
Terminales / conexiones degradadas	Ultrasonido, termografía
Puesta a tierra	Señal de puesta a tierra

Tabla I. Eventos caracterizados y señales asociadas.Fuente: sensores de MASENSE TECH

Exigir coincidencia entre evidencias de naturaleza distinta mejora la especificidad del diagnóstico. Además, un evento caracterizado admite automatización que un umbral superado no admite: activación condicionada del registro de imagen, generación de aviso con criticidad calculada o apertura de orden de trabajo. La salida deja de ser un valor de temperatura y pasa a ser un evento con su tipo, su nivel de confianza y su criticidad asociada.

Arquitectura funcional

La arquitectura se organiza en cuatro capas, representadas en la Figura 1. La fiabilidad del dato, entendida como continuidad de la captura ante pérdida de enlace, filtrado de señal y fusión de sensores redundantes, no constituye una capa independiente. Es una función transversal integrada en las capas de adquisición, edge e inteligencia, porque cada una resuelve una parte distinta del mismo problema.

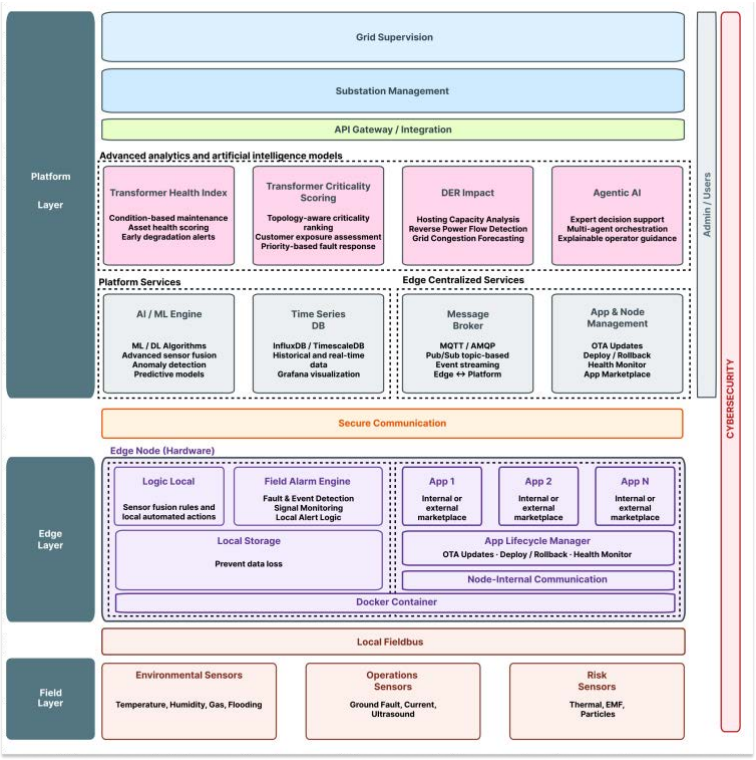


Figura 1. Arquitectura funcional de SmartSense (fuente: arquitectura de referencia de Phygital X).

Adquisición e interoperabilidad

Sensórica multifísica adaptada al entorno del centro de transformación, con preprocesamiento en el propio sensor para entregar señal caracterizada. La capa admite, además, los protocolos ya presentes en la instalación, incluidos OPC-UA, Modbus e IEC 61850, de modo que la instrumentación existente se incorpora como fuente sin necesidad de sustituirla. Este punto condiciona la viabilidad económica del despliegue extensivo.

Los sensores se diseñan en función de las necesidades específicas de los centros de transformación de España, si bien se pueden integrar sensores existentes o utilizar algunos disponibles en el mercado. La capacidad de fabricación local ha permitido dar respuesta a necesidades que en otros países pueden ser menos críticos, como el caso de la medición de la velocidad de inundación del centro, o la detección de descargas parciales combinando diferentes métricas eliminando los falsos positivos que se han visto en sensores que, por ejemplo, únicamente miden la ionización del aire.

Nodo edge

Ejecuta localmente la adquisición, el procesamiento y la fusión de señales. Incorpora almacenamiento local y gestión adaptativa del consumo, con el objetivo de diseño de mantener captura y diagnóstico durante 48 horas ante escenarios degradados de comunicaciones y alimentación. Admite actualización remota firmada, conforme a los requisitos del Cyber Resilience Act (Unión Europea, 2024)El modelo desarrollado garantiza la interoperabilidad y esta alineado con iniciativas del sector como E4S (https://www.e4salliance.com/)

Inteligencia operacional

Consolida los eventos y el histórico del activo sobre un inventario relacional que incorpora la topología de red. Sobre esa base se desarrollan un índice de salud del activo, que incorpora la condición observada como criterio de decisión frente al uso exclusivo de la edad del equipo, y un índice de criticidad operativa, que combina el estado físico con la

posición en la red y el perfil de los suministros dependientes. Dos transformadores con índice de salud equivalente no requieren la misma prioridad de intervención si uno alimenta suministros críticos y el otro un ramal redundado.

Explotación

Integración con los sistemas ya en operación en la distribuidora, SCADA, GIS y GMAO, para que el diagnóstico se traduzca en orden de trabajo y en dato de planificación. La arquitectura contempla un sistema de soporte a la decisión con razonamiento trazable, condición necesaria para que una recomendación automatizada sobre un activo regulado sea auditable.

APLICACIÓN A LA GESTIÓN DE ACTIVOS

El efecto principal de la arquitectura sobre la gestión de activos es el cambio de criterio de decisión.

La planificación de mantenimiento y sustitución en distribución se apoya de forma mayoritaria en la edad del equipo y en calendarios de inspección. Ese criterio produce dos desviaciones de signo contrario: intervención sobre activos en buen estado y detección tardía de activos degradados que no correspondían por calendario.

Un índice de salud alimentado por evidencia continua permite ordenar la cartera por condición observada. El índice de criticidad operativa añade la consecuencia del fallo. Aplicado a la planificación de inversión, el resultado es una priorización trazable hasta el dato que la sustenta. Aplicado a la operación en contingencia multiactivo, permite orientar los recursos de campo hacia las instalaciones cuya recuperación restablece más suministro por unidad de tiempo.

INTEROPERABILIDAD Y CIBERSEGURIDAD

Extender capacidad de cómputo y conectividad a un parque de centenares de miles de instalaciones no atendidas amplía la superficie de exposición de la red de distribución. La arquitectura incorpora la seguridad como propiedad transversal: identidad de dispositivo, arranque verificado, segmentación entre el dominio de adquisición y el de gestión, actualización firmada y trazabilidad de la cadena de decisión.

El marco de referencia aplicable es IEC 62443 para el sistema de control industrial (IEC, 2018), la Directiva NIS2 en su transposición nacional (Unión Europea, 2022) y el Cyber Resilience Act para el ciclo de vida del producto conectado (Unión Europea, 2024). En el plano de interoperabilidad, el modelo de datos se alinea con el Common Information Model (IEC, 2003), de forma que el activo monitorizado sea el mismo objeto en el sistema de monitorización y en los sistemas de la distribuidora.

METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN Y MÉTRICAS

La validación está definida sobre cuatro métricas primarias, con el procedimiento actual de la distribuidora como línea base:

- Especificidad del diagnóstico, medida como reducción de falsos positivos del diagnóstico por fusión frente a detección por umbral simple sobre las mismas señales.
- Horizonte de detección temprana, medido como intervalo entre la primera evidencia de anomalía y el fallo confirmado en campo.
- Tiempo de respuesta ante incidente, comparado con el procedimiento vigente.
- Continuidad del nodo edge en escenario degradado, verificando la ventana de 48 horas ante corte simultáneo de comunicaciones y alimentación.

La validación requiere un entorno real de distribución con parque heterogéneo, con centros de distintas décadas, fabricantes y niveles de instrumentación previa. La hipótesis principal sometida a prueba no es la capacidad de detección en laboratorio, sino la viabilidad de integrar el parque instalado sin sustituirlo.

Las estimaciones de impacto disponibles en literatura sectorial para el mantenimiento basado en condición en activos de distribución se sitúan en el entorno de una reducción del coste de mantenimiento del orden del 30 % y de una reducción apreciable de incidentes graves. Se recogen como referencia de contexto y no como resultado atribuible a esta arquitectura, cuya cuantificación corresponde a la fase de validación.

CONCLUSIONES

El centro de transformación concentra hoy la mayor distancia entre la criticidad del activo y la información disponible sobre su estado. Reducir esa distancia no depende principalmente de instalar más sensores, sino de tres decisiones de arquitectura: caracterizar eventos en lugar de evaluar magnitudes aisladas, situar la inteligencia en el propio activo para que sobreviva a la pérdida del enlace, e integrar los protocolos ya instalados en lugar de sustituir el equipamiento.

SmartSense aborda las tres y traduce su salida al lenguaje con el que la distribuidora decide: estado del activo, criticidad de la intervención y prioridad de actuación. La validación en entorno real de distribución constituye la línea de trabajo en curso.

La red ya tiene órganos. Lo que le falta es sistema nervioso.

REFERENCIAS

- EEMUA, 2013, EEMUA 191: Alarm systems, a guide to design, management and procurement, 3.ª ed., Engineering Equipment and Materials Users Association, Londres.
- IEC, 2003, IEC 61968: Application integration at electric utilities, System interfaces for distribution management, International Electrotechnical Commission, Ginebra.
- IEC, 2018, IEC 62443: Security for industrial automation and control systems, International Electrotechnical Commission, Ginebra.
- ISA, 2016, ANSI/ISA 18.2: Management of alarm systems for the process industries, International Society of Automation, Research Triangle Park.
- Unión Europea, 2022, Directiva (UE) 2022/2555 relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión (NIS2), Diario Oficial de la Unión Europea.
- Unión Europea, 2024, Reglamento (UE) 2024/2847 relativo a los requisitos horizontales de ciberseguridad de los productos con elementos digitales (Cyber Resilience Act), Diario Oficial de la Unión Europea.

DETECCIÓN DE ANOMALÍAS EN LAS ESTACIONES DE RECARGA RÁPIDA DE CORRIENTE CONTINUA

Antonio García-Garví
Investigador Desarrollo Software y Ciencia de Datos, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Caterina Tormo-Domènech
Responsable Desarrollo Software y Ciencia de Datos, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: En este trabajo se presenta un sistema de detección no supervisada de anomalías orientado al mantenimiento predictivo de estaciones de recarga rápida en corriente continua. La metodología utiliza datos operativos reales de un cargador de 30 kW con resolución de un minuto, incluyendo potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, medidas de potencia por fase y medidas de potencia proporcionadas por el propio cargador. Se desarrollaron tres modelos complementarios para identificar anomalías asociadas al consumo, pérdidas de eficiencia entre el cargador y la red y desequilibrios entre fases. Frente a enfoques centrados principalmente en anomalías globales de las sesiones de carga, la propuesta incorpora indicadores específicamente orientados al estado de la infraestructura y a su mantenimiento. La detección de anomalías se llevó a cabo mediante los algoritmos Local Outlier Factor e Isolation Forest, integrados en un sistema automatizado de supervisión. Ante la ausencia de datos etiquetados de fallos reales, la validación se realizó mediante la inyección controlada de anomalías sintéticas físicamente plausibles sobre señales reales. Los resultados muestran una elevada capacidad para detectar desviaciones claras o sostenidas, mientras que los comportamientos temporales más sutiles presentan una mayor dificultad. En los casos más favorables se alcanzaron valores de F1 de hasta 0,99 y tasas de detección de evento del 100 %, especialmente en anomalías de eficiencia, desequilibrio de fases y consumo en reposo. Tras su validación, el sistema se desplegó en las instalaciones de ITE como un servicio automatizado integrado en el entorno SCADA para la visualización de anomalías y el apoyo a las tareas de supervisión y mantenimiento.

Palabras clave: Electromovilidad; carga rápida en corriente continua; detección de anomalías; mantenimiento predictivo; aprendizaje no supervisado; generación sintética de anomalías; infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.

INTRODUCCIÓN

El rápido crecimiento de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos plantea nuevos retos relacionados con su disponibilidad y mantenimiento. En España, a finales de 2025 se contabilizaban 53.072 puntos de recarga de acceso público, mientras que 16.340 puntos instalados se encontraban fuera de servicio por averías, deficiencias técnicas o problemas de conexión [1]. Esta situación pone de manifiesto la necesidad de disponer de herramientas de monitorización capaces de identificar de forma temprana desviaciones del comportamiento normal y facilitar actuaciones de mantenimiento antes de que se produzcan periodos prolongados de indisponibilidad.

La detección de anomalías constituye una alternativa especialmente adecuada en este contexto, ya que los fallos reales son poco frecuentes, heterogéneos y habitualmente no se encuentran etiquetados, lo que limita la aplicación de técnicas supervisadas. Aunque en los últimos años se han propuesto distintos métodos de aprendizaje automático para estaciones de recarga, una parte importante de los trabajos se centra en anomalías globales de las sesiones de carga o en eventos relacionados con ciberseguridad [2-7]. Son menos frecuentes los enfoques dirigidos específicamente a caracterizar el estado de la propia infraestructura mediante indicadores.

En este trabajo se propone un sistema de detección no supervisada de anomalías aplicado a una estación de recarga rápida DC de 30 kW del Smart Mobility Lab de ITE. La principal aportación reside en combinar tres perspectivas complementarias de monitorización —consumo eléctrico, eficiencia y equilibrio entre fases— utilizando medidas reales procedentes tanto de la infraestructura eléctrica como del propio cargador. Más allá de la validación de los modelos mediante anomalías sintéticas, la solución se ha integrado en un servicio automatizado de ejecución diaria y desplegado en el entorno SCADA de ITE para facilitar la supervisión de las anomalías detectadas y apoyar las tareas de operación y mantenimiento.

BASE EXPERIMENTAL

La base experimental corresponde al demostrador de recarga inteligente del Instituto Tecnológico de la Energía (ITE). Para este trabajo se utilizó una estación de recarga rápida en corriente continua **Power Electronics NBW30 de 30 kW**.

El conjunto de datos empleado abarca aproximadamente dos años de operación, con una resolución temporal de un minuto y alrededor de 100 sesiones de carga rápida. Los periodos sin carga se monitorizaron de forma continua durante todo el intervalo, permitiendo caracterizar también el comportamiento de la estación en reposo.

La monitorización combina información procedente de dos fuentes independientes (Figura 1). Por un lado, un analizador de red **Siemens PAC2200** proporciona potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y potencia activa por fase. Por otro, el sistema de gestión de carga de ITE, basado en **OCPP 1.6 CSMS**, proporciona la potencia medida por el propio cargador. La disponibilidad de ambos puntos de medida permite analizar tanto el comportamiento eléctrico de la estación como posibles desviaciones entre la potencia registrada en red y la reportada por el cargador.



Figura 1. Representación esquemática de la instalación de recarga rápida de corriente continua y de los puntos de medición (analizador de la red y cargador) utilizados en el conjunto de datos. L1–L3 indican las tres fases de la conexión eléctrica trifásica.

SISTEMA DE DETECCIÓN DE ANOMALÍAS

A partir de las variables disponibles se desarrolló un sistema de monitorización (Figura 2) compuesto por tres bloques complementarios de detección de anomalías, orientados a analizar diferentes aspectos del funcionamiento de la estación. El procesamiento comienza con la sincronización temporal de las medidas procedentes del analizador de red y del sistema de gestión del cargador, la eliminación de registros inválidos y la preparación de las variables necesarias para cada tarea. Posteriormente, los datos se separan según el estado de operación de la estación, diferenciando entre carga activa y periodos sin carga, ya que ambos regímenes presentan comportamientos eléctricos claramente diferentes.

El **modelo de consumo** analiza conjuntamente la potencia activa, reactiva y aparente, el factor de potencia y las potencias activas de las tres fases. Se emplean modelos independientes para carga activa y reposo, evitando que patrones normales de un régimen sean considerados anómalos en el otro. De esta forma, durante la carga se buscan desviaciones respecto al perfil eléctrico habitual, mientras que en reposo pueden identificarse comportamientos como consumos residuales, picos inesperados o posibles cargas no registradas

El **modelo de eficiencia** evalúa la coherencia entre los dos puntos de medida disponibles mediante el indicador:

$$\eta(t) = \frac{P_{\text{cargador}}(t)}{P_{\text{red}}(t)}$$

donde P_{cargador} corresponde a la potencia reportada por la estación y P_{red} a la medida por el analizador. Este indicador se calcula únicamente durante periodos de carga estable, eliminando los primeros y últimos cinco minutos de cada sesión para reducir la influencia de transitorios y posibles desfases temporales entre sistemas de adquisición. Se utiliza como indicador de consistencia entre ambos puntos de medida.

Finalmente, el **modelo de equilibrio de fases** utiliza las potencias activas de las tres fases para calcular un índice normalizado de desequilibrio:

$$I_{\text{imb}}(t) = \frac{\max(P_{L1}, P_{L2}, P_{L3}) - \min(P_{L1}, P_{L2}, P_{L3})}{(P_{L1} + P_{L2} + P_{L3})/3}$$

donde P_{L1}, P_{L2}, P_{L3} corresponden a las potencias activas medidas en las fases 1, 2 y 3, respectivamente.

Este indicador permite detectar distribuciones anómalas de potencia que podrían no resultar evidentes al observar únicamente el consumo total del cargador.

Sobre cada una de estas representaciones se aplicaron **Local Outlier Factor (LOF)** e **Isolation Forest (IF)**. Los modelos aprenden el comportamiento normal a partir de los datos históricos de entrenamiento y asignan posteriormente una puntuación de anomalía a nuevas observaciones.

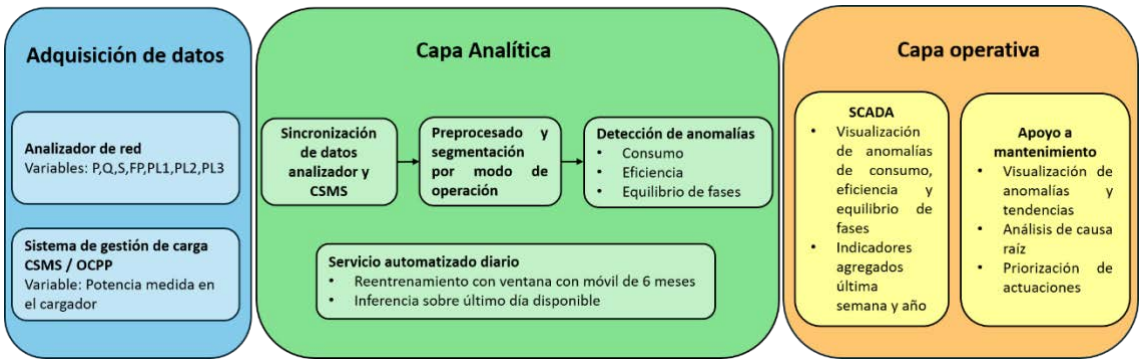


Figura 2. Arquitectura del sistema de detección de anomalías propuesto.

VALIDACIÓN MEDIANTE ANOMALÍAS SINTÉTICAS

Durante el periodo monitorizado no se registraron averías documentadas ni intervenciones de mantenimiento asociadas a un funcionamiento anómalo de la estación, por lo que no se disponía de un conjunto de fallos reales etiquetados para validar directamente los modelos. Para solventar esta limitación, la evaluación se realizó mediante la **inyección controlada de anomalías sintéticas sobre señales operativas reales**. Este enfoque permite conservar la variabilidad, el ruido y la estructura temporal de los datos originales, al mismo tiempo que proporciona intervalos anómalos conocidos con los que cuantificar la capacidad de detección.

La validación se realizó mediante una división temporal de los datos en conjuntos independientes de entrenamiento y prueba. Los modelos se entrenaron exclusivamente con datos reales sin modificar y las anomalías sintéticas se introdujeron únicamente en el conjunto de test, evitando así que los modelos conocieran previamente los patrones utilizados para la evaluación. Cada anomalía se generó como un evento temporal continuo, con una duración, magnitud y nivel de severidad definidos según su tipología. Además, la inyección se restringió a regiones coherentes con cada tarea: los eventos de consumo se introdujeron dentro del correspondiente régimen de carga o reposo, los de eficiencia únicamente durante periodos de carga estable y, en el caso del desequilibrio de fases, se modificaron las potencias de las fases y posteriormente se recalculó el indicador, en lugar de alterar directamente la variable derivada.

Las perturbaciones fueron diseñadas para representar **comportamientos anómalos físicamente u operacionalmente plausibles**, y no simples variaciones numéricas aleatorias. En la Tabla I se recogen las principales familias de anomalías simuladas junto con los posibles comportamientos operativos asociados a cada una de ellas.

Bloque	Anomalías simuladas	Posibles situaciones asociadas
Consumo en carga	Caídas de potencia, picos, inestabilidad, drift, incoherencias eléctricas	Reducción de potencia, regulación anómala, interrupciones de carga, errores de medida
Consumo en reposo	Consumo residual, picos, carga no registrada, sensor congelado	Consumos auxiliares anómalos, fallos de registro o comunicación
Eficiencia	Caída puntual, degradación progresiva, baja sostenida, inestable	Aumento de pérdidas, degradación de conversión, desfases o errores de medida
Equilibrio de fases	Desequilibrio, caída parcial, pérdida de fase, inestabilidad	Asimetría de alimentación, conexión degradada, fusible/protección

Tabla I. Familias de anomalías sintéticas generadas y su vinculación con comportamientos operativos plausibles.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La evaluación se realizó mediante **F1-score**, **PR-AUC** y **Recall-any**. El F1-score cuantifica la detección punto a punto utilizando el umbral operativo de cada modelo, mientras que PR-AUC mide la capacidad de separar muestras normales y anómalas independientemente de un umbral concreto. Por su parte, Recall-any evalúa la detección a nivel de evento, considerando una anomalía como detectada cuando al menos una muestra de su ventana temporal es identificada como anómala.

Los resultados obtenidos para el **consumo durante carga activa** muestran una elevada dependencia respecto al tipo y severidad de la anomalía. Las mejores prestaciones se alcanzaron para desviaciones pronunciadas. En particular, ante caídas fuertes de potencia, LOF obtuvo un **F1 de 0,89 ± 0,05, un PR-AUC de 0,98 ± 0,04 y un Recall-any de 1,00**. Por el contrario, las derivas progresivas y los comportamientos de carga inestable presentaron resultados inferiores, especialmente en términos de F1, indicando una mayor dificultad para detectar anomalías cuya característica principal es su evolución temporal.

Durante los periodos **sin carga**, Isolation Forest presentó resultados especialmente elevados cuando las anomalías provocaban consumos claramente diferenciados del funcionamiento normal en reposo. Tanto el consumo residual como las cargas no registradas alcanzaron un **F1 de 0,99**, con **PR-AUC y Recall-any de 1,00**. Los picos de standby presentaron un F1 inferior, de 0,56, aunque mantuvieron un PR-AUC de 0,97 y una detección de evento del 100 %. En contraste, las anomalías correspondientes a sensores congelados fueron difícilmente detectables con la representación utilizada.

El modelo de **eficiencia** mostró un comportamiento favorable especialmente ante desviaciones sostenidas. Los eventos de baja eficiencia sostenida alcanzaron valores de **F1 de 0,95 ± 0,01 con LOF y 0,90 ± 0,02 con Isolation Forest**, con Recall-any de 1,00 para ambos modelos. La degradación progresiva presentó una mayor dependencia de la severidad, alcanzando para el nivel fuerte valores de F1 de **0,81 y 0,80**, respectivamente. Aunque las caídas puntuales y los comportamientos inestables obtuvieron menores valores de F1, todos los escenarios de eficiencia evaluados alcanzaron un Recall-any de 1,00, indicando que los eventos fueron detectados al menos parcialmente.

La detección de **desequilibrios entre fases** presentó los resultados más consistentes. Los desequilibrios moderados y severos, las caídas parciales y las pérdidas casi totales de fase alcanzaron valores de **F1 comprendidos entre 0,96 y 0,99**, con PR-AUC y Recall-any de 1,00 para ambos algoritmos. El comportamiento inestable de fase resultó más difícil, con F1 de 0,66–0,68 en severidad media y 0,85–0,86 en severidad alta, aunque todos los eventos fueron detectados al menos parcialmente.

En conjunto, los resultados muestran que las anomalías abruptas, sostenidas o que generan estados claramente diferenciados respecto al comportamiento normal son detectadas con mayor fiabilidad. Por el contrario, las derivas progresivas, los comportamientos inestables y los sensores congelados plantean mayores dificultades, debido a que LOF e Isolation Forest operan sobre representaciones muestra a muestra y no modelan explícitamente las dependencias temporales. No se observa además un algoritmo superior en todos los escenarios: LOF obtiene buenos resultados ante determinadas desviaciones locales, mientras que Isolation Forest destaca ante anomalías de reposo

que producen estados globalmente alejados del comportamiento normal. En el análisis de fases, el rendimiento similar de ambos algoritmos sugiere que la elevada capacidad de detección está relacionada en gran medida con la utilización de un **indicador de desequilibrio físicamente informado**.

DESPLIEGUE OPERATIVO EN ITE

Tras la validación experimental, la solución se desplegó en las instalaciones de ITE como un servicio automatizado de ejecución diaria. En cada ciclo, el sistema obtiene y preprocesa los datos, reentrena los modelos con una ventana deslizante de los últimos seis meses y realiza la inferencia sobre el último día completo disponible. De este modo, la referencia de comportamiento normal se actualiza periódicamente y puede adaptarse a cambios graduales de la instalación sin requerir un reentrenamiento manual.

Los resultados se envían automáticamente a Gamma, el laboratorio digital de ITE, y se integran en un entorno SCADA para la supervisión de la estación. La interfaz (Figura 3) presenta por separado las anomalías de consumo, eficiencia y equilibrio de fases y añade indicadores agregados para los últimos siete días y el último año. Esto permite identificar incrementos en la frecuencia de alertas y priorizar su análisis. Una acumulación significativa de anomalías constituye una señal para que el personal técnico realice un análisis de causa raíz y determine, cuando proceda, acciones de mantenimiento preventivo o correctivo.



Figura 3. Integración de los resultados de detección de anomalías de la estación DC en el entorno SCADA de ITE.

CONCLUSIONES

El trabajo demuestra la viabilidad de una estrategia no supervisada para monitorizar una estación de recarga rápida de corriente continua a partir de variables ya disponibles en la infraestructura y sin necesidad de disponer previamente de un catálogo amplio de averías etiquetadas. El valor diferencial reside en combinar una base experimental prolongada y cercana a operación real con indicadores orientados a mantenimiento —consumo en carga y standby, coherencia entre dos puntos de medida y equilibrio de fases— y una validación cuantitativa reproducible.

Los resultados respaldan su uso como herramienta de condición y alerta temprana: determinadas familias alcanzan detección de evento del 100% y F1 próximos a 1, mientras que los comportamientos progresivos o temporales muestran margen de mejora. El sistema no debe interpretarse todavía como un diagnóstico automático de averías ni como un modelo pronóstico de vida útil. La principal limitación es la ausencia de fallos reales documentados en la estación monitorizada; por ello, se plantea **continuar la monitorización** en operación real para recopilar nuevos datos,

alarmas, incidencias y registros de mantenimiento reales. Otra vía de mejora es la incorporación de variables térmicas, de comunicación y características temporales que mejoren la detección de los casos en los que se obtienen peores resultados.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha desarrollado con participación del Instituto Tecnológico de la Energía (ITE) y entidades colaboradoras del ecosistema de movilidad sostenible en el marco del proyecto MUSoL, financiado por IVACE+i y la Unión Europea mediante el Programa FEDER de la Comunitat Valenciana 2021-2027 (IMDEEA/2025/51).

REFERENCIAS

[1] ANFAC, “ANFAC | Barómetro Electromovilidad 4º trimestre 2025”
[2] Kern, D., Krauß, C. & Hollick, M., 2023, Detection of Anomalies in Electric Vehicle Charging Sessions. Proceedings of the 39th Annual Computer Security Applications Conference, 298-309
[3] Cederle, M., Mazzucco, A., Demartini, A., Mazza, E., Suriani, E., Vitti, F. & Susto, G.A., 2025, Explainable Anomaly Detection for Electric Vehicles Charging Stations. IFAC-PapersOnLine, 59, 301-304
[4] Liu, Z., Li, L., Ding, X., Wang, X., Liu, Z., Wang, Y. & Hu, C., 2025, Anomaly Detection for Real-World Electric Vehicle Charging Data Using a Convolutional Autoencoder with Multiscale Convolution, Attention Mechanism, and BiLSTM. Energy, 337, 138617.
[5] Murshed, I., Islam, F., Sadman Anjum Joarder, M., Mominul Islam, M., Yousup Ali, M. & Ahshan, R., 2026, Operational Anomaly Detection in EV Charging Systems Using Multi-Parameter Data Analysis. IEEE Access, 14, 2552-2565.
[6] Hussain, A.; Yadav, A.; Ravikumar, G. Anomaly Detection Using Bi-Directional Long Short-Term Memory Networks for Cyber-Physical Electric Vehicle Charging Stations. IEEE Trans. Ind. Cyber-Phys. Syst. 2024, 2, 508–518.
[7] Feng, Q.; Li, H.; Zhou, Y.; Feng, D.; Wang, Y.; Su, Y. Review of Electric Vehicles’ Charging Data Anomaly Detection Based on Deep Learning. In Proceedings of the 2022 Power System and Green Energy Conference (PSGEC), Shanghai, China, 25–27 August 2022; pp. 337–341.

INFRAESTRUCTURA INTELIGENTE DE ALIMENTACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN SOSTENIBLE DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Alejandro del Rey Valero, Automatización - Red Digital, i-DE Redes Eléctricas Inteligentes

Resumen: La evolución de la automatización en las redes de distribución de i-DE exige que los sistemas de alimentación dejen de ser elementos auxiliares para convertirse en plataformas inteligentes, supervisadas y ciberseguras. Este hito se ha conseguido con las PSUs (Power Supply Units). En esta comunicación se presenta la evolución de los equipos de alimentación de i-DE, desde cargadores básicos sin comunicación asociados a baterías de plomo (Pb), hasta una nueva generación capaz de alimentar de forma integrada equipos de media y baja tensión, reforzar la continuidad de servicio ante huecos de tensión y habilitar estrategias avanzadas de mantenimiento de baterías. La solución incorpora comunicaciones seguras, supervisión remota, ensayos automáticos de batería, mayores niveles de aislamiento y compatibilidad con sistemas de almacenamiento basados en litio (LiFePO4) con Battery Management System (BMS). El enfoque permite simplificar la arquitectura, reducir dependencias tecnológicas, mejorar la observabilidad del estado energético y avanzar hacia un mantenimiento basado en datos reales de la condición de los equipos. Asimismo, facilita la automatización conjunta de MT y BT en un mismo emplazamiento, alineando la infraestructura auxiliar con los requisitos de resiliencia, digitalización y ciberseguridad de las redes inteligentes.

Palabras clave: Alimentación auxiliar, automatización, MT/BT, LiFePO4, BMS, ciberseguridad, resiliencia, mantenimiento, i-DE, PSU, Power Supply Unit.

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La transformación de las redes eléctricas de distribución hacia modelos más inteligentes, automatizados y resilientes ha impulsado una profunda evolución de las infraestructuras presentes en la red de distribución. Entre ellas, los sistemas de alimentación han pasado de desempeñar una función meramente auxiliar a convertirse en elementos estratégicos para garantizar la continuidad de servicio de los equipos de automatización, comunicaciones y supervisión remota.

En este contexto, proyectos pioneros de digitalización y automatización de la red, como el proyecto STAR, supusieron un importante avance en la capacidad de supervisar y operar remotamente las instalaciones de distribución. La incorporación de funciones de telecontrol permitió reducir los tiempos de localización y reposición de incidencias, mejorando significativamente la calidad del suministro. Sin embargo, esta creciente digitalización introdujo una mayor dependencia de los sistemas de alimentación encargados de mantener operativos los equipos críticos durante huecos de tensión, faltas o interrupciones del suministro.

Las primeras generaciones de cargadores utilizadas en los centros de transformación estaban constituidas por simples convertidores CA/CC destinados a alimentar los equipos electrónicos y mantener cargadas las baterías de respaldo. Estos sistemas carecían de capacidades de comunicación y supervisión remota, por lo que el mantenimiento de las baterías se realizaba fundamentalmente de forma correctiva. En muchos casos, la degradación del sistema de almacenamiento únicamente se detectaba cuando se producía una incidencia real y la batería era requerida para garantizar la continuidad de los servicios de automatización.

Posteriormente, la aparición de una segunda generación de sistemas de alimentación con comunicaciones IP supuso un cambio de paradigma. Estos equipos permitieron integrar la supervisión de cargadores y baterías dentro de los sistemas corporativos de operación y mantenimiento. Además, incorporaron la posibilidad de realizar ensayos automáticos periódicos de batería, proporcionando información objetiva sobre su capacidad disponible y permitiendo anticipar degradaciones antes de que afectasen al servicio. Gracias a estas funcionalidades fue posible evolucionar desde estrategias de mantenimiento predominantemente correctivas hacia modelos de mantenimiento preventivo basados en datos reales obtenidos desde campo.

No obstante, la experiencia con los cargadores IP también puso de manifiesto nuevas necesidades. La supervisión remota permitió mejorar el conocimiento del estado del cargador y realizar ensayos automáticos, pero no resolvía por completo la integración de cargas de media y baja tensión en una única arquitectura, ni permitía aprovechar toda la información disponible en nuevas tecnologías de almacenamiento inteligente. Además, el incremento de conectividad

de los centros exigía plataformas preparadas desde el diseño para cumplir requisitos más estrictos de ciberseguridad, trazabilidad y evolución funcional.

La nueva generación de sistemas de alimentación ha sido diseñada para proporcionar una alimentación continua a los sistemas de automatización, garantizando una autonomía mínima de 6 horas ante la pérdida de tensión de red, para todas las cargas críticas definidas para cada tipo de instalación, considerando los consumos de automatización, comunicaciones y equipos auxiliares que deban mantenerse operativos. La solución permite alimentar simultáneamente equipos asociados a la automatización de media y baja tensión desde una única infraestructura, simplificando el diseño de los centros y reduciendo la necesidad de soluciones específicas para cada nivel de tensión.

En este contexto, se considera PSU (“Power Supply Unit”) al sistema integrado de alimentación auxiliar del centro de transformación, incluyendo la conversión CA/CC, la distribución de las salidas, la gestión de la batería, la supervisión remota, las comunicaciones seguras y las funciones de diagnóstico. Por tanto, la evolución no consiste únicamente en sustituir un cargador, sino en integrar en una única plataforma las funciones energéticas, digitales y de mantenimiento asociadas a la automatización de las redes.

La evolución que se está llevando a cabo combina dos transformaciones complementarias. Por un lado, la integración de la PSU, por otro, la incorporación de baterías de litio (LiFePO4) con BMS (“Battery Management System”) transforma el almacenamiento energético en un activo inteligente y permanentemente monitorizado. La disponibilidad continua de parámetros como el estado de carga (SOC), estado de salud (SOH), tensiones de celda o temperatura permite evolucionar hacia estrategias de mantenimiento basadas en condición y análisis predictivo. Esta capacidad mejora la fiabilidad del respaldo energético, optimiza el ciclo de vida de los activos y aumenta la resiliencia de la red.

La evolución tecnológica no se limita únicamente a la función energética. Los nuevos sistemas de alimentación incorporan una plataforma hardware y software significativamente más potente que permite implementar los requisitos de ciberseguridad demandados actualmente por las infraestructuras críticas. Frente a generaciones anteriores, diseñadas en un contexto donde la conectividad era limitada y las exigencias de protección eran considerablemente menores, la nueva arquitectura soporta mecanismos de comunicaciones seguras, gestión de accesos, trazabilidad de eventos y futuras capacidades de actualización. De esta forma, el sistema de alimentación deja de ser únicamente un elemento de conversión energética para integrarse plenamente dentro de la arquitectura digital segura de la red de distribución.

LECCIONES APRENDIDAS DE LA EXPLOTACIÓN

La experiencia operativa de i-DE ha puesto de manifiesto que la disponibilidad de los sistemas de alimentación auxiliares condiciona directamente la capacidad de automatización y operación remota de la red de distribución. Las incidencias analizadas durante los últimos años evidencian que los fallos asociados a cargadores, baterías o sistemas de comunicación pueden provocar la pérdida temporal de telemandos, dificultando la localización de averías y retrasando la reposición del suministro.

Un punto de inflexión especialmente relevante fue el análisis realizado tras el evento conocido como "cero nacional", durante el cual se evaluó el comportamiento de miles de sistemas de alimentación desplegados en campo. Los resultados mostraron una diferencia muy significativa entre equipos dotados de comunicaciones IP y equipos de generaciones anteriores sin capacidad de supervisión remota. Mientras los cargadores IP registraron una tasa de fallo del 0,29 %, los cargadores no IP alcanzaron una tasa del 6,10 %, lo que supone una probabilidad de fallo aproximadamente 21 veces superior. Estos resultados pusieron de manifiesto la importancia de disponer de capacidades de monitorización remota que permitan identificar y corregir anomalías antes de que se produzca una incidencia real.

La información obtenida durante dicho análisis confirmó una problemática ya observada en diversos eventos de explotación: la falta de visibilidad sobre el estado real de los sistemas de alimentación dificulta la detección temprana de degradaciones en cargadores y baterías, incrementando el riesgo de indisponibilidad de las funciones de automatización precisamente durante situaciones de contingencia.

Paralelamente, el análisis histórico de las baterías de plomo instaladas en la red muestra una degradación progresiva de la fiabilidad asociada a la edad del activo. A partir de una muestra de aproximadamente 48.000 sustituciones registradas, se observa que aproximadamente el 50 % de los fallos acumulados se concentran antes de los cinco años de servicio y que la probabilidad acumulada de fallo alcanza el 66,5 % antes de los seis años. Asimismo, más del 82 % de los fallos históricos se producen antes de los siete años de operación. Estos resultados evidencian la dificultad de garantizar la disponibilidad del respaldo energético únicamente mediante criterios de sustitución periódica basados en antigüedad.

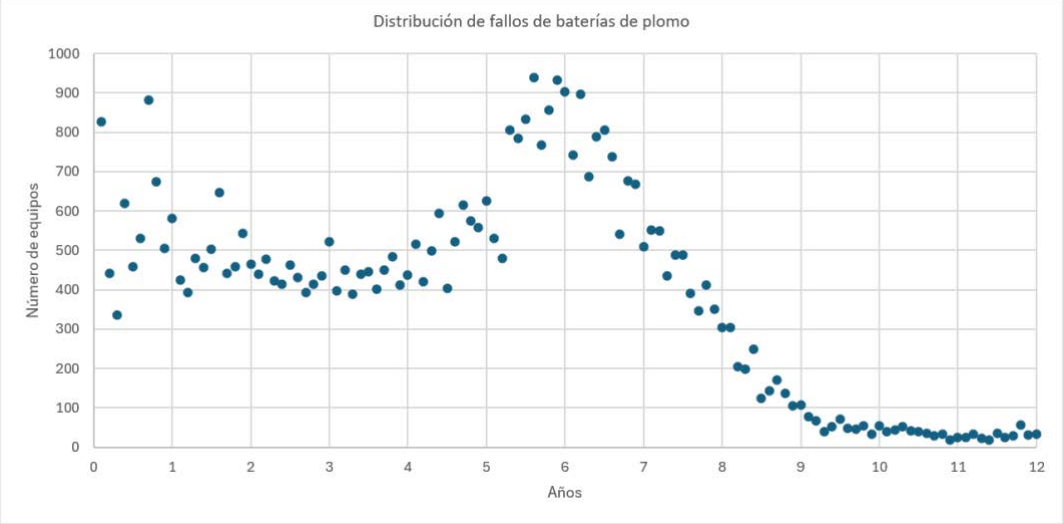


Figura 1: Distribución de fallos de baterías de plomo en función de la antigüedad del activo

Estos datos no implican únicamente la conveniencia de sustituir una tecnología química por otra. La principal limitación de las baterías convencionales de plomo reside en la dificultad de conocer de forma continua su estado real, especialmente en instalaciones distribuidas y sometidas a diferentes condiciones ambientales y perfiles de uso. Frente a ello, las baterías LiFePO4 con BMS permiten disponer de información interna del sistema de almacenamiento, facilitando una evaluación más precisa de la capacidad disponible, la degradación y las condiciones de operación.

Las lecciones aprendidas derivadas de la explotación han influido directamente en la definición de la nueva generación de sistemas de alimentación. Por una parte, se ha consolidado la necesidad de disponer de cargadores completamente monitorizados mediante comunicaciones IP, capaces de proporcionar información continua sobre el estado operativo del sistema. Por otra, la incorporación de tecnologías de almacenamiento basadas en LiFePO4 con Battery Management System (BMS) permite disponer de parámetros avanzados como estado de carga (SOC), estado de salud (SOH), tensiones de celda y temperatura, facilitando estrategias de mantenimiento basadas en condición.

Adicionalmente, los fabricantes de los sistemas LiFePO4 considerados para esta nueva generación garantizan vidas útiles del orden de doce años, significativamente superiores a los horizontes de sustitución habitualmente asociados a tecnologías convencionales de plomo. Además de una mayor vida útil, presentan una mayor resistencia a las grandes variaciones de temperatura, es decir, su comportamiento es mejor frente al estrés térmico, poseen una mayor densidad energética, es decir, con menos peso conseguimos una mayor energía almacenada y el riesgo de ignición es menor. La combinación de todos estos beneficios, capacidades avanzadas de monitorización y disponibilidad continua

de información sobre el estado real de la batería permite mejorar la resiliencia de la automatización de red y reducir el riesgo de indisponibilidad asociado a la degradación no detectada del sistema de respaldo energético.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La solución propuesta se basa en una nueva generación de equipos de alimentación concebidos como una plataforma común. Frente a arquitecturas anteriores, en las que la alimentación de los distintos sistemas podía resolverse mediante equipos diferenciados y con capacidades limitadas de supervisión, el nuevo enfoque permite concentrar en una única infraestructura la alimentación de cargas asociadas tanto a la automatización de media tensión como a la de baja tensión.

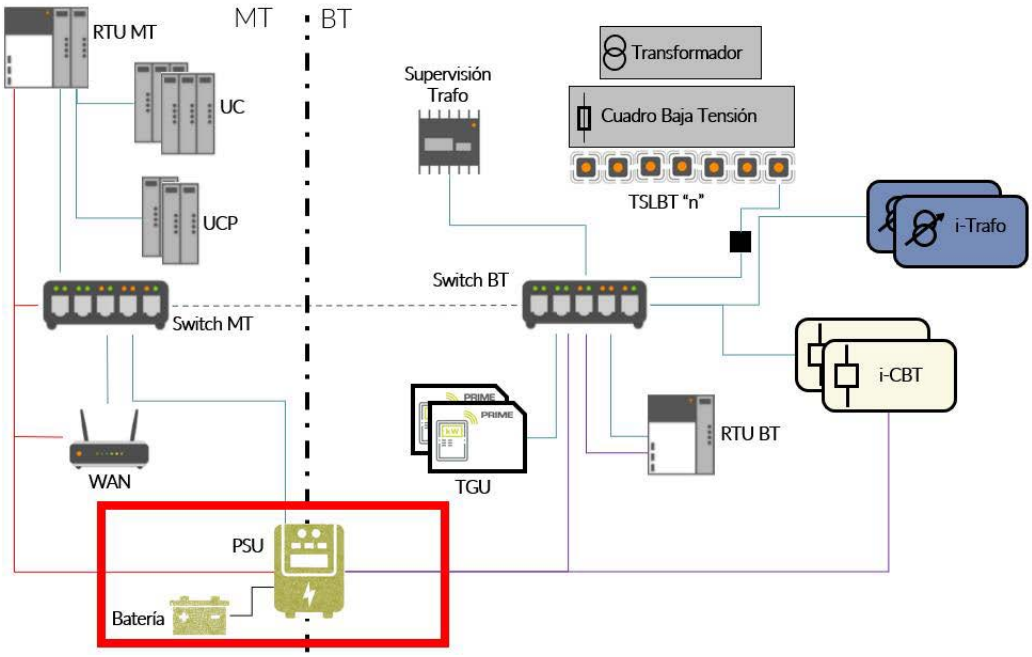


Figura 2: Arquitectura unificada de alimentación a 48 Vcc para equipos de automatización MT y BT

Esta plataforma integra funciones de conversión CA/CC, gestión avanzada de baterías, monitorización remota, ejecución de ensayos automáticos, registro de eventos y comunicaciones seguras. La alimentación auxiliar deja así de ser un subsistema aislado y pasa a formar parte de la arquitectura digital, permitiendo explotar información operativa relevante para mantenimiento, ingeniería y operación de red.

Toda esta información es remitida a los sistemas de gestión y control de las redes de distribución mediante protocolos seguros, flexibles y unificados.

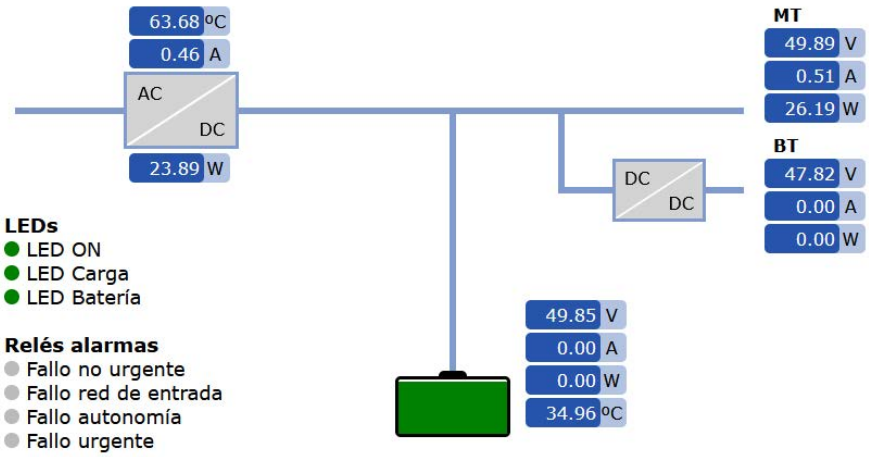
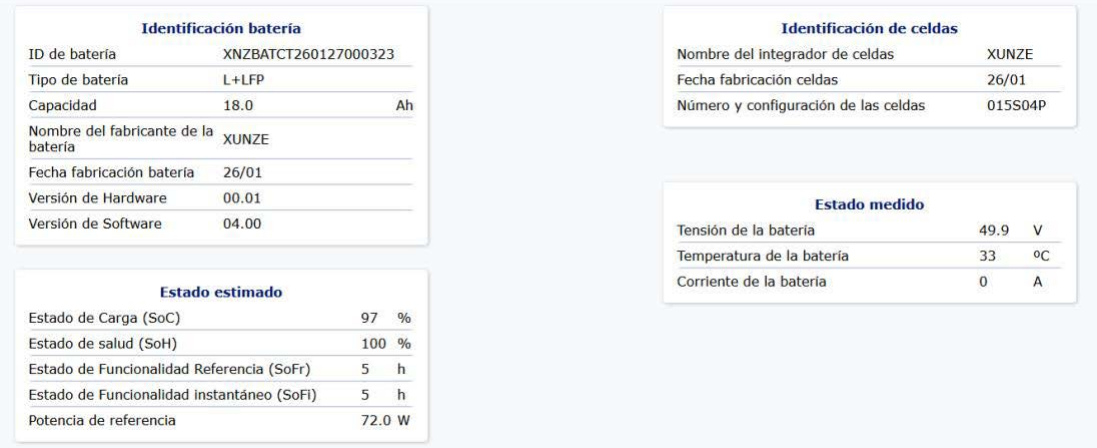


Figura 3: Sinóptico de supervisión de la PSU, las salidas MT/BT y el sistema de batería.

Uno de los elementos diferenciales es la compatibilidad con baterías de tecnología LiFePO4 dotadas de BMS. Este cambio permite disponer de información detallada del estado del sistema de almacenamiento, incluyendo parámetros como tensión, corriente, capacidad disponible, temperatura, estado de carga y estado de salud. La información proporcionada por el BMS no sustituye a las pruebas funcionales realizadas por la PSU, sino que las complementa. Mientras el BMS aporta una supervisión continua de variables internas de la batería, los ensayos automáticos (tests de batería, por ejemplo) permiten verificar el comportamiento del conjunto cargador-batería-cargas bajo condiciones controladas. La combinación de ambas fuentes de información mejora la fiabilidad del diagnóstico y permite diferenciar entre degradación del almacenamiento, incidencias del cargador o problemas asociados a la instalación.



Identificación batería

ID de batería	XNZBATCT260127000323
Tipo de batería	L+LFP
Capacidad	18.0 Ah
Nombre del fabricante de la batería	XUNZE
Fecha fabricación batería	26/01
Versión de Hardware	00.01
Versión de Software	04.00

Identificación de celdas

Nombre del integrador de celdas	XUNZE
Fecha fabricación celdas	26/01
Número y configuración de las celdas	015S04P

Estado estimado

Estado de Carga (SoC)	97 %
Estado de salud (SoH)	100 %
Estado de Funcionalidad Referencia (SoFr)	5 h
Estado de Funcionalidad instantáneo (SoFi)	5 h
Potencia de referencia	72.0 W

Estado medido

Tensión de la batería	49.9 V
Temperatura de la batería	33 ºC
Corriente de la batería	0 A

Figura 4: Información de identificación, estado medido y estado estimado proporcionada por el BMS.

La solución incorpora además requisitos de ciberseguridad desde el diseño. La disponibilidad de una plataforma hardware y software más potente permite implementar comunicaciones cifradas, mecanismos de autenticación, gestión de usuarios, trazabilidad de eventos y separación lógica de funciones. Esto resulta especialmente relevante al tratarse de equipos conectados a redes corporativas y vinculados a servicios críticos de automatización.

METODOLOGÍA

El desarrollo de la nueva infraestructura de alimentación se planteó mediante una metodología progresiva de definición técnica, validación funcional y preparación para despliegue industrial. En una primera fase se identificaron

los requisitos derivados de la automatización conjunta MT/BT, las necesidades de autonomía ante pérdida de alimentación principal, las exigencias de aislamiento eléctrico y las condiciones de integración con equipos de comunicaciones, remotas y dispositivos de baja tensión.

Posteriormente se validaron en laboratorio las funciones principales del equipo: comportamiento ante variaciones de tensión de entrada, capacidad de alimentación de cargas simultáneas, continuidad de servicio mediante batería, ejecución de pruebas automáticas, comunicación con sistemas externos y disponibilidad de datos de diagnóstico. La metodología presta especial atención a la interacción entre cargador, batería y BMS, por ser el conjunto que determina la fiabilidad real del respaldo energético.

En paralelo, se evaluó la integración de los equipos en entornos de operación reales, verificando la compatibilidad con la arquitectura de comunicaciones, los requisitos de ciberseguridad y los procedimientos de mantenimiento. El objetivo no es únicamente homologar un equipo, sino disponer de una solución normalizada, mantenible y escalable que pueda ser utilizada en distintos tipos de centros de transformación y escenarios de automatización.

La solución validada es compatible con la solución ya desplegada de generaciones anteriores.

RESULTADOS Y DATOS ESPERADOS

Los resultados esperados de la nueva generación de sistemas de alimentación se agrupan en cinco ámbitos principales: simplificación arquitectónica, mejora tecnológica, reducción del mantenimiento, adaptación a los requisitos de ciberseguridad y mejora de la continuidad del servicio.

Aunque la solución se encuentra orientada a un despliegue progresivo, las validaciones iniciales permiten identificar beneficios claros frente a generaciones anteriores.

Ámbito	Situación anterior	Nueva solución	Impacto esperado
Arquitectura	Arquitecturas separadas para MT y BT, con dificultad para unificar alimentación manteniendo los requisitos de aislamiento.	PSU integrada con salidas MT/BT, aislamiento adecuado y supervisión común.	Simplificación del centro y reducción de variantes.
Tecnología	Plomo-ácido con visibilidad limitada del estado real.	LiFePO4 con BMS integrado a través de la PSU.	Mayor observabilidad del almacenamiento, mejor estimación de autonomía y mantenimiento por condición.
Mantenimiento	Actuaciones preventivas periódicas y correctivas ante fallo.	Ensayos automáticos de la PSU combinados con datos SOC/SOH del BMS.	Diagnóstico más fiable del conjunto cargador-batería-cargas y reducción de desplazamientos.
Ciberseguridad	Equipos diseñados con menor conectividad y requisitos básicos, en muchos casos sin posibilidad de actualizar a criterios de ciberseguridad actuales.	Comunicaciones seguras, gestión de accesos y trazabilidad.	Integración en una arquitectura digital más robusta.
Resiliencia	Autonomía condicionada por el estado no supervisado de la batería.	Respaldo energético supervisado y verificable.	Mayor confianza ante huecos de tensión e interrupciones.

Tabla I. Comparativa funcional entre generaciones de sistemas de alimentación.

DISCUSIÓN

La principal aportación de esta solución no se limita a incrementar la potencia o modernizar el cargador, sino a redefinir el papel del sistema de alimentación. En una red cada vez más automatizada, la alimentación auxiliar condiciona directamente la disponibilidad del telecontrol, la supervisión, las comunicaciones y la capacidad de operar la red durante situaciones de contingencia.

La unificación de la alimentación de equipos MT y BT permite avanzar hacia centros más sencillos, homogéneos y preparados para futuras funcionalidades. Esta simplificación resulta especialmente relevante en un contexto de despliegue masivo, donde la reducción de variantes, la facilidad de mantenimiento y la trazabilidad tecnológica tienen un impacto directo sobre los costes operativos y la calidad de servicio.

El paso a baterías inteligentes con BMS supone también un cambio metodológico. La batería deja de ser un componente pasivo sustituido por edad o por fallo para convertirse en un activo monitorizado, capaz de aportar información sobre su estado real. Esto abre la puerta a modelos de mantenimiento basados en condición, optimización de sustituciones y mayor confianza en la autonomía disponible ante incidencias.

CONCLUSIONES

La nueva generación de sistemas de alimentación para centros de transformación constituye una evolución estratégica dentro del proceso de digitalización de la red de distribución. Al integrar en una misma plataforma la alimentación de equipos de media y baja tensión, la supervisión avanzada de baterías y los requisitos de ciberseguridad, la solución contribuye a una automatización más robusta, mantenible y resiliente.

La incorporación de baterías LiFePO4 con BMS permite mejorar la observabilidad del almacenamiento energético y avanzar desde modelos preventivos supervisados hacia estrategias de mantenimiento basadas en condición real del activo, apoyadas en datos de la PSU y del BMS. Esta capacidad resulta clave para garantizar la autonomía de los sistemas críticos durante huecos de tensión, interrupciones o situaciones de contingencia.

En conjunto, la solución alinea la infraestructura auxiliar del centro de transformación con las necesidades actuales de las redes inteligentes: interoperabilidad, seguridad, continuidad de servicio, eficiencia operativa y capacidad de evolución tecnológica. Su despliegue progresivo permitirá consolidar una base común para la automatización integral de MT y BT en i-DE.

AGRADECIMIENTOS

Al Global Smart Grids Innovation Hub (HUB) de i-DE, sin su ayuda no hubiera sido posible desarrollar el producto y la solución en los plazos marcados.

A los equipos de automatización, normalización, operación, mantenimiento, ciberseguridad y fabricantes colaboradores que han participado en la definición, validación y evolución de los sistemas de alimentación en las redes de distribución de i-DE.

REFERENCIAS

i-DE Grupo Iberdrola, documentación técnica interna de sistemas de alimentación para automatización de centros de transformación.

i-DE Grupo Iberdrola, especificaciones técnicas y criterios de normalización aplicables a equipos de alimentación, baterías y sistemas de automatización MT/BT.

NUEVA AUTOMATIZACIÓN MT: ARQUITECTURA MODULAR, INTERCAMBIABLE Y CIBERSEGURA PARA LA RED DIGITAL DE I-DE

Julen Riobello Leiva, Automatización - Red Digital, i-DE Redes Eléctricas Inteligentes

Resumen: En continuidad con la digitalización iniciada mediante el proyecto de Sistema de Telegestión y Automatización de la Red (STAR), i-DE plantea la Nueva Automatización MT como el siguiente salto industrial para centros de transformación secundaria, elementos de maniobra en líneas aéreas, órganos de corte de red (OCR) y reconectadores (REC). La propuesta presenta una arquitectura modular basada en remotas de telecontrol de media tensión (RTU MT) de nueva generación, armarios normalizados, sistemas de alimentación auxiliar reforzados, baterías de litio-ferrofosfato (LFP) con sistemas de gestión de baterías (BMS), sensórica para la captación de variables de red mediante sensores de tensión y corriente de baja potencia, protocolos ciberseguros y gestión de los activos instalados en campo mediante una interfaz de programación de aplicaciones basada en transferencia de estado representacional (API REST). El objetivo es superar la rigidez de las soluciones actuales mediante la reducción de referencias, existencias y variantes específicas por fabricante, al tiempo que se mejoran la operación, la mantenibilidad, la ciberseguridad y la capacidad de evolución funcional. La comunicación describe la motivación de la iniciativa, la arquitectura propuesta y la metodología de pilotaje empleada para validar su viabilidad técnica e industrial. Los resultados preliminares se estructuran conforme a los ámbitos definidos en los indicadores clave de rendimiento (KPI) de validación: simplificación logística de RTU y armarios; racionalización de los equipos de alimentación; intercambiabilidad completa por familias homologadas; reducción del inmovilizado mínimo para el mantenimiento de RTU, evolución de las baterías de plomo-ácido hacia tecnología LFP con BMS, con un aumento de la vida útil; y mejora de los plazos de desarrollo por combinación de desarrollo y equipo. En conjunto, estos indicadores muestran el potencial de la solución para evolucionar desde los pilotos técnicos hacia un estándar industrial desplegable, mantenible e interoperable para la red digital de MT.

Palabras clave: media tensión, automatización, RTU, intercambiabilidad, ciberseguridad, API REST, LFP, BMS, STAR, redes inteligentes, i-DE.

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

El proyecto STAR supuso un punto de inflexión en la digitalización de la red de distribución de i-DE, con un despliegue masivo de telegestión de puntos de suministro, supervisión y automatización de la red de media tensión. Esta etapa permitió transformar la monitorización y la operación de la red. A partir de esa base, la evolución natural del sistema exige avanzar desde una automatización funcional hacia una automatización industrializada, modular, segura e interoperable, especialmente en el ámbito de media tensión.

La arquitectura previa presenta una elevada heterogeneidad de equipos, variantes de remotas, condicionantes de armario y dependencias entre fabricantes de celda y electrónica. Esta situación incrementa la complejidad logística, dificulta el mantenimiento correctivo, ralentiza la validación de nuevas funcionalidades y limita la capacidad de evolución ante requisitos crecientes de sensórica, ciberseguridad, explotación avanzada y resiliencia del telecontrol.

En este contexto, i-DE ha definido una Nueva Automatización MT orientada a centros compactos, centros modulares, OCR y reconectadores. La solución está concebida para convivir temporalmente con las soluciones anteriores y preparar un despliegue progresivamente industrializado a partir de 2027.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La solución se basa en una arquitectura común que desacopla los elementos clave del sistema y permite sustituirlos o hacerlos evolucionar sin necesidad de rediseñar la instalación completa. Sus componentes principales son:

- RTU MT de nueva generación, con mayor capacidad de procesamiento, protocolos ciberseguros e integración en el sistema de gestión de activos de equipos electrónicos mediante API REST;
- armario de automatización normalizado, con criterios comunes de instalación sobre celdas y apoyos, así como de ubicación de la remota, cableado, conectores e interconexión con la celda o elemento de maniobra aéreo;
- unidad de alimentación (PSU) común para entornos de MT, con mayor potencia disponible, supervisión avanzada y capacidad para alimentar consumos superiores;
- baterías LFP con BMS, orientadas a mejorar la vida útil, el diagnóstico del estado de salud y el comportamiento térmico frente a las soluciones tradicionales de plomo-ácido;

- sensórica de baja potencia de tensión y corriente, alineada con normas internacionales y con una arquitectura simplificada, con captación de tensión en barras y reducción de captadores o sensores adicionales cuando la solución lo permite;
- mantenibilidad mejorada del conjunto, al facilitar la sustitución de módulos, reducir las referencias de repuesto, habilitar el diagnóstico remoto y estandarizar las intervenciones en campo;
- reducción del impacto ambiental, gracias a la mayor vida útil de las baterías LFP y a la disminución del número de equipos y variantes, lo que permite reducir residuos, desplazamientos y necesidades logísticas.



Figura 1. Arquitectura conceptual de la Nueva Automatización MT.

La nueva arquitectura incorpora además requisitos de ciberseguridad de serie: uso del protocolo ligero de acceso a directorios sobre una conexión segura (LDAPS), del protocolo seguro de transferencia de archivos (SFTP), del protocolo seguro de transferencia de hipertexto (HTTPS), del estándar de cifrado avanzado (AES) y de una infraestructura de clave pública (PKI), así como separación de las tareas de seguridad en zonas aisladas del procesador. Este enfoque reduce la dependencia de evoluciones específicas por fabricante y habilita una explotación más homogénea desde los sistemas corporativos de i-DE.

METODOLOGÍA DE PILOTAJE Y VALIDACIÓN

La validación se ha estructurado mediante pilotos de campo y laboratorio orientados a comprobar la viabilidad técnica, la intercambiabilidad y la industrialización de la solución.

Las pruebas priorizan cuatro ámbitos:

- intercambiabilidad entre celdas y remotas MT;
- compatibilidad entre PSU y baterías;
- monitorización de los equipos instalados en campo para facilitar la depuración del software;
- automatización de la herramienta de certificación de la API REST y de las pruebas funcionales, con el objetivo de reducir los tiempos de certificación de las nuevas versiones de software.

El objetivo no es validar un equipo aislado, sino demostrar que varios fabricantes pueden integrarse bajo un estándar común, mantenible y escalable.

RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

Los resultados preliminares se han organizado en torno a los ámbitos en los que la nueva arquitectura genera un impacto más directo y cuantificable: simplificación de referencias de RTU y armarios, racionalización de equipos de alimentación, intercambiabilidad entre RTU MT y armarios, reducción de las existencias asociadas al mantenimiento, evolución de las baterías hacia tecnología LFP con BMS y mejora de los plazos de desarrollo y certificación.

La Tabla I sintetiza estos indicadores mediante la comparación de la situación de referencia con la propuesta de Nueva Automatización MT e incluye, cuando procede, el KPI o impacto esperado.

Ámbito	Situación de referencia	Nueva Automatización MT	KPI / impacto esperado
Logística RTU/armarios reducción media estimada del 91%	10 referencias en armarios de celdas compactas con entre 1 y 5 variantes (29)	1 referencia prevista	reducción estimada del 97% en referencias
	16 referencias en armarios de celdas modulares con entre 1 y 3 variantes (26)	2 referencias previstas	- reducción estimada del 92% en referencias
	3 referencias en armarios de OCR/REC con 0 variantes	2 referencias previstas	reducción estimada del 33% en referencias
Equipos de alimentación	9 referencias actuales	2 referencias previstas	reducción estimada del 78% en referencias
Intercambiabilidad de RTU MT	compatibilidad parcial por binomio celda-remota	Instalación de remota, cableado y conectores comunes	objetivo 100% por familias homologadas
Mantenimiento de RTU	existencias mínimas del modelo STAR: 1.980 unidades / 3,68 M€	previsión inicial: 80 unidades / 240 k€	menor inmovilizado y reposición más ágil
Baterías	plomo-ácido; vida media 4,16 años	LFP con BMS; vida objetivo estimada en 6 años	ahorro estimado de 2,17 M€/año
Desarrollos	benchmark STG de 91,89 días	ISS: 54 días por bloque para 3 tipologías	mejora estimada del 80% por desarrollo·equipo

Tabla I. Síntesis de KPIs preliminares asociados a la Nueva Automatización MT.

DISCUSIÓN

La principal aportación de la Nueva Automatización MT no reside únicamente en incorporar una nueva electrónica, sino en cambiar el modelo operativo de la automatización: de una lógica basada en soluciones específicas por fabricante a una arquitectura común, verificable e intercambiable. Esto reduce el coste oculto de la diversidad tecnológica: múltiples homologaciones, repuestos inmovilizados, tiempos de reparación, desarrollos duplicados y mayor dificultad para desplegar requisitos de ciberseguridad o nuevas funcionalidades.

El piloto muestra resultados favorables en los ámbitos logístico y tecnológico, mientras que los indicadores relativos a la intercambiabilidad completa, el mantenimiento y los desarrollos requieren completar la homologación de fabricantes y ampliar el periodo de observación en campo. Por tanto, estos ámbitos no deben considerarse cerrados, sino líneas de maduración industrial respaldadas por evidencias iniciales favorables y por un plan de validación definido.

Desde la perspectiva de la red inteligente, esta arquitectura permite acelerar el despliegue de inteligencia en media tensión, mejorar la resiliencia del telecontrol, obtener información más fiable sobre el estado de los activos y preparar la red para nuevos escenarios de operación, incluidas mayores exigencias de flexibilidad, calidad de suministro, integración de energías renovables y automatización ante transitorios de red.

En términos operativos, una automatización más homogénea y supervisable contribuye a aumentar la fiabilidad del servicio y la satisfacción del cliente, al reducir los fallos de mando, acortar los tiempos de reposición y disminuir la duración de las interrupciones de suministro.

CONCLUSIONES

- La Nueva Automatización MT representa una evolución estratégica del modelo STAR hacia una red de media tensión más modular, interoperable, cibersegura y mantenible.
- La reducción de referencias y la intercambiabilidad física y funcional permiten disminuir el inmovilizado, simplificar el mantenimiento y aumentar la capacidad de respuesta ante averías u obsolescencias.
- Los pilotos y los indicadores KPI preliminares muestran beneficios relevantes, si bien algunos ámbitos —como la intercambiabilidad completa, el mantenimiento y los desarrollos— requieren completar la homologación de fabricantes y ampliar el periodo de observación en campo.

- El enfoque de i-DE combina normalización técnica, colaboración con fabricantes, certificación de soluciones y validación de KPIs, situando a la compañía como referente en la industrialización de la automatización de media tensión.
- La comunicación comparte no solo el resultado tecnológico, sino también el método de transformación: cómo convertir una necesidad operativa compleja en un estándar de mercado desplegable, mantenible y preparado para el futuro.

AGRADECIMIENTOS

A los equipos de automatización, operación, ingeniería, ciberseguridad y sistemas, así como a los fabricantes colaboradores, por su participación en la definición, el pilotaje y la validación de la Nueva Automatización MT. Asimismo, al Global Smartgrids Innovation Hub de Iberdrola por su contribución a estos proyectos.

REFERENCIAS

- i-DE Grupo Iberdrola, Presentación CIGRE “Nueva sensórica de baja potencia e intercambiabilidad de celdas y remotas”, 2026.
- i-DE Grupo Iberdrola, “Nueva Automatización MT”, octubre 2024.
- i-DE Grupo Iberdrola, “Pilotos de Nueva Arquitectura Automatización. KPIs”, julio 2025.

DEL DIAGNÓSTICO A LA SOLUCIÓN: LA IMPORTANCIA DE SELECCIONAR Y PARAMETRIZAR LA SOLUCIÓN ADECUADA PARA LAS REDES DE BT

Jesús Gutierrez, Innovación, i-DE
Markel Sanz, Plan Director de BT, i-DE
Ramón Cerero, Plan Director de BT, i-DE
Ane Martinez, Data Analytics, ORMAZABAL
Luis Del Río, Data Analytics, ORMAZABAL

Resumen: La electrificación de la demanda y el autoconsumo fotovoltaico están introduciendo en la red de baja tensión (BT) una creciente variabilidad de la tensión y desequilibrios entre fases que afectan de forma directa a la calidad de suministro. Como respuesta, existen soluciones de gestión activa de la tensión, como los transformadores de distribución MT/BT con regulación en carga mediante OLTC (On-Load Tap Changer) y los equilibradores de línea basados bien en electrónica de potencia y otras tecnologías. Al tratarse de soluciones de alcance local, su rendimiento no depende únicamente de su instalación: resulta determinante diagnosticar, a partir de medidas reales de cada centro de transformación (CT) y de los contadores de los clientes, la problemática concreta de cada punto de la red, seleccionar la solución que mejor encaja con ella y, sobre todo, configurarla y ubicarla en el punto adecuado. En este trabajo se propone un flujo de trabajo que va del dato al ajuste validado y se ilustra con la experiencia conjunta de Ormazabal e i-DE: en los pilotos con OLTC, el ajuste de la consigna y de los parámetros de actuación redujo los eventos de calidad de tensión y su duración.

Palabras clave: Calidad de suministro, Analítica de datos, Hosting capacity, Regulación de tensión OLTC, Equilibrado de fases

INTRODUCCIÓN / ANTECEDENTES

La electrificación de la demanda (vehículo eléctrico, bomba de calor) y la irrupción del autoconsumo fotovoltaico están transformando la operación de las redes de Baja Tensión (BT). Una infraestructura concebida para un flujo unidireccional y un consumo relativamente predecible pasa a soportar perfiles de carga y generación más dinámicos. Más allá de la necesidad de observabilidad, la integración de estos nuevos agentes introduce una mayor variabilidad en los niveles de tensión y desequilibrios entre fases que afectan de forma directa a la calidad de suministro y al cumplimiento de los límites establecidos por la norma UNE-EN 50160 [1].

Como respuesta a este reto FUTURED ha impulsado varios Grupos de Trabajo [2] donde se analizan, entre otras, diferentes soluciones innovadoras de gestión activa de la tensión, capaces de monitorizar la red y actuar sobre ella en tiempo real. Específicamente, en este trabajo se evalúan equipos como los transformadores inteligentes de distribución con cambiador de tomas en carga (OLTC) capaces de regular la tensión de manera automática, y se hace mención a la alternativa de los equilibradores de línea basados en electrónica de potencia que permiten corregir desviaciones de tensión y desequilibrios entre fases como alternativas a los refuerzos convencionales de red. Ahora bien, se trata de soluciones de alcance local: resuelven la problemática en un área de la red en el que se instalan y siempre que dicha problemática haya sido correctamente identificada. Un diagnóstico incompleto, una selección de equipo poco alineada con el problema real o una parametrización genérica limitan el rendimiento y la eficiencia del activo.

En este trabajo se aborda precisamente ese paso previo, el recorrido que va del diagnóstico de la red, apoyado en el análisis de datos reales, a la selección y al ajuste de la solución más adecuada en cada caso. Para ello se parte de dos experiencias complementarias: el pilotaje conjunto entre Ormazabal e i-DE con reguladores de tensión, que muestra cómo la consigna y los parámetros de actuación condicionan la capacidad real del equipo para eliminar eventos de calidad, y el despliegue de un equilibrador de línea, donde se evidencia la necesidad de seleccionar la ubicación adecuada para garantizar la operación eficiente del equipo.

Para decidir cuál es la solución más adecuada a cada problema de red se hace un análisis preliminar de medidas reales de cada Centro de Transformación (CT): medidas a nivel de CT, además de curvas de carga y eventos de calidad de tensión a nivel de cliente (contadores). De forma resumida, se observan 4 patrones característicos:

- **Variaciones de carga estacionales:** Problema típico de redes de BT que presentan una gran estacionalidad (p.e. invierno, verano). En estos casos, en función de la dinámica y recurrencia del problema se puede optar por un cambio de toma manual del DETC (De-Energized Tap Changer) o por un OLTC.
- **Comportamiento muy dinámico a nivel de MT y/o BT:** En redes de Media Tensión (MT) que presentan grandes fluctuaciones de tensión diarias, o redes de BT donde el perfil varía mucho a lo largo del día y en el mismo sentido para todos los clientes (p.e. sobretensiones por la mañana, subtensiones por la noche), la solución ideal podría ser un OLTC con consigna de tensión óptima dinámica.
- **Desequilibrio entre fases de una línea de BT:** Provocado por consumos y generación monofásicos (autoconsumo FV, vehículos eléctricos), lo que puede generar desvíos opuestos entre clientes: una fase en sobretensión y otra en subtensión de forma simultánea. Aquí regular la tensión desde cabecera no resuelve el problema, porque el OLTC actúa sobre toda la red (las líneas y sus fases). Estos desequilibrios, además de pérdidas adicionales, pueden generar sobretensiones nocturnas.

Esta caracterización es la que determina la solución; el regulador de tensión para fluctuaciones de tensión homogéneas, y el equilibrador de línea para desequilibrios y problemas localizados en las líneas de BT, siempre que el equilibrado final este dentro del rango de tensiones normativo. En ambos casos, la elección del equipo es solo el primer paso, tanto la configuración de un regulador de tensión como la decisión sobre dónde ubicar un equilibrador de línea deben ir precedidas de un análisis de datos.

Tabla I. Relación entre el problema diagnosticado en la red y la solución y variable de ajuste asociadas.

Problema detectado	Evidencia en los datos	Solución recomendada	Variable de ajuste
Variaciones de carga estacionales	Por ejemplo, sobretensiones en invierno y subtensiones en verano	Operación del DETC o instalación de un OLTC	Toma (DETC) o Consigna de tensión dinámica y parámetros de actuación (OLTC)
Comportamiento muy dinámico a nivel de MT y/o de BT	Fluctuaciones en la tensión de MT que generan eventos de calidad de tensión en BT, o fluctuaciones homogéneas de sobretensión y subtensión en BT no coincidentes en el tiempo	OLTC	Consigna de tensión dinámica y parámetros de actuación (OLTC)
Desequilibrio entre fases de una línea de BT	Desequilibrio en las líneas (corriente de neutro elevada) y sobretensiones nocturnas	Equilibrador de líneas (en paralelo con la carga)	Posicionamiento en la línea
Variaciones estacionales o tensiones fuera de rango aguas debajo de un tramo de línea BT (redes largas)	Desequilibrio y caída generalizada de tensiones por distancia	Transformador regulador/estabilizador electrónico (en serie con la carga)	Consigna de tensión dinámica y parámetros de actuación

El ajuste del OLTC se ilustra con los pilotos desplegados junto a i-DE, mientras que la importancia de la ubicación del equilibrador de línea se apoya en el aprendizaje obtenido en proyectos previos.

El trabajo preliminar con los datos es el que garantiza que el equipo, una vez instalado, opere de una manera eficiente resolviendo o limitando el máximo número de incidencias.



Figura 1. Flujo de trabajo propuesto: del dato de la red de distribución eléctrica a la validación del ajuste.

A continuación, se describen las soluciones, la metodología seguida y los resultados de las experiencias que ilustran las diferentes casuísticas descritas en varios proyectos piloto llevados a cabo en redes reales de i-DE.

DESCRIPCIÓN DE LAS SOLUCIONES

Transformador con regulador de tomas en carga automático

El transformador de media a baja tensión (MT/BT) integra en su regulador de tomas OLTC gobernado por un control automático de tensión que, a partir de los datos de la red, decide si subir o bajar la toma para llevar la tensión a una consigna objetivo. Su eficacia depende de dos familias de ajustes: la consigna de tensión y los parámetros de actuación.

Consigna de tensión

La consigna es la tensión que el OLTC trata de mantener a nivel del CT. Una consigna mal elegida no corrige adecuadamente las desviaciones de la tensión de los clientes. Es aconsejable definir una consigna dinámica calculada con los datos de red disponibles de manera que el equipo pueda ir adaptándose a la evolución natural de la red de BT.

Parámetros de actuación

Los parámetros de actuación definen cómo el equipo opera para pasar de una tensión medida en el CT a la tensión definida por la consigna. Se trata de las bandas y los tiempos que determinan cuándo y con qué rapidez actúa el regulador de tensión. En los equipos se distinguen una actuación normal (banda de tolerancia y tiempo de espera) y una actuación rápida (banda mayor y tiempo de actuación menor) para desviaciones más severas.

Equilibrador de línea de BT

El equilibrador de línea es un equipo basado en electrónica de potencia con control activo que compensa en tiempo real los desequilibrios de tensión provocados por generación y consumo monofásicos, aguas arriba y aguas abajo de su punto de conexión. A diferencia del regulador de cabecera, su efecto es local; actúa sobre un tramo de red alrededor del punto de conexión. Esta naturaleza convierte la ubicación en una variable importante de operación, porque el equipo sólo alcanza a los clientes situados dentro de su radio de influencia y de ahí la importancia de realizar un estudio previo de localización óptima.

METODOLOGÍA

Ajuste de la configuración OLTC y métricas (KPIs) para evaluarlo

En el análisis de los resultados de los pilotos con i-DE se detectó que, con la configuración inicial, los equipos apenas actuaban al disponer de unos parámetros demasiado conservadores, ya que tenían tiempos de espera muy altos. A partir de febrero del 2026, se sustituyó esa configuración por una consigna calculada mediante un algoritmo y unas bandas de actuación más estrictas.

Tabla II. Configuración inicial y propuesta de ajuste de los reguladores de tensión en los pilotos analizados.

Ajuste	Configuración inicial	Propuesta tras análisis
Consigna	238 V	233 – 237 V
Tolerancia de actuación normal	5,9 V	3,6 V
Tiempo de actuación normal	300 segundos	10 segundos

En el caso de i-DE, se ha validado que al menos en el 44% de los equipos desplegados se requiere cambiar la consigna inicial. Para que el ajuste sea objetivo es necesario apoyarse en indicadores construidos a partir de los datos de red. En este trabajo se han empleado KPIs como el número de eventos de sobre/subtensión en un periodo y el tiempo total en evento, agregando todos los contadores aguas abajo del CT y anualizando el resultado. Estos indicadores permiten comparar de forma medible el comportamiento de la red antes y después del ajuste.

Tabla III. Indicadores empleados para evaluar el efecto del ajuste.

KPI	Definición	Utilidad operativa
Número de eventos de tensión	Eventos de sobretensión y subtensión en un periodo, agregando todos los contadores aguas abajo del transformador MT/BT y anualizando el resultado	Cuantifica cuántas incidencias de tensión se eliminan al comparar antes y después del ajuste
Tiempo en evento	Tiempo total con la tensión fuera del rango admisible, agregado por CT y anualizado	Mide la duración de las incidencias, no solo la frecuencia

Ubicación del equilibrador de línea de BT

En el caso de los equilibradores de línea, la metodología se centra en identificar aquellas zonas de la red donde el desequilibrio entre fases y las corrientes por el neutro indican un elevado potencial de mejora. En lugar de seleccionar la ubicación mediante criterios genéricos, se analizan distintas alternativas a partir de estudios de red e indicadores de operación.

Como ejemplo de aplicación de esta metodología, se presenta un caso desarrollado conjuntamente por i-DE y Ormazabal en una red de BT, donde se evaluaron, con criterios definidos por i-DE diferentes emplazamientos hasta identificar una ubicación con un elevado desequilibrio de corrientes y tensiones. Asimismo, se tuvieron en cuenta criterios generales de accesibilidad para el montaje e impacto visual y acústico.

Los principales indicadores observados durante el análisis se recogen en las tablas IV y V. Los datos muestran una distribución claramente desbalanceada de las corrientes de fase, acompañada de una elevada corriente de neutro, así como diferencias significativas entre las tensiones de fase en el punto más desfavorable de la red.

Tabla IV. Corrientes medidas en el punto candidato para la instalación del equilibrador de línea.

Fase	Corriente [A]
R	28,5
S	61,2
T	13,8
Neutro	46,0

Tabla V. Corrientes medidas en el punto candidato para la instalación del equilibrador de línea.

Fase	Tensión [V]	Tensión [p.u.]
R	237,2	1,031
S	200,1	0,870
T	242,5	1,055

Tabla VI. Tensiones en el nodo más desfavorable.

RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

Transformador con regulador de tomas en carga automático

Con los nuevos ajustes los equipos pasaron a maniobrar más, siempre dentro de los rangos admisibles, y a mantener la tensión en una banda de variación más estrecha, reduciendo de forma general los eventos de tensión y mejorando la *hosting capacity* de la red de distribución de BT.

El impacto sobre los eventos de calidad, medido comparando el periodo antes y después del cambio, fue el siguiente:

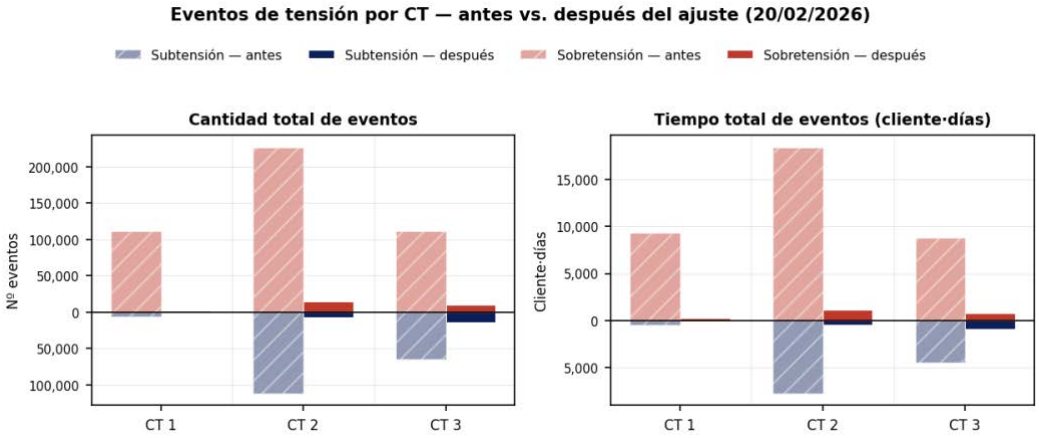


Figura 2. Impacto en las redes de BT estudiadas tras el ajuste de los reguladores de tensión.

En el primer caso, los ajustes de configuración y consigna consiguieron eliminar el 100% de los problemas, mientras que en los otros dos casos se eliminaron más del 90% de los problemas. En la experiencia de i-DE, la correcta configuración de consigna y ajustes mejora en un 70% la efectividad de los equipos sobre las tensiones, si bien aumenta en más de un 90% el número de cambios de toma que debe tenerse en cuenta en el ajuste para garantizar la vida útil de los OLTC.

Equilibrador de línea de BT

A partir de los criterios de instalación de i-DE, se ha seleccionado un apoyo (ver Figura 3) para la instalación de un regulador electrónico en paralelo, equilibrador de línea, al presentar un elevado potencial de mejora en términos de equilibrio de tensiones, reducción de corriente por el neutro y calidad de suministro.

Este ejemplo pone de manifiesto que la ubicación óptima de un equilibrador de línea debe determinarse a partir del análisis de las condiciones reales de operación de cada red. El estudio para este caso deberá enriquecerse con datos de campo y experiencia en uso de forma similar a la operativa con los OLTC. En este caso, al ir ubicados los equipos en apoyos fuera de los centros de transformación se deben considerar también criterios de implantación como la accesibilidad, permisos, sonoridad e impacto visual.

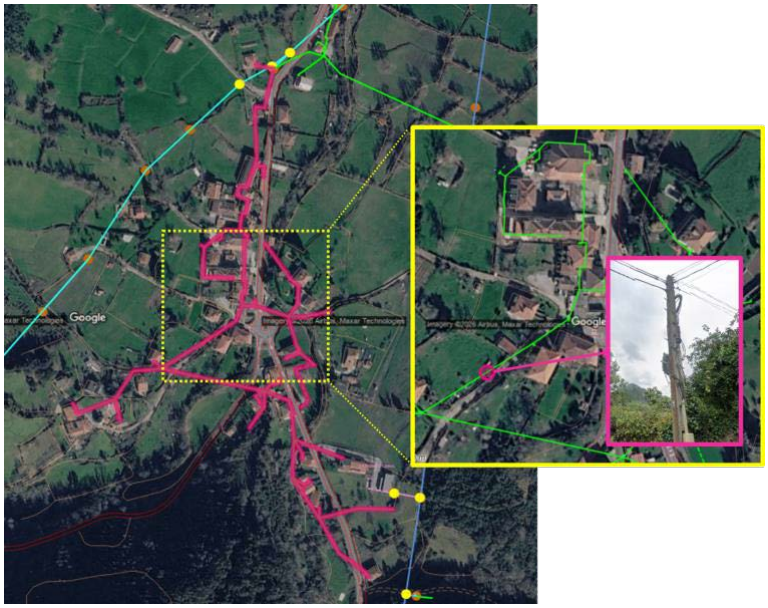


Figura 3. Localización propuesta sobre apoyo (poste) para el equilibrador de fases.

DISCUSIÓN

Los resultados muestran que la eficacia de las soluciones activas de tensión no depende únicamente de la tecnología instalada, sino de su adaptación a las condiciones reales de cada red.

En el caso del OLTC, una configuración inicial homogénea (consigna) y conservadora (regulación) puede limitar su capacidad de actuación. Tras ajustar la consigna de tensión y los parámetros de actuación, los equipos incrementaron sus maniobras dentro de rangos admisibles y redujeron los eventos y su duración. Además, la evolución hacia consignas dinámicas en base a situación real de la red permitirá evolucionar de forma automática las configuraciones a medida que la red de BT vaya cambiando de comportamiento.

El caso del equilibrador refuerza una de las principales conclusiones de este trabajo, dado que, debido a su carácter local su rendimiento depende directamente de la ubicación seleccionada para su instalación. Por este motivo, la selección del emplazamiento debe apoyarse en el análisis previo de datos reales y estudios de red que permitan identificar dónde se concentran los problemas de desequilibrio y calidad de tensión. La experiencia acumulada

muestra que la fase de análisis previo resulta tan relevante como la propia tecnología empleada, ya que una selección inadecuada de la ubicación puede limitar significativamente los beneficios esperados de la solución. Si las condiciones de red cambian significativamente, estos equipos son reubicables y de rápida instalación al conectarse en paralelo a la red de BT.

CONCLUSIONES

La gestión activa y eficiente de la tensión en BT requiere de la selección y configuración de las soluciones más adecuadas para cada casuística de red. El recorrido completo tiene cuatro etapas:

- Diagnosticar la problemática concreta de cada red a partir de sus datos.
- Considerar alternativas previo a decidir instalar equipos: conectividad, deslastre, rediseño de red, secciones, etc.
- Seleccionar la solución y ubicación que encaja con esa problemática.
- Configurar el equipo para maximizar el rendimiento de la red y buscar que esa configuración sea autogestionada.

La experiencia conjunta Ormazabal e i-DE con OLTC demuestra que, cuando la consigna y los parámetros de actuación se determinan a partir de la analítica de datos de cada red, un mismo activo puede pasar de ser poco efectivo a resolver la mayoría de los problemas. El mismo principio, apoyado en un estudio previo de localización, rige para la ubicación óptima de los equilibradores de línea.

La monitorización de los cambios (considerando temporalidad anual) es fundamental para retroalimentación de criterios y lógica de control. En el caso de optar a varias instalaciones aguas debajo de un transformador MT/BT se recomienda espaciarlas en el tiempo para valorar el impacto progresivo.

En conjunto, este enfoque de análisis-definición-optimización permite sacar el máximo partido a la infraestructura existente y mejorar la calidad de suministro sin recurrir, o limitando, los refuerzos convencionales de la red.

REFERENCIAS

[1] UNE-EN 50160:2011/A3:2020. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

[2] Futured: GT de Operación avanzada de la red de baja tensión: retos y soluciones.

Futured: GT de Nuevas arquitecturas para la gestión de activos en redes eléctricas de última milla (BT–MT).

SOLUCIÓN INTEGRAL DE ANÁLISIS Y EQUILIBRADO ACTIVO DE FASES PARA LA MITIGACIÓN DE DESEQUILIBRIOS DE TENSIÓN

Dr. D. Ruiz Muñoz[1], J.L. Navarro Fernández[2], A. Belinchón Calderón[1], J. Ceballos García[3], J. Guardiola Pérez[3]
V. Kazyuta Petliakivskyi[3]
[1] Aplicaciones Tecnológicas S.A. Valencia, Spain
[2] UFD Distribución Electricidad, S.A. Madrid, Spain
[3] AT-Research Center S.L. Valencia, Spain

Resumen: La electrificación de la demanda y la expansión del autoconsumo fotovoltaico monofásico están modificando el comportamiento de la red de distribución de baja tensión. Entre sus efectos, el desequilibrio entre fases tiene un impacto relevante sobre la calidad del suministro: incrementa la corriente por el neutro y puede provocar sobretensiones en una fase y subtensiones en las restantes, aumentando pérdidas, reclamaciones y desconexiones de inversores. En este documento se presenta una solución integral en equilibrado de tensión adaptada, a las necesidades, requisitos y características de la red de UFD. La solución comprende una herramienta de análisis y proyección, integrada en el ecosistema Unico Grids, que identifica nodos críticos y prescribe actuaciones a partir de la topología y de los contadores inteligentes, y un equilibrador de fases basado en electrónica de potencia, particularizado para los condicionantes de despliegue y operación de UFD. Al basarse en el equilibrado de tensión, no requiere sensores de corriente, lo que lo hace viable con cualquier tipo de red de BT, incluso subterráneas, y le permite además compensar la influencia de las cargas situadas aguas arriba. Tanto la solución presentada como el resto del catálogo de soluciones de Aplicaciones Tecnológicas es configurable y adaptable a los criterios de operación, datos disponibles y características de red de cualquier DSO.

Palabras clave: Desequilibrio de fases, Calidad de suministro, Baja tensión, Electrónica de potencia, Generación distribuida, Autoconsumo, Red inteligente, Monitorización

1. INTRODUCCIÓN: EL CAMBIO DE PARADIGMA EN LA RED DE BAJA TENSIÓN

La red eléctrica española presenta un elevado grado de digitalización, especialmente en el ámbito de la distribución, donde se ha llevado a cabo un despliegue prácticamente universal de contadores inteligentes con capacidad de telegestión en los suministros de baja tensión [1]. Históricamente, la red ha absorbido el incremento sostenido del consumo por usuario mediante el refuerzo y la renovación progresiva de sus activos sobre un principio de diseño esencialmente invariable: la energía fluye desde unos pocos puntos de generación centralizada hacia múltiples puntos de consumo. Este paradigma se está transformando como consecuencia del proceso de electrificación y descarbonización del sistema energético.

En la actualidad, cada consumidor puede ser, a su vez, un punto de generación distribuida, comúnmente fotovoltaica. En España, la generación fotovoltaica supone el 24% de la punta anual de demanda, el autoconsumo alcanzó 9,59 GW a cierre de 2025 y aportó 10.550 GWh, el 4,1 % de la demanda nacional, en su mayoría conectada en BT, el nivel de red con menor observabilidad y sin un registro oficial completo de instalaciones [2]. Este nuevo agente prosumidor, junto con los nuevos perfiles de consumo asociados a recarga de vehículos, bomba de calor, etc... y su impacto en la red es objeto de estudio en la actualidad [3].

Entre los problemas derivados de esta realidad, uno de los más relevantes es el desequilibrio de tensión en las fases. Esto se debe a que al ser monofásica gran parte de las instalaciones de autoconsumo residencial [4], el desequilibrio tradicionalmente causado por un reparto desigual de cargas, se ve agravado por una generación distribuida igualmente desequilibrada y correlacionada entre instalaciones vecinas [5]. A diferencia de los perfiles de consumo tradicionales, cuyo carácter aleatorio tiende a minorarse por la no simultaneidad entre fases, la generación fotovoltaica responde de forma simultánea al mismo perfil de irradiancia, de modo que la asimetría no se promedia, sino que se acumula en las horas centrales del día.

Ello se traduce en corrientes elevadas por el neutro —con el consiguiente incremento de pérdidas técnicas, de carga térmica del conductor y de tensión neutro-tierra— y en variaciones de tensión fuertemente descompensadas, con una fase en sobretensión severa mientras las otras permanecen en subtensión, pudiendo superar el 2% que la UNE-EN 50160 admite para el factor de desequilibrio de tensión [6]. El efecto se agrava hacia el final de la línea, donde la mayor impedancia acumulada amplifica tanto el desplazamiento del neutro como la dispersión entre fases. Un caso límite podría darse en la fase más cargada de generación, donde se puede alcanzar el umbral de máxima tensión del inversor,

que reduce su potencia mediante la característica P(U) o se desconecta conforme a la UNE-EN 50549-1 [7], penalizando al titular de la instalación mientras el resto de fases sigue en subtensión.

Las campañas de medida sobre redes de BT confirman que estos niveles se alcanzan con penetraciones de autoconsumo comparables a las presentes actualmente en el sistema español, lo que sitúa la corrección del desequilibrio como una vía de ampliación de la capacidad de acogida (*hosting capacity*) comparable al refuerzo convencional de la red [8]. En este documento se presenta un sistema integral que contempla, además del dispositivo equilibrador de fases, una herramienta de análisis y proyección de la solución, así como una plataforma de monitorización avanzada y los resultados de validación en laboratorio y en campo. La tecnología desarrollada por Aplicaciones Tecnológicas S.A., ha sido particularizada y validada junto con UFD para las características de su red.

2. EQUILIBRADOR DE FASES PARA LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN

El equilibrador de fases presentado en este trabajo está basado en un sistema de electrónica de potencia particularizado con un sistema de control específico. Este dispositivo, basado en la transferencia de potencia entre fases de una línea, mitiga el desequilibrio de tensión y además proporciona un punto adicional de observación de la red. Su arquitectura permite configurar los parámetros de control, potencia, monitorización e integración para adaptarlo también a los requisitos de otras DSO.

2.1. Principio de funcionamiento

El equilibrador ataca el problema de desequilibrio de tensiones de fase directamente, transfiriendo potencia entre fases hasta llevar todos los niveles de tensión de fase a su valor medio. De este modo, el consumo neto percibido desde la red tiende a equilibrarse y la corriente por el neutro se reduce en consecuencia.

Se supone una red trifásica de baja tensión en la que se instala un equilibrador en un punto intermedio entre las cargas, de modo que hay puntos de consumo y generación distribuida tanto aguas arriba como aguas abajo del mismo (Figura 1). Este escenario está compuesto por las salidas del centro de transformación, la impedancia de línea (Z_{Linea}); y las cargas monofásicas (Z_{Carga}) de consumo o de generación distribuida que cuelgan de cada fase.

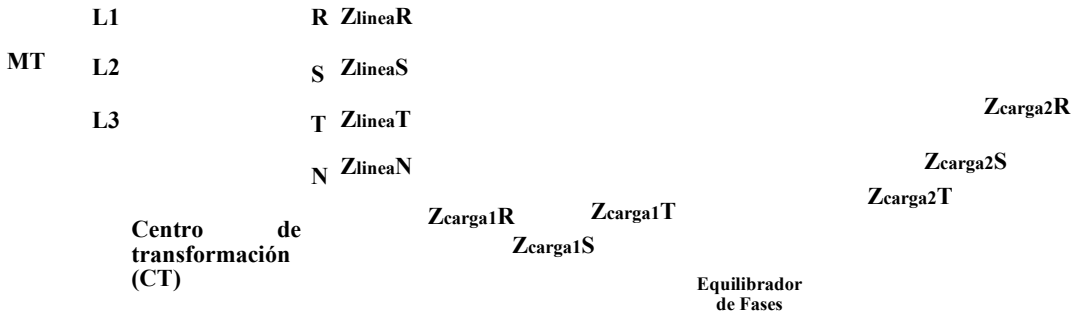


Figura 1. Escenario de ejemplo de instalación del equilibrador de fases en un punto intermedio de una línea de baja tensión.

Debido a esta impedancia de línea, en cada punto de suministro la tensión fase-neutro difiere de la que se encuentra a la salida del CT. Cuando las cargas están descompensadas aparece una corriente por el neutro que desplaza el valor de tensión del punto flotante de su valor de referencia, afectando al equilibrio de las tensiones de fase.

Desde el punto de vista de las componentes simétricas de Fortescue, lo que se consigue es que la componente homopolar (V_0) y de secuencia negativa (V_2), que reflejan la corriente por neutro y las asimetrías en el consumo de corriente por fase, se anulen, dejando únicamente la secuencia positiva o directa (V_1) que refleja la simetría del consumo en el sistema.

El equilibrador de fases debe ser instalado en puntos intermedios con cargas tanto aguas arriba como aguas abajo del mismo y, en cualquier tipo de red de BT. Además, dado que el equipo se conecta en paralelo con la red y, por lo tanto, actúa en derivación, es completamente transparente a la potencia de la línea, lo que lo convierte en una herramienta

sencilla y versátil con el requisito único de que la potencia a transferir sea suficiente como para resolver la situación de desequilibrio, lo que reduce los requerimientos de dimensionamiento del dispositivo, además en caso de evoluciones futuras de la red que incrementen el problema, será sencillo resolverlo con la adición de equipos en paralelo, en lugar de reemplazar la inversión inicial aún no amortizada.

2.2. Plataforma de monitorización y control

Además del control de tensión de la red, el equilibrador aporta un punto de visibilidad en la red. Estos datos se pueden visibilizar desde una plataforma de visualización y control que permite a un operador acceder a los datos de todos los equipos instalados en campo, así como la configuración de *settings* y realización de pruebas. La pantalla principal muestra un mapa con la ubicación de cada equipo desplegado, así como una tabla de datos de acceso rápido. El detalle de los datos ofrecidos por el equipo ofrece dos modos de visualización:

- Datos históricos: tensión, corriente (cuando se dispone de transformadores de corriente), potencia absorbida, inyectada y transferida, y temperatura en un rango temporal seleccionable.
- Datos en tiempo real: tensión, potencia absorbida e inyectada y temperatura en un intervalo próximo a la hora actual, con actualización cada segundo.

La plataforma dispone además de un modo de control manual que permite configurar los parámetros de transferencia de potencia, útil para ensayos o para mantener el equipo en monitorización sin actuación. Existe asimismo un modo de acciones programadas para ejecutar tareas en horarios predefinidos. Los parámetros de control y monitorización pueden configurarse para adecuar la solución a los criterios operativos de cada DSO.

3. VALIDACIÓN DE LA SOLUCIÓN

La validación de la solución se ha realizado inicialmente en laboratorio donde se han generado diferentes situaciones de desbalance de tensión simulando desbalance tanto por consumo, como por inyección. El escenario de ensayo reproduce el diagrama descrito en la Figura 2 mediante una carga electrónica regenerativa que devuelve la potencia de consumo a la red a través de un transformador de aislamiento estrella-delta y que permite la generación de diferentes tipos de perturbación en la red bajo evaluación.

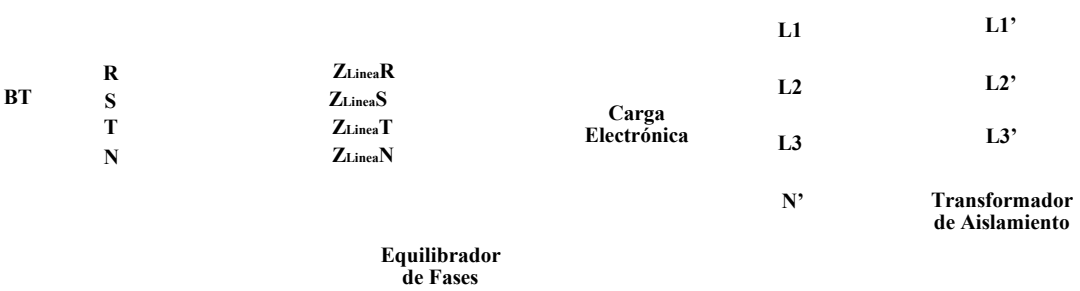


Figura 2. Montaje de ensayo en laboratorio con impedancia de línea emulada y carga electrónica regenerativa.

Sobre el escenario de laboratorio de base (Instante 1) se han generado dos niveles de severidad de desequilibrio en la red (instantes 2 y 3). En la condición más desfavorable (Instante 3) se produce simultáneamente un consumo monofásico de 6 kW en las fases L1 y L3 (Línea Verde y Línea Azul en la Figura 3), y una inyección de 6kW en la fase L2 (Línea Naranja), dando lugar a un desequilibrio de tensiones. En el instante 4, se conecta manualmente el equilibrador comenzando con la transferencia de potencia desde la fase L2 a las fases L1 y L3. La consecuencia de esta transferencia puede apreciarse al final de la gráfica (Instante 4), donde todas las tensiones convergen a un valor próximo a 236V. En este caso ha sido necesario extraer unos 6,4kW de la fase L2 e inyectar 4kW en la fase L3 y 2,4kW en la fase L1. El efecto conseguido es muy evidente, tras activar el equilibrador, la red pasa de estar con un desequilibrio de 19,96V (8,46%) a un desequilibrio de 0,23V (0,1%).



Figura 3. Resultados de la prueba: Instantes 1,2 y 3 presentan la respuesta de la red en diferentes condiciones de desequilibrio. Instante 4 presenta el efecto del equilibrador y convergencia de las tensiones en la situación de desbalance más crítica.

4. HERRAMIENTA DE ANÁLISIS Y PROYECCIÓN

Una vez validado el correcto funcionamiento en laboratorio y antes de desplegar cualquier solución correctora es necesario responder a dos preguntas: dónde existe realmente un problema de calidad de suministro y qué magnitud tiene. Para ello, Aplicaciones Tecnológicas ha desarrollado para UFD una herramienta específica de análisis y proyección, concebida según sus criterios, datos disponibles y características de red que permite la identificación de la solución más adecuada en cada caso y la identificación del punto más adecuado en caso de requerir de la instalación de equilibradores. Esta herramienta se basa en el análisis de la red a partir de la información de la topología e interconectividad, así como de los datos obtenidos en las acometidas de los puntos de suministro. Con esta información la herramienta analiza y determina los nodos críticos e identifica los escenarios que se resolverían con la instalación de equilibradores. Esta herramienta incluye además un conjunto de reglas que permite determinar las soluciones más adecuadas cuando el problema no se resuelve con un equilibrador para cada situación. Su metodología es parametrizable y puede adaptarse a la topología, datos y criterios de diagnóstico de otras DSO.

4.1. Análisis de la red de BT

La identificación de las redes de baja tensión con problemas en calidad de suministro por sobre o subtensión se identifican a partir del análisis de los eventos registrados en las acometidas de los puntos de suministro. Estos eventos se generan cuando en la red existe un nivel de tensión fuera de los márgenes de ±7% durante más de 3 minutos; en esta situación se registran los instantes de inicio y de final, indicando si el evento es una sobretensión o una subtensión.

A partir del conjunto de eventos, la topología de la red, los patrones horarios y el grado de simultaneidad del problema —considerando, entre otros aspectos, el porcentaje de suministros afectados por centro y por fase—, la herramienta genera una propuesta de resolución para el problema identificado. Para ello, agrupa los eventos por salida de cada CT y evalúa su histórico mediante un proceso de clusterización que considera el tipo de evento, frecuencia, duración, momento de ocurrencia y número de suministros afectados. Esta clusterización permite asociar a cada CT una «huella» que caracteriza los tipos de evento presentes, su patrón horario y su extensión, tal como se muestra en la Figura 4.

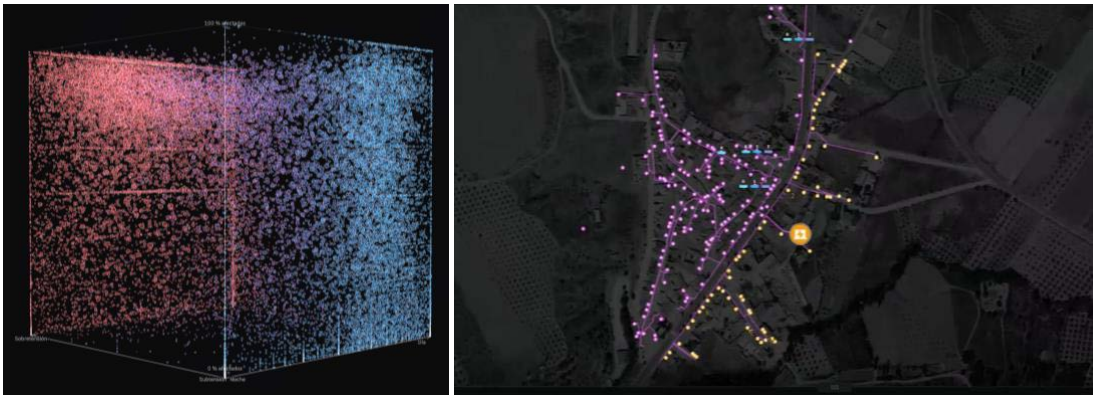


Figura 4. Clusterización de CTs en función de las caracterísitcas de los eventos y visualización de la herramiénta en un CT concreto.

A partir de esta clusterización puede abordarse el estudio de un CT o de grupos de CTs con casuísticas similares. La visualización permite diferenciar, por ejemplo, centros en los que todos los suministros presentan sobretensión simultánea, situaciones concentradas en una única fase, o escenarios con sobretensión y subtensión en fases diferentes, ya sea en distintos periodos del día o de forma simultánea. Esta caracterización permite prescribir el equilibrador de forma objetiva y automatizada, así como seleccionar la ubicación más adecuada.

4.2. Definición de la solución

La herramienta, a partir del conjunto de reglas predefinido y tras el análisis de los datos, ofrece una propuesta de solución, bien basadas en actuaciones sobre la red, bien basadas en la instalación de un dispositivo equilibrador. Además, las diferentes soluciones son compatibles entre sí, por ejemplo, tras instalar un dispositivo equilibrador, los nuevos datos podrían indicar la necesidad de un ajuste en el transformador para cambiar la regulación.

Como se ha comentado, dentro de las posibles soluciones para mitigar el efecto de los desequilibrios de la red de BT, el equilibrador de fases permite abordar situaciones especialmente complejas (sobretensiones y subtensiones simultáneas, aleatorias, etc…) aportando además un punto de monitorización en la red. La definición completa de la solución incluye tanto la prescripción del equipo, como la identificación del punto más conveniente para instalarlo.

Para ello, la herramienta realiza la evaluación de la distribución de los perfiles de consumo y generación, topología, accesos y apoyos disponibles y ofrece un conjunto de propuestas priorizadas sobre los puntos más convenientes para la instalación del dispositivo. Esta lógica puede configurarse para incorporar criterios técnicos y restricciones de despliegue de otras DSO.

5. RESULTADOS EN CAMPO

La primera fase de despliegue en instalaciones reales tuvo lugar en 10 ubicaciones de la red de UFD. Durante la evaluación se han comparado los eventos (en periodos de 10 minutos) en el entorno de la instalación del equipo contemplando ventanas temporales antes y después de la instalación del equilibrador. En la Figura 5 se muestra un ejemplo de análisis donde se aprecia la reducción de eventos desde la instalación del dispositivo.

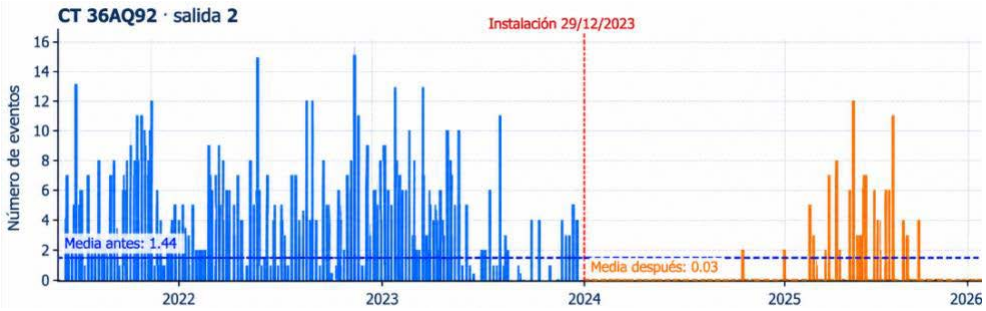


Figura 5. Ejemplo de la evolución temporal en un CT's y porcentaje de reducción de eventos en las 10 primeras ubicaciones.

En la Tabla I se muestran los porcentajes de reducción de eventos en las diferentes ubicaciones.

LOCATION	EVENTS REDUCTION
Madrid 1	-81,73%
Lugo 1	-88,59%
Pontevedra 1	-95,18%
Cuenca 1	-75,75%
A Coruña 1	-100%
Madrid 2	-92,21%
Madrid 3	-75,48%
Madrid 4	-73,91%
Pontevedra 2	-79,38%

Tabla I. Porcentaje de reducción de eventos en las primeras ubicaciones evaluadas.

Los resultados de esta primera fase muestran una reducción media de eventos del orden del 80-85 %, lo que permite evaluar la efectividad de la solución en las ubicaciones analizadas. En la actualidad, con un despliegue aproximado de 30 dispositivos en la red de UFD, los resultados observados se mantienen en valores similares. Los equipos con mayor tiempo de operación permiten, además, incorporar al análisis los efectos de la estacionalidad anual.

6. CONCLUSIONES

El cambio de paradigma en la red, motivado por la electrificación y por el autoconsumo monofásico, ha convertido el desequilibrio de fases en un problema estructural que no puede abordarse únicamente mediante el refuerzo de la red.

Los equipos equilibradores de fases basados en la tecnología de Aplicaciones Tecnológicas, particularizados para UFD han demostrado ser una solución escalable, de fácil despliegue y altamente efectiva en los escenarios analizados. El control basado en tensión resulta adecuado para cualquier tipo de línea de baja tensión. Además, los equipos aportan un punto de monitorización adicional contribuyendo a mejorar significativamente la observabilidad de la red. Esta solución resulta muy competitiva en ejecución y costes de despliegue, además de ser escalable por nuevos requerimientos de la red y compatible con otras actuaciones, como la regulación en el transformador, tras haber equilibrado una línea.

Tanto el equilibrador como las herramientas asociadas presentan una arquitectura configurable que permite adaptar prestaciones, parámetros de control, análisis, fuentes de datos e integración a otras DSO. El trabajo con UFD constituye así una implementación específica de una tecnología reutilizable y personalizable para otras redes de distribución.

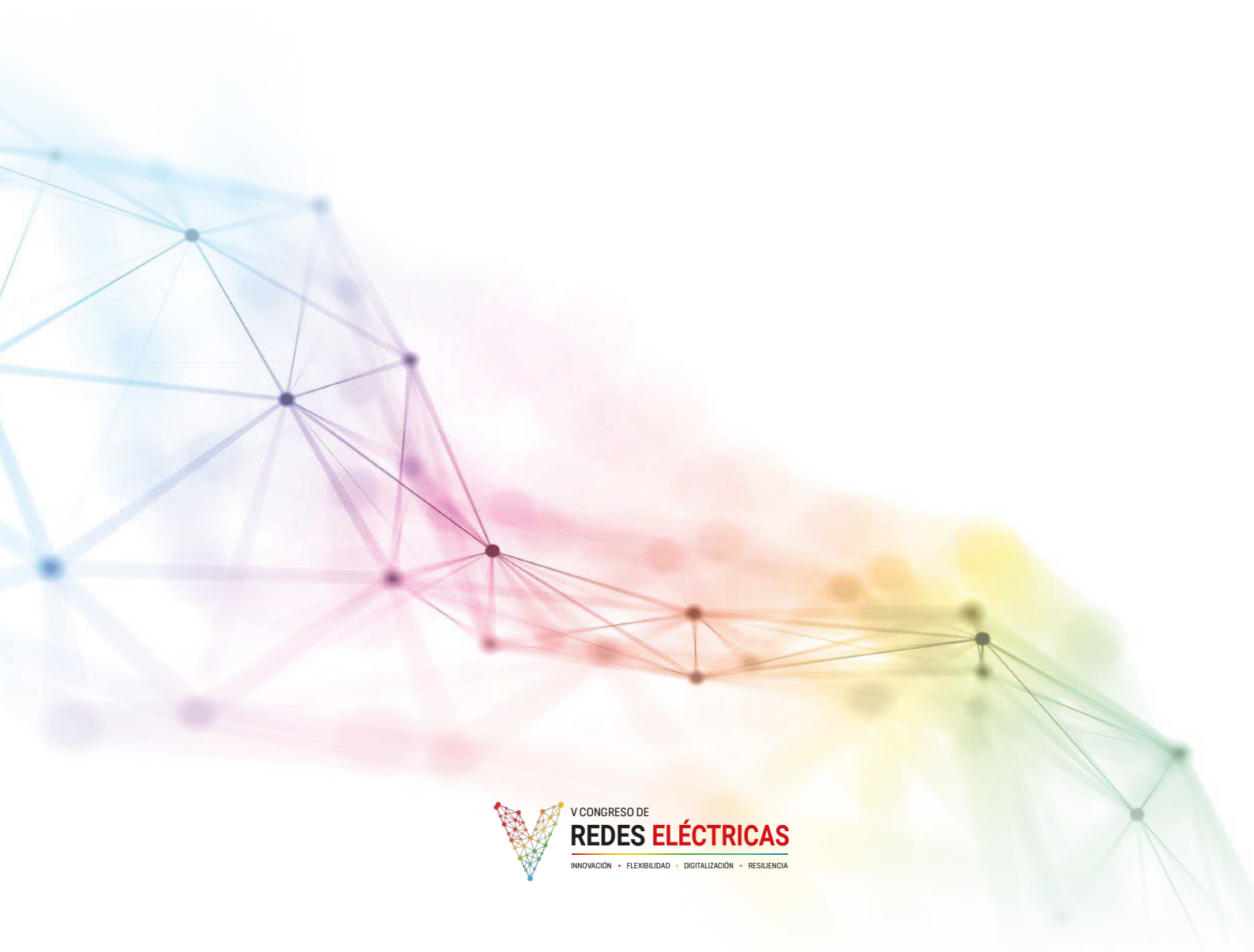
REFERENCIAS

[1] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008,” *Boletín Oficial del Estado*, no. 312, Dec. 29, 2007.
[2] APPA Renovables, *Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico y Almacenamiento 2025*, Asociación de Empresas de Energías Renovables, Madrid, Spain, Feb. 2026.
[3] N. Damianakis, G. R. C. Mouli, and P. Bauer, “Grid impact of photovoltaics, electric vehicles and heat pumps on distribution grids—An overview,” *Applied Energy*, vol. 380, Art. no. 125000, 2025.
[4] F. J. Ruiz-Rodriguez, J. C. Hernández, and F. Jurado, “Voltage unbalance assessment in secondary radial distribution networks with single-phase photovoltaic systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 646–654, Jan. 2015.
[5] F. Shahnia, R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, “Voltage imbalance analysis in residential low voltage distribution networks with rooftop PVs,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 9, pp. 1805–1814, Sep. 2011.
[6] CENELEC, *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Networks*, EN 50160:2022, European Committee for Electrotechnical Standardization, Brussels, Belgium, 2022.
[7] C. T. Gaunt, E. Namanya, and R. Herman, “Voltage modelling of LV feeders with dispersed generation: Limits of penetration of randomly connected photovoltaic generation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 1–6, 2017.
[8] M. S. Aydin, “Data-driven probabilistic approach to improve hosting capacity in PV-rich LV networks via phase balancing,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 46, Art. no. 102238, Jun. 2026.

04

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, Comunicaciones.



POWER SYSTEM STATE ESTIMATION USING PHYSICS-INFORMED RECURRENT NEURAL NETWORKS

Alireza Shooshtari, Antonio Pepiciello, José Luis Domínguez-García (Catalonia Institute for Energy Research, IREC)

Abstract: State estimation is a key component in the reliable operation of modern power systems. Traditional methods like Weighted Least Squares (WLS) are often too slow and computationally demanding for real-time applications, and they can be vulnerable to false data injection attacks. In contrast, data-driven models are faster but often lack the physical consistency needed for dependable results, especially when working with noisy or limited data. This paper presents a physics-informed Attention-LSTM model that combines the strengths of both approaches. By embedding the physical laws of power systems into the learning process, the model improves estimation accuracy without relying on ground-truth labels. Tests on IEEE 14-bus and 30-bus systems show that the proposed model outperforms both WLS and standard LSTM-based methods, offering higher accuracy and strong resilience against cyberattacks. The results demonstrate its potential for secure and real-time state estimation in power networks.

1- INTRODUCTION

Power system state estimation (PSSE) is an essential tool for monitoring the grid and ensuring its reliable and secure operation [1]. It estimates the system states, including the voltage magnitudes and angles at each bus, by processing raw measurements like active and reactive power flows and injections, and also voltage magnitudes. Traditional model-based methods relied on data collected by Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems [2]. However, with the deployment of smart grids and the increasing use of Phasor Measurement Units (PMUs), demand for faster and more accurate state estimation techniques has grown. At the same time, these technological advancements introduce new cybersecurity challenges, such as false data injection attacks, due to the expanded communication infrastructure and increased data exchange [3].

Model-based state estimators, such as the weighted least squares (WLS) method, are often slow and computationally expensive because of their iterative nature, which relies on repeated power flow calculations. Therefore, they are not proper for real-time applications, especially in large-scale power systems [4]. Furthermore, traditional estimators like WLS are vulnerable to False Data Injection Attacks (FDIA), which can change the true states of the systems without being easily detected [5]. On the other hand, while purely data-driven methods are faster, they don't take into account the physical laws and system constraints inherent to the power systems. This lack of physical information often leads to inaccurate estimates, particularly in scenarios with limited or noisy data and making these approaches unreliable in critical operational scenarios [6].

These limitations highlight the need for advanced techniques that enhance the accuracy and reliability of power system state estimation by integrating data-driven methods with physical system knowledge. To address this, we propose a physics-informed Long Short-Term Memory (LSTM) model for state estimation. The limitations of both conventional model-based techniques and purely data-driven models are addressed by this hybrid approach, which embeds the physical laws of power systems while utilizing the learning potential of neural networks.

2.- THEORETICAL BACKGROUND

Power System State Estimation

A common strategy for estimating the states of a power system is the WLS method [1]. This technique formulates the estimation problem as a set of nonlinear equations that reflect the physical laws of the system:

$$z = h(x) + e \tag{1}$$

Where x is the state vector including $N = 2n - 1$ elements (bus voltages magnitudes and angles except the slack bus's angle), n is the number of buses, z is measurement vector, h is the set of non-linear equations, and e represents vector of measurements noise, which is assumed to be Gaussian distributed with zero mean and standard deviation σ_i.

By minimizing the cost function $J(x)$, the optimal estimate of the state vector in (1) is determined using the WLS approach:

$$J(x) = \|z - h(x)\|_{R^{-1}} = [z - h(x)]^T R^{-1}[z - h(x)] \quad (2)$$

The measurement noise in the system is represented by the covariance matrix R, which captures the uncertainty associated with each observation. A local linearization around a certain operating point x^* is used to approximate the nonlinear relationship between measurements and state variables in order to estimate the system states. This results in the measurement model's linearized form as follows:

$$\Delta z = H\Delta x + e \quad (3)$$

Here, Δz represents the mismatch between actual and estimated measurements, and Δx indicates the required correction to the state vector. The matrix H is the Jacobian matrix of h at x^*. The system solves a weighted least-squares problem that minimizes the measurement residuals in a probabilistic manner in order to update the state estimate. The solution is calculated using:

$$\Delta\hat{x} = (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1} \Delta z \quad (4)$$

$$x^*_{new} = x^* + \Delta\hat{x} \quad (5)$$

This iterative process is repeated until the $\Delta\hat{x}$ becomes sufficiently small, at which point the algorithm is considered to have converged to the final state estimate.

Physics-Informed Attention-LSTM Estimator

Unlike traditional methods such as WLS, which rely on solving optimization problems using system models and assume access to precise system state data, data-driven approaches learn from historical measurements without requiring explicit modeling. Techniques in the literature include neural networks, autoencoders, and graph neural networks, among others [7-9]. In this work, we adopt a Long Short-Term Memory (LSTM) network due to its ability to capture temporal dependencies inherent in power system dynamics. Moreover, by embedding physical laws into the learning process, our method does not require ground-truth labeled states for training. This physics-informed approach ensures that the model predictions remain consistent with physical principles, even in the absence of labeled data.

A specific kind of recurrent neural network (RNN) called a Long Short-Term Memory (LSTM) network is made to recognize long-range dependencies in sequential input. The key to the LSTM's capability is its cell architecture, which includes a cell state and three regulatory gates (forget, input, and output). These gates allow the network to selectively retain or discard information over long time horizons, making them ideal for modeling the temporal dependencies of power system states. LSTM may learn the grid's dynamic behavior by analyzing sequences of measurement data. This temporal model provides inherent resilience against FDIAs.

Our proposed model combines the strengths of LSTMs in capturing temporal patterns with the physical laws that define how power systems behave. To ensure the model's outputs remain consistent with the real-world dynamics of the grid, we embed physics directly into the learning process. This makes the approach not just data-driven, but physics-informed.

In a typical stacked LSTM, each layer passes its output to the next, forming a hierarchy of time-based features. However, the final prediction usually depends only on the last layer, which limits the model's ability to leverage information captured in earlier layers.

To address this, our architecture, called Attention-LSTM, introduces an attention mechanism that operates across all LSTM layers. The idea is that different layers can learn different types of temporal features, such as short-term noise or long-term patterns. Rather than relying solely on the final layer, the attention mechanism selectively combines hidden states from all layers, creating a dynamic summary that highlights the most relevant information for the task. This flexible representation helps the model make more accurate and physically meaningful state estimates.

The proposed Attention-LSTM architecture consists of three main components: a multi-layer LSTM backbone, a layer-wise attention module, and a fully connected output layer. A time-sequenced vector of system measurements serves as the model's input. These measurements are processed one after the other to capture the temporal dependencies inherent in power system dynamics.

The model processes sequential measurement data using a two-layer LSTM, where each layer continuously updates its hidden and cell states to learn both short-term variations and long-term trends in the system. Instead of relying only on the final layer's output, the model applies an attention mechanism that evaluates the relevance of each layer's

hidden state. These are combined into a context vector that captures the most important temporal features. This context vector is then used to predict the system's voltage magnitudes and angles. By updating its internal states at every time step, the model stays responsive to changing conditions, leading to accurate and physically meaningful state estimates.

Another of the key innovations in our model is the use of a physics-informed loss function. Traditional neural networks rely on supervised learning with ground-truth labels. However, in power systems, accurately labeled state data is often limited or expensive to obtain. To overcome this, we employ a hybrid training strategy that leverages the physical laws governing the system. Instead of directly comparing the predicted states with ground-truth states, we use the predicted states to reconstruct the original measurements via the nonlinear AC power flow equations. The estimated state vector $\hat{x} = [\hat{\theta}, \hat{V}]$ is passed into this function to compute a new set of measurements $\hat{z}$, according to:

$$z = h(\hat{x}) \tag{6}$$

The function $h(.)$ implements the power flow equations that map system states to measurable quantities such as bus injections and line flows. These equations are defined in (7).

$$\begin{cases} P_i = \sum_{J=1}^{N} V_i V_j \left(G_{ij} \cos\left(\theta_i - \theta_j\right) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)\right) \\ Q_i = \sum_{J=1}^{N} V_i V_j \left(G_{ij} \sin\left(\theta_i - \theta_j\right) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)\right) \\ P_{ij} = -V_i^2 G_{ij} + V_i V_j \left(G_{ij} \cos\left(\theta_i - \theta_j\right) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)\right) \\ Q_{ij} = -V_i^2 B_{ij} + V_i V_j \left(G_{ij} \sin\left(\theta_i - \theta_j\right) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)\right) \end{cases} \tag{7}$$

Here, P_i and Q_i represent the active and reactive power injections at bus i, while P_{ij} and Q_{ij} are the power flows from bus i to bus j. The terms G_{ij} and B_{ij} are the real and imaginary parts of the bus admittance matrix Y_{Bus}, and V_i, θ_i are the voltage magnitude and phase angle at bus i, respectively.

Once the reconstructed measurements $\hat{z}$ are computed, the training loss is defined as the Mean Squared Error (MSE) between the true measurements z and the reconstructed values:

The training loss is then defined as the Mean Squared Error (MSE) between the original input measurements z and the reconstructed measurements $\hat{z}$:

$$\mathcal{L} = \|z - \hat{z}\|^2 = \|z - h(\hat{x})\|^2 \tag{8}$$

By minimizing this loss during training, the model learns to produce state estimates that are not only consistent with observed data but also physically plausible according to the AC power flow model. This approach guides the learning process using both measurement patterns and domain knowledge, resulting in improved accuracy, robustness, and interpretability.

2.- RESULTS

We evaluated our proposed method using the IEEE 14-bus and IEEE 30-bus test systems. In both cases, the measurement set includes voltage magnitudes at all buses, active and reactive power injections at all buses except the slack bus, and active and reactive power flows on each line (measured from the sending end). The system states consist of voltage magnitudes at all buses and voltage angles at all buses except the slack, since its angle is fixed.

For the IEEE 14-bus system, this results in 80 measurements and 27 state variables, while the IEEE 30-bus system includes 170 measurements and 59 state variables. To simulate realistic operating conditions, we used load data from NYISO, normalized it, and applied it in MATPOWER to generate the corresponding measurements and true states. Gaussian noise was then added to the measurements to reflect typical sensor inaccuracies. Details of the measurement types, their quantities, and associated noise levels given by the standard deviation of the added Gaussian noise are

provided in Table I. Importantly, the number of measurements exceeds the number of states in both networks, ensuring that the systems are fully observable.

Table I. Measurements Type and Noise Level

Measurement	IEEE14-bus system	IEEE30-bus system	Standard deviation
V_i	14	30	0.004
P_i	13	29	0.01
Q_i	13	29	0.01
P_{ij}	20	41	0.008
Q_{ij}	20	41	0.008

We trained our model using 95% of the data and set aside the remaining 5% to evaluate its accuracy. To evaluate the effectiveness of our approach, we compared it with the WLS method and a standard Attention-LSTM model that does not incorporate any physics-based information. Model performance was evaluated using the Mean Absolute Estimation Error (MAEE):

$$MAEE = \frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N}|\hat{x}_k - x_k| \tag{9}$$

The MAEE results for voltage magnitudes and voltage angles in the IEEE 14-bus and IEEE 30-bus networks are presented in Tables II and III, respectively. As shown, the physics-informed Attention-LSTM achieves lower mean errors and standard deviations compared to the WLS method. In most cases, it also performs better than the standard Attention-LSTM model without physics informing. These results are encouraging, given that obtaining true system states in power networks is often difficult and expensive. Accurate state estimation typically requires extensive measurement infrastructure and high-quality sensor data, which are not always available.

Table II. Mean and standard deviation of MAEEs in IEEE14-bus system

Method	Mean		Standard deviation	
	$\boldsymbol{V(PU)}$	$\boldsymbol{\theta(radians)}$	$\boldsymbol{V(PU)}$	$\boldsymbol{\theta(radians)}$
WLS	0.0011	0.0014	0.0014	0.0014
Standard Attention-LSTM	0.0011	0.0010	0.0014	0.0012
Physics-informed Attention-LSTM	0.0005	0.0010	0.006	0.0012

Table III. Mean and standard deviation of MAEEs in IEEE30-bus system

Method	Mean		Standard deviation	
	$\boldsymbol{V(PU)}$	$\boldsymbol{\theta(radians)}$	$\boldsymbol{V(PU)}$	$\boldsymbol{\theta(radians)}$
WLS	0.0014	0.0009	0.0019	0.0012
Standard Attention-LSTM	0.0009	0.0008	0.0011	0.0009
Physics-informed Attention-LSTM	0.0009	0.0007	0.0012	0.0010

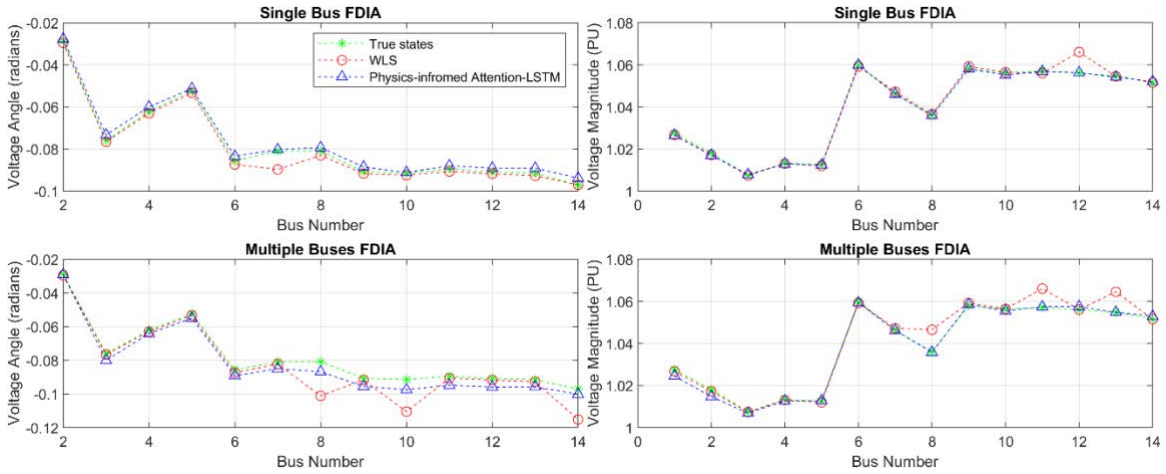


Figure 1. Estimated states under FDIAs in IEEE 14-bus system

To evaluate the robustness of our proposed method, we applied FDIAs into the system states. These attacks were specifically designed to bypass traditional bad data detection methods, making them difficult to identify and isolate. We tested both single-bus and multi-bus attack scenarios, with random locations. The results for the IEEE 14-bus system are presented in Figure 1.

In the first scenario, a single FDIA was injected into the voltage angle at bus 7. In the multi-bus case, attacks were applied to buses 8, 10, and 14. As the figures illustrate, the WLS method fails to provide accurate estimates under these conditions, indicating its vulnerability to such attacks. In contrast, our proposed model successfully estimates the system states even in the presence of FDIA. We conducted a similar analysis for voltage magnitude states. A single FDIA was applied at bus 12, and multiple attacks were introduced at buses 8, 11, and 13. Again, our model demonstrated strong robustness, accurately estimating the true states, while the WLS method was unable to handle the corrupted inputs.

We extended the same analysis to the IEEE 30-bus system to further validate the generalizability of our approach. The results are shown in Figure 2. In the case of voltage angle attacks, a single FDIA was introduced at bus 20, while the multi-bus scenario included attacks at buses 4, 9, 15, 20, and 28. As with the IEEE 14-bus system, the WLS method failed to produce accurate state estimates under these conditions. On the other hand, our physics-informed model consistently maintained reliable performance and effectively estimated the true system states despite the presence of undetectable attacks.

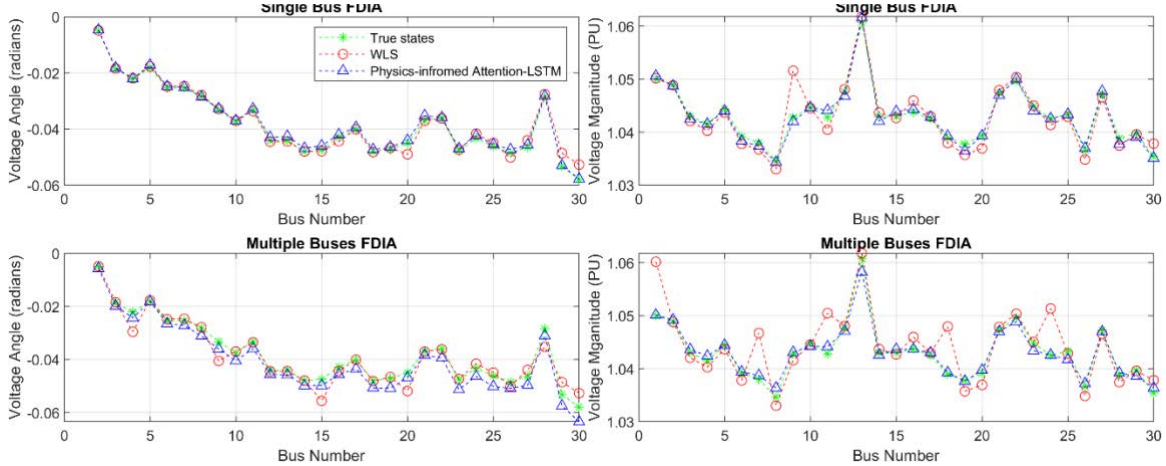


Figure 2. Estimated states under FDIAs in IEEE 30-bus system

For voltage magnitude attacks, we injected a single FDIA at bus 9. In the multiple-attack scenario, FDIAs were added at buses 1, 7, 11, 18, and 24. Once again, the proposed model outperformed the traditional WLS approach, showing strong resilience to false data. These results confirm the effectiveness of the proposed approach in dealing with stealthy FDIAs that evade conventional detection mechanisms.

CONCLUSION

This work introduced a physics-informed Attention-LSTM model for power system state estimation, designed to overcome the limitations of traditional estimators and purely data-driven methods. By integrating the underlying physical principles of the grid into a deep learning framework, the model delivers accurate and physically consistent estimates without needing labeled training data. The use of an attention mechanism allows the model to focus on the most important temporal features, further enhancing its performance. Evaluation on IEEE test systems shows that the model not only achieves better accuracy than existing methods but also maintains its performance under false data injection attacks. These findings highlight the value of combining domain knowledge with machine learning to build robust and practical tools for modern power system operation. For future work, additional FDIA scenarios could be explored, including simultaneous attacks on both voltage magnitudes and angles. It would also be valuable to test the model on larger and more complex power networks to further assess its scalability and effectiveness in real-world conditions.

ACKNOWLEDGMENTS

This research was funded by CETPartnership, the Clean Energy Transition Partnership under the 2022 joint call for research proposals, co-funded by the European Commission (GA N°101069750) and with the funding organizations detailed on https://cetpartnership.eu/funding-agencies-and-call-modules, within the CoPRESS project framework.

REFERENCES

[1] Monticelli, A. (2002). Electric power system state estimation. Proceedings of the IEEE, 88(2), 262-282.
[2] Abur, A., & Exposito, A. G. (2004). Power system state estimation: theory and implementation. CRC press.
[3] Knapp, E., & Langill, J. (2011). Industrial Network Security: Securing Critical Infrastructure Networks for Smart Grid, SCADA, and Other Industrial Control Systems. Elsevier Science.
[4] Falas, S., Asprou, M., Konstantinou, C., & Michael, M. K. (2023, October). Physics-Informed Neural Networks for Accelerating Power System State Estimation. In 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE) (pp. 1-5). IEEE.
[5] Zhao, J., Mili, L., & Wang, M. (2018). A generalized false data injection attacks against power system nonlinear state estimator and countermeasures. IEEE Transactions on Power Systems, 33(5), 4868-4877.
[6] Zideh, M. J., Chatterjee, P., & Srivastava, A. K. (2023). Physics-informed machine learning for data anomaly detection, classification, localization, and mitigation: A review, challenges, and path forward. IEEE Access, 12, 4597-4617.
[7] Tian, G., Gu, Y., Shi, D., Fu, J., Yu, Z., & Zhou, Q. (2021). Neural-network-based power system state estimation with extended observability. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 9(5), 1043-1053.
[8] Picot, M., Messina, F. J., Labeau, F., & Piantanida, P. (2022, April). Robust autoencoder-based state estimation in power systems. In 2022 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT) (pp. 1-5). IEEE.
[9] Kundacina, O., Cosovic, M., & Vukobratovic, D. (2022). State estimation in electric power systems leveraging graph neural networks. arXiv preprint arXiv:2201.04056.

REDESPACHO INTELIGENTE PARA ALIVIO DE CONGESTIONES EN REDES ELÉCTRICAS CON ENERGÍAS RENOVABLES: UN ENFOQUE BASADO EN APRENDIZAJE POR REFUERZO

Adrián Alarcón Becerra, Investigador, Centro Tecnológico CIRCE, Zaragoza, España.

Ana Talayero Navales, Líder de Equipo, Centro Tecnológico CIRCE, Zaragoza, España.

Gregorio Fernandez Aznar, Gestor de Proyectos, Centro Tecnológico CIRCE, Zaragoza, España.

Aritz Rubio Egaña, Investigador, Centro Tecnológico CIRCE, Zaragoza, España.

Resumen: La integración creciente de generación eólica y fotovoltaica aumenta la frecuencia de las congestiones en las redes de transporte, y el redespacho de generadores es la principal herramienta correctiva de que disponen los operadores. Su cálculo convencional, el flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF), es costoso de resolver en tiempo real en redes grandes. Este trabajo presenta GSAR-SAC, un agente de aprendizaje por refuerzo profundo basado en Soft Actor-Critic que aprende offline una política de redespacho correctivo continuo sobre 53 generadores y, en operación, la aplica evaluando una red neuronal, sin resolver ninguna optimización. El agente se entrena y evalúa sobre el sistema IEEE de 118 nudos con flujo de potencia DC, en red intacta y con contingencias N-1. Sobre 500 episodios de prueba elimina la sobrecarga en el 99,8 % de los casos, frente al 95,4 % de TD3 y el 43,2 % de PPO entrenados en idénticas condiciones, y lo hace moviendo 224 MW de media frente a los 1 672 MW de TD3. La formulación de la recompensa resulta tan determinante como el algoritmo: penalizar cada megavatio redespachado reduce el volumen movido un 86,7 % a cambio de 0,2 puntos de tasa de éxito.

Palabras clave: redespacho correctivo, congestiones, aprendizaje por refuerzo, Soft Actor-Critic, flujo DC.

1. INTRODUCCIÓN

La congestión en una red de transporte aparece cuando el flujo por una rama supera su límite térmico. Tras detectarla, el operador debe devolver todos los flujos por debajo de sus límites antes de que actúen las protecciones, y el redespacho de generadores es la principal herramienta correctiva en los sistemas europeos: se reduce la producción de los generadores situados eléctricamente aguas arriba de la rama congestionada y se aumenta la de los situados aguas abajo, sin limitar la demanda. El punto de partida es el despacho resultante de los mercados diario e intradiarios, y la formulación clásica del problema es el SCOPF. Su versión DC es un programa lineal, pero la versión AC es no lineal y no convexa, y la competición GO de ARPA-E ha puesto de manifiesto que resolver SCOPF AC de gran tamaño dentro de plazos operativos sigue siendo un reto computacional (Aravena et al., 2023).

El aprendizaje por refuerzo profundo traslada ese coste a una fase de entrenamiento offline: la política correctiva queda codificada en una red neuronal y en operación basta con evaluarla. Para acciones continuas, como los incrementos de potencia de los generadores, los algoritmos más utilizados son TD3 (Fujimoto et al., 2018), SAC (Haarnoja et al., 2018) y PPO (Schulman et al., 2017). En sistemas de potencia, la serie de competiciones L2RPN organizada por RTE ha impulsado agentes que operan la red mediante cambios de topología y redespacho (Marot et al., 2021), como PowRL, que combina aprendizaje por refuerzo con heurísticas expertas (Chauhan et al., 2022).

Este trabajo se centra en el redespacho correctivo de generadores con un modelo DC, adecuado cuando la preocupación son los límites térmicos de las ramas y no la tensión, y responde a tres preguntas: (i) si un agente puede resolver el redespacho correctivo del sistema IEEE de 118 nudos con la fiabilidad que exige la operación, también en topologías N-1; (ii) cómo debe formularse la recompensa para que la solución sea operativamente razonable, y (iii) si la elección del algoritmo importa, comparando SAC con TD3 y PPO en idénticas condiciones.

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El redespacho se formula como un proceso de decisión de Markov y se resuelve de forma iterativa. En cada paso el agente observa el estado de la red y propone un incremento de potencia para cada generador; el entorno aplica el redespacho, resuelve el flujo de potencia y devuelve el nuevo estado y una recompensa. El episodio termina con éxito cuando ninguna rama supera su límite térmico, o se trunca a los 20 pasos. El entorno, PowerGridEnv, sigue la interfaz Gymnasium (Towers et al., 2024) y resuelve el flujo de potencia DC (Stott et al., 2009) del sistema IEEE de 118 nudos, con 179 ramas y 54 generadores, de los cuales 53 son controlables por el agente; el nudo slack absorbe el desequilibrio.

2.1. Escenarios

Cada episodio parte de un punto de operación con una o dos ramas sobrecargadas. Con probabilidad 0,5 el escenario se genera en topología N-1, abriendo una rama de un catálogo de 154 contingencias y calculando los flujos post-contingencia con factores LODF precalculados. El catálogo se obtiene de las 179 ramas descartando las 9 que son puentes, cuya apertura dejaría la red en islas, y las 16 contingencias que por sí solas provocan más de dos sobrecargas o una sobrecarga severa.

2.2. Observación y acción

La observación es un vector de 411 componentes (2 × 179 + 53) que concatena la carga relativa de cada rama, $\lambda_\ell = |F_\ell| / F_\ell^{max}$, recortada a [0, 2]; la posición de cada generador dentro de su rango, $(P_i - P_i^{min}) / (P_i^{max} - P_i^{min})$; y un vector binario que indica qué ramas están en servicio, de modo que el agente identifica la contingencia. La acción es un vector $u \in [-1, 1]^{53}$ que el entorno convierte en megavatios según el margen disponible en el sentido del movimiento:

$$\Delta P_i = \begin{cases} u_i (P_i^{\max} - P_i), & \text{si } u_i \geq 0 \\ u_i \left(P_i - P_i^{\min}\right), & \text{si } u_i < 0 \end{cases} \tag{1}$$

Cada nueva consigna se recorta a $[P_i^{min}, P_i^{max}]$ y el balance de potencia lo cierra el nudo slack.

2.3. Recompensa

La recompensa de cada paso tiene cuatro términos:

$$R_t = R_{\text{seg}} + R_{\text{coste}} + R_{\text{prog}} + R_{\text{éxito}} \tag{2}$$

El término de seguridad, $R_{seg} = -\alpha \, \Sigma \, (\lambda_\ell - 1)^2$ sobre las ramas sobrecargadas, con $\alpha = 10$, penaliza de forma cuadrática el exceso de carga, de modo que las sobrecargas severas pesan más que las leves. El término de progreso, $R_{prog} = \omega \, (E_{t-1} - E_t)$, con $\omega = 5$ y E_t el exceso total de sobrecarga, premia cada paso que la reduce, y $R_{éxito} = 50$ se concede al despejar la red. Las dos formulaciones que se comparan, V1 y V2, comparten estos tres términos y difieren solo en el coste del redespacho:

$$R_{\text{coste}}^{\text{V1}} = -0{,}01 \, \frac{\sum_i |\Delta P_i|}{\sum_i P_i^{\max}}, \qquad R_{\text{coste}}^{\text{V2}} = -0{,}05 \sum_i |\Delta P_i| \tag{3}$$

En V1 el coste está normalizado por la capacidad instalada y, frente a la bonificación de éxito, mover cientos de megavatios apenas cuesta nada. En V2 cada megavatio, medido sin normalizar, cuesta 0,05 puntos: redespachar 200 MW resta 10 puntos, la quinta parte de la bonificación.

3. AGENTE Y ENTRENAMIENTO

GSAR-SAC se basa en Soft Actor-Critic (Haarnoja et al., 2018), un algoritmo actor-crítico fuera de política que maximiza la recompensa acumulada más un término de entropía de la política, cuyo peso α se ajusta automáticamente; la entropía mantiene la exploración y evita que el agente se fije pronto en una estrategia estrecha. El actor produce una distribución gaussiana acotada mediante tanh sobre las 53 acciones, y dos críticos estiman el valor de cada par estado-acción, usándose el mínimo de ambos para mitigar la sobreestimación; la Figura 1 resume el bucle de entrenamiento.

Actor y críticos son perceptrones con dos capas ocultas de 512 neuronas. Se usa la implementación de Stable-Baselines3 (Raffin et al., 2021) con un búfer de 200 000 transiciones, lotes de 256, $\gamma = 0{,}99$, $\tau = 0{,}005$ y tasa de aprendizaje $3 \cdot 10^{-4}$, durante 500 000 pasos repartidos entre 8 entornos en paralelo. Los escenarios N y N-1 se mezclan desde el primer paso, sin currículo. Las líneas de base, TD3 (actor determinista con críticos gemelos y actualización retardada) y PPO (método en política con objetivo recortado), se entrenan con el mismo entorno, la misma red y el mismo número de pasos; PPO con los hiperparámetros por defecto de Stable-Baselines3.

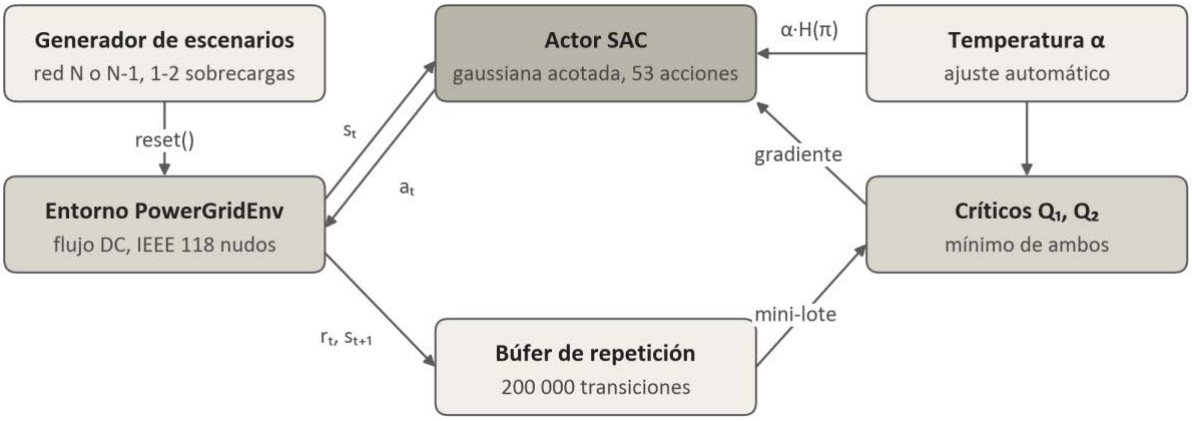


Figura 1. Bucle de entrenamiento de GSAR-SAC: el entorno DC entrega el estado al actor, aplica su acción y guarda la transición en el búfer, del que se extraen lotes para actualizar los críticos y, a partir de ellos, el actor.

4. RESULTADOS

Cada modelo se evalúa con su política determinista sobre 500 episodios independientes con probabilidad de contingencia 0,5 (259 en red intacta y 241 en N-1), generados con la misma semilla para todos los modelos. La carga máxima inicial media es del 110 %. La Figura 2 muestra un episodio típico, resuelto en un único paso.

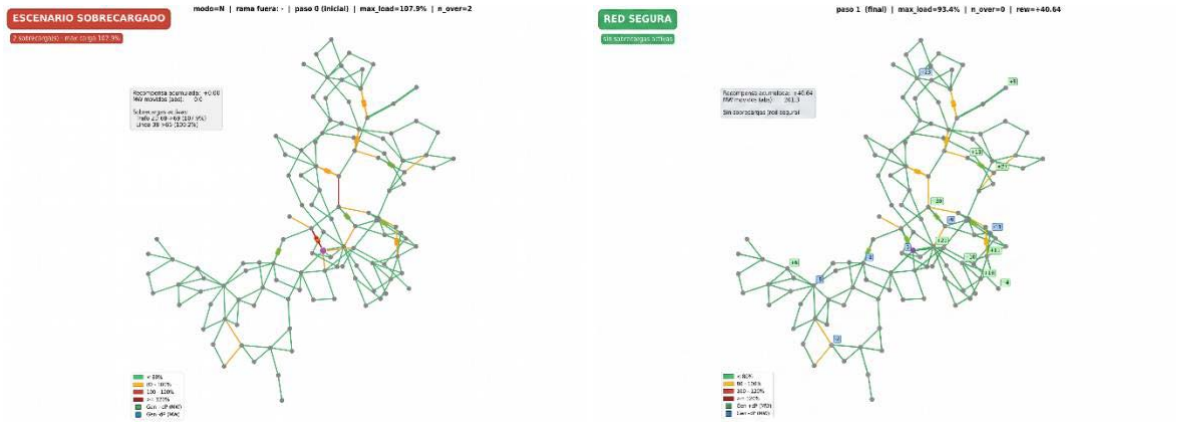


Figura 2. Episodio en red intacta con dos ramas sobrecargadas, en rojo (carga máxima 107,9 %, izquierda), y estado tras un único paso de redespacho de GSAR-SAC, con todas las ramas dentro de límites (carga máxima 95,4 %, derecha).

4.1. Comparación de algoritmos

La Tabla I recoge el resultado de los tres algoritmos, todos con la recompensa V2, y la Figura 3 la evolución de la recompensa durante el entrenamiento.

Tabla I. Comparación de algoritmos sobre 500 episodios (TE = tasa de éxito; PMC = pasos medios hasta despejar la congestión en los episodios resueltos).

Agente	TE (%)	PMC	MW movidos	Recomp. media
GSAR-SAC	99,8	1,11	223,8	+39,24
TD3	95,4	1,55	1 672	−36,03
PPO	43,2	2,78	365,9	+7,51

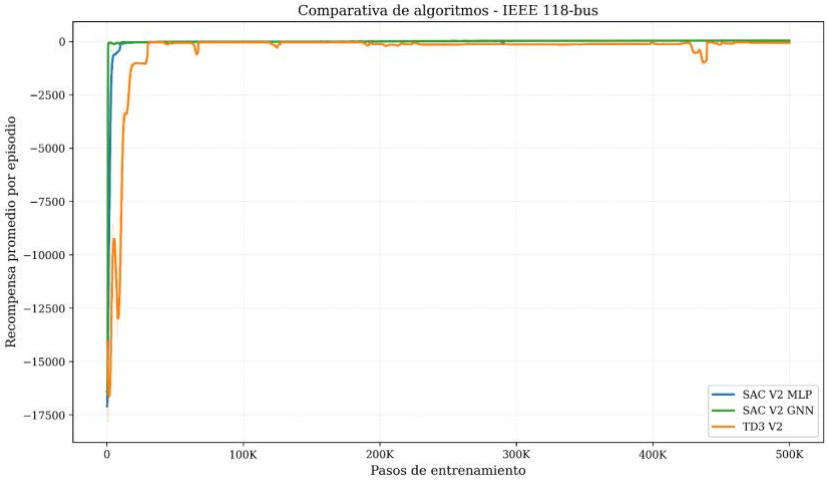


Figura 3. Recompensa media por episodio durante el entrenamiento de SAC, de su variante con red de grafos (GNN) y de TD3: TD3 tarda más en converger y mantiene oscilaciones. PPO no aparece porque se registró en una corrida independiente.

SAC supera a TD3 en 4,4 puntos de tasa de éxito, pero la diferencia relevante es otra: TD3 llega al 95,4 % moviendo 1 672 MW por episodio, siete veces más que SAC, y su recompensa media es negativa precisamente porque el término de coste penaliza ese redespacho. TD3 despeja la congestión por fuerza bruta. La distancia con PPO, de 56,6 puntos, refleja la eficiencia muestral: PPO descarta la experiencia tras cada actualización, mientras que SAC la reutiliza a través del búfer de repetición, algo determinante con un presupuesto de 500 000 pasos.

4.2. Efecto de la formulación de la recompensa

Tabla II. Efecto de la formulación de la recompensa sobre el redespacho (GSAR-SAC).

Recompensa	TE (%)	MW movidos	Recomp. media
V1 (coste normalizado, δ = 0,01)	100,0	1 688	—
V2 (coste en MW, δ = 0,05)	99,8	223,8	+39,24

Las dos formulaciones resuelven la congestión, pero a costes muy distintos (Tabla II). Con V1 el agente despeja el 100 % de los episodios moviendo 1 688 MW de media para corregir sobrecargas de en torno al 10 %: como el coste es despreciable, cualquier redespacho que despeje la red es casi igual de bueno para el agente. V2 reduce el volumen a 223,8 MW, un 86,7 % menos, a cambio de 0,2 puntos de tasa de éxito, y es la configuración de referencia.

4.3. Desglose por topología

GSAR-SAC resuelve el 100 % de los 259 episodios en red intacta y el 99,6 % de los 241 en N-1; por número de sobrecargas iniciales, resuelve los 223 episodios con una y 276 de los 277 con dos. El único fallo de los 500 se produce con la línea 49-50 fuera de servicio y dos sobrecargas iniciales: el agente agota los 20 pasos y deja la carga máxima en el 103,1 %. En red intacta todos los episodios se resuelven en un solo paso; en N-1 la media sube a 1,23 pasos y el redespacho a 231 MW, frente a 217 MW en red intacta. Las 241 pruebas N-1 cubren 122 contingencias distintas, por lo que la política no se limita a un puñado de topologías.

5. DISCUSIÓN

En operación, GSAR-SAC calcula el redespacho con una única evaluación de la red del actor, sin resolver ninguna optimización en línea; el coste se concentra en el entrenamiento, que en el caso de referencia duró 3 289 minutos y solo se repite si cambia la red. Dos limitaciones acotan el resultado. La primera es el modelo DC, que ignora la potencia reactiva y las tensiones: antes de desplegar el agente habría que verificar que el redespacho propuesto es viable en AC o reentrenarlo en un entorno AC, línea que se explora en un trabajo complementario. La segunda es que el agente no se ha comparado todavía con un DCOPF resuelto sobre los mismos escenarios, de modo que no puede afirmarse

que 224 MW sea el redespacho mínimo; sí puede afirmarse que es un orden de magnitud inferior al de las alternativas de aprendizaje por refuerzo evaluadas.

6. CONCLUSIONES

GSAR-SAC elimina las sobrecargas en el 99,8 % de los episodios del sistema IEEE de 118 nudos con flujo DC, con un 100,0 % en red intacta y un 99,6 % en topologías N-1, y supera a TD3 (95,4 %) y PPO (43,2 %) en idénticas condiciones. La formulación de la recompensa es tan determinante como el algoritmo: penalizar cada megavatio redespachado reduce el volumen medio de 1 688 MW a 224 MW a cambio de 0,2 puntos de tasa de éxito, y convierte una política nominalmente correcta en una operativamente aceptable. Los resultados se limitan al modelo DC y a una única red de prueba. El trabajo futuro abordará la comparación con un OPF de referencia sobre los mismos escenarios, la extensión al entorno AC y el escalado a redes de mayor tamaño.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha desarrollado en el marco del proyecto EMERGE (Horizon Europe, ref. 101096925) y cuenta con el apoyo del Centro Tecnológico CIRCE (Zaragoza, España) y la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC, Barcelona, España).

REFERENCIAS

- Aravena, I., Molzahn, D.K., Zhang, S. et al., 2023, Recent developments in security-constrained AC optimal power flow: overview of Challenge 1 in the ARPA-E Grid Optimization Competition, *Operations Research*, 71(6), 1997-2014.
- Chauhan, A., Baranwal, M. & Basumatary, A., 2022, PowRL: a reinforcement learning framework for robust management of power networks, arXiv:2212.02397.
- Fujimoto, S., van Hoof, H. & Meger, D., 2018, Addressing function approximation error in actor-critic methods, *Proceedings of the 35th International Conference on Machine Learning (ICML)*, PMLR 80, 1587-1596.
- Haarnoja, T., Zhou, A., Abbeel, P. & Levine, S., 2018, Soft actor-critic: off-policy maximum entropy deep reinforcement learning with a stochastic actor, *Proceedings of the 35th International Conference on Machine Learning (ICML)*, PMLR 80, 1861-1870.
- Marot, A., Donnot, B., Dulac-Arnold, G. et al., 2021, Learning to run a power network challenge: a retrospective analysis, *Proceedings of the NeurIPS 2020 Competition and Demonstration Track*, PMLR 133.
- Raffin, A., Hill, A., Gleave, A., Kanervisto, A., Ernestus, M. & Dormann, N., 2021, Stable-Baselines3: reliable reinforcement learning implementations, *Journal of Machine Learning Research*, 22(268), 1-8.
- Schulman, J., Wolski, F., Dhariwal, P., Radford, A. & Klimov, O., 2017, Proximal policy optimization algorithms, arXiv:1707.06347.
- Stott, B., Jardim, J. & Alsaç, O., 2009, DC power flow revisited, *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1290-1300.
- Towers, M., Kwiatkowski, A., Terry, J. et al., 2024, Gymnasium: a standard interface for reinforcement learning environments, arXiv:2407.17032.

EPICS: PLATAFORMA EDGE-CLOUD ABIERTA PARA LA DIGITALIZACIÓN INTELIGENTE DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Jesús Sáez Gómez Escalonilla, General Manager/ARIN Technologies, S.L.

Resumen: Este artículo presenta la plataforma EPICS, desarrollada bajo el proyecto EGIDARIN, concebida para acelerar la digitalización avanzada de subestaciones eléctricas mediante una arquitectura híbrida Edge-Cloud, modular, abierta e interoperable. La solución surge como respuesta a un contexto sectorial marcado por la transición energética, la creciente complejidad operativa de las redes eléctricas, la necesidad de explotar el dato de forma integrada y la demanda de sistemas más seguros, flexibles y escalables. Frente a los modelos actuales, basados en soluciones propietarias, monolíticas y ligadas a hardware específico, EPICS propone una plataforma software abierta capaz de integrar adquisición, procesamiento, almacenamiento, analítica avanzada, inteligencia artificial, telecontrol virtualizado y gestión inteligente de activos. El sistema combina capacidades Edge para operación local, determinismo y baja latencia, con servicios Cloud para gestión de flotas, explotación avanzada del dato, observabilidad, ciberseguridad, entrenamiento y despliegue de modelos de IA. Como resultado, EPICS habilita nuevos servicios digitales orientados a mantenimiento predictivo, operación remota, trazabilidad de activos y evolución incremental de funcionalidades en entornos críticos.

Palabras clave: EPICS, computación, edge, observabilidad, micro-orquestación, vitualización, ciberseguridad, subestaciones inteligentes, digitalización.

1. INTRODUCCIÓN

La transformación digital del sector eléctrico está impulsando una evolución profunda en la forma en que se diseñan, operan y mantienen las subestaciones eléctricas. La creciente integración de energías renovables, el aumento de la complejidad operativa de las redes, la necesidad de mejorar la continuidad del suministro y la demanda de una explotación más eficiente del dato están acelerando la adopción de nuevas arquitecturas digitales orientadas a la automatización avanzada, la operación remota y el mantenimiento predictivo.

En este contexto, las subestaciones eléctricas actuales continúan presentando limitaciones relevantes. Muchas soluciones de control, protección, supervisión y mantenimiento siguen basándose en arquitecturas propietarias, monolíticas y fuertemente dependientes del hardware. Esta situación genera fragmentación funcional, dificultades de interoperabilidad entre fabricantes, baja escalabilidad y una limitada capacidad para incorporar nuevas funcionalidades o integrar desarrollos de terceros.

Al mismo tiempo, las subestaciones modernas generan volúmenes crecientes de información procedente de IEDs, sensores, sistemas de monitorización y equipos de control. Sin embargo, estos datos suelen permanecer distribuidos en sistemas heterogéneos y aislados, lo que limita su aprovechamiento para tareas de diagnóstico avanzado, cálculo de índices de salud, estimación de vida remanente y toma de decisiones operativas. La incorporación de inteligencia artificial y analítica avanzada ha mostrado un elevado potencial en el ámbito del mantenimiento predictivo.

La plataforma EPICS, desarrollada bajo el proyecto EGIDARIN, se plantea como respuesta a estas necesidades mediante una arquitectura híbrida Edge-Cloud, modular, abierta e interoperable, diseñada específicamente para la digitalización avanzada de subestaciones eléctricas. Su objetivo es proporcionar una base tecnológica común capaz de integrar adquisición, procesamiento, almacenamiento y explotación del dato, combinando capacidades de operación local en el Edge con servicios centralizados en Cloud para gestión de flotas, analítica avanzada, observabilidad, ciberseguridad y ciclo de vida de modelos de inteligencia artificial.

EPICS permite virtualizar funciones tradicionalmente asociadas a hardware específico, facilitar la integración con sistemas existentes. La plataforma incorpora un enfoque agnóstico al hardware, extensible mediante APIs, preparado para la incorporación de aplicaciones de terceros y alineado con los requisitos industriales de robustez, alta disponibilidad, sincronización precisa y seguridad desde el diseño. De este modo, EPICS contribuye a la evolución hacia subestaciones más inteligentes, flexibles y resilientes, capaces de responder a los retos de la transición energética y de la digitalización del sistema eléctrico.

2. ESTADO DEL ARTE

La evolución hacia redes eléctricas más flexibles, distribuidas y sostenibles impulsa la digitalización de las subestaciones. Aunque las arquitecturas tradicionales de protección, control, supervisión y mantenimiento han demostrado fiabilidad, su carácter propietario y acoplado al hardware limita la escalabilidad, la interoperabilidad, la gestión del dato y la incorporación ágil de nuevas funcionalidades software.

La adopción de estándares como IEC 61850 [5] ha supuesto un avance significativo al normalizar modelos de datos, servicios de comunicación y mecanismos de integración entre dispositivos electrónicos inteligentes. Sin embargo, la interoperabilidad práctica sigue siendo parcial cuando se consideran arquitecturas completas que integren control [8], mantenimiento, operación remota, explotación avanzada del dato y ciberseguridad bajo una misma plataforma tecnológica [3].

- **Edge Computing.** En los últimos años, el edge computing, microservicios, contenedores y virtualización de funciones ha adquirido una madurez significativa en entornos industriales [4]. Su aplicación a subestaciones eléctricas permite desplazar capacidades de procesamiento cerca de los activos físicos, reduciendo latencias y habilitando decisiones locales. No obstante, la incorporación de estas tecnologías en entornos eléctricos críticos plantea retos específicos [1][2]. Las funciones de automatización y control requieren comportamiento determinista, alta disponibilidad, sincronización precisa, aislamiento de procesos y mecanismos robustos de recuperación ante fallos. Por ello, la virtualización de funciones tradicionalmente ejecutadas en hardware dedicado continúa siendo un ámbito emergente, especialmente cuando se pretende combinar flexibilidad software con los requisitos de fiabilidad propios de una subestación.
- **Explotación del dato:** La disponibilidad creciente de datos procedentes de IEDs, sensores, sistemas de supervisión y equipos de monitorización abre nuevas oportunidades para la gestión inteligente de activos. La analítica avanzada y la inteligencia artificial permiten desarrollar aplicaciones orientadas a diagnóstico, detección de anomalías, cálculo de índices de salud, estimación de vida remanente y mantenimiento predictivo. Sin embargo, muchas aproximaciones actuales se centran en casos de uso. Además, su integración directa en funciones críticas de operación y control presenta todavía barreras tecnológicas relevantes [6].
- **Ciberseguridad e interoperabilidad:** La necesidad de conectividad de las subestaciones incrementa la superficie de exposición frente a amenazas de ciberseguridad. Los sistemas digitales modernos deben incorporar seguridad desde el diseño, considerando control de accesos, segmentación IT/OT, bastionado, auditoría, gestión de identidades, comunicaciones seguras y actualización controlada de componentes software [7]. Marcos como IEC 62443 e IEC 62351 proporcionan referencias fundamentales para abordar estos requisitos en sistemas de automatización y comunicaciones del sector eléctrico. La combinación de interoperabilidad, ciberseguridad y capacidad de evolución software representa todavía un desafío relevante.

En este contexto, EPICS contribuye proponiendo una plataforma Edge-Cloud abierta, modular e interoperable. La plataforma integra capacidades de operación local, virtualización de funciones, gestión inteligente de activos, explotación avanzada del dato, inteligencia artificial industrial y ciberseguridad en una arquitectura común. Su principal aportación reside en combinar tecnologías software avanzadas con los requisitos específicos del entorno eléctrico, habilitando una evolución progresiva hacia subestaciones más flexibles, inteligentes, seguras y resilientes.

3. DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA

La arquitectura de EPICS se organiza en dos subsistemas principales: EPICS Edge, desplegado en la subestación para la adquisición, procesamiento y ejecución local de funciones críticas; y EPICS Cloud, orientado a la gestión centralizada de flotas, datos, modelos analíticos y servicios de supervisión.

3.1. EPICS Edge

EPICS Edge constituye el subsistema local de la plataforma EPICS, desplegado en la subestación y diseñado para operar en condiciones industriales. Su función principal es aproximar las capacidades de adquisición, publicación y procesamiento de datos al entorno donde se generan las señales, incorporando además la ejecución de funciones de control virtualizadas, la inferencia local de modelos de inteligencia artificial y mecanismos de ciberseguridad integrados.

La arquitectura de EPICS Edge se organiza en capas funcionales que abarcan el sistema operativo base, el middleware de plataforma, la capa de aplicación y la HMI. La ciberseguridad se incorpora de forma transversal a todas ellas, de

modo que los mecanismos de protección, control de acceso y trazabilidad no se tratan como componentes aislados, sino como capacidades integradas en el diseño del subsistema desde su concepción.

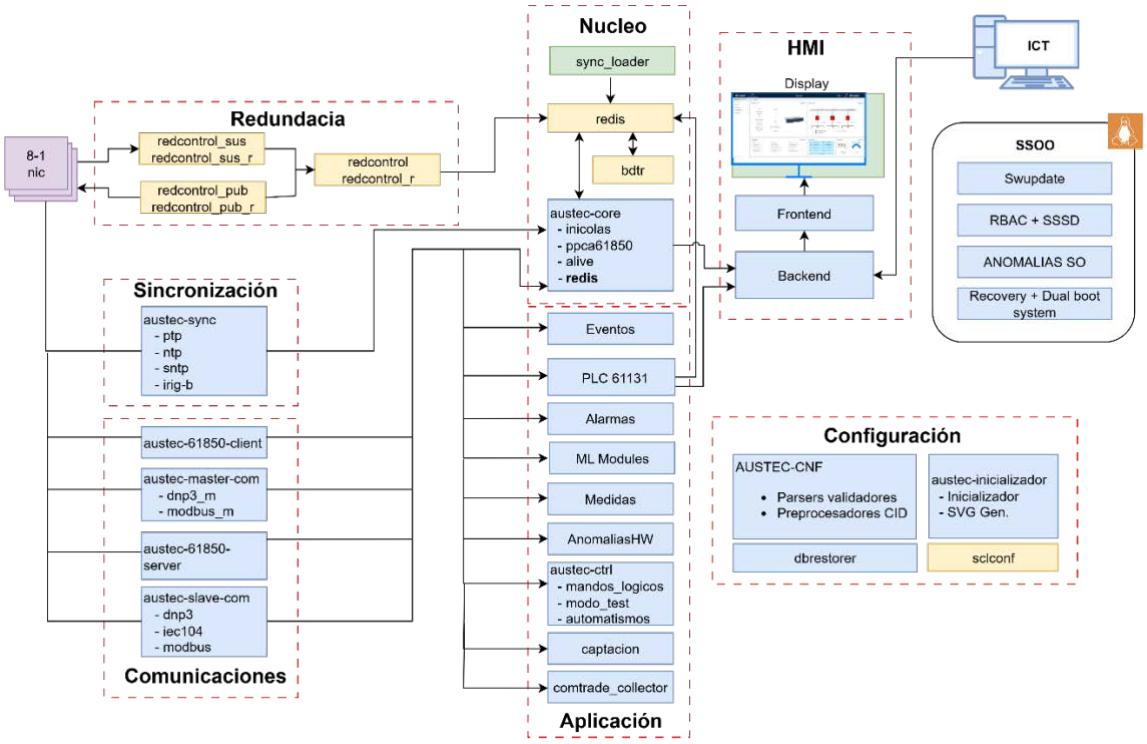


Figura 1.Arquitectura EPICS Edge

- **Módulo de sistema operativo del sistema Edge:** El módulo de sistema operativo proporciona una plataforma dedicada para los nodos edge. Está basado en Yocto y parte de una distribución mantenida, sobre la que se incorporan las capas y recetas necesarias para adaptar el sistema a los requisitos del equipo. Esta aproximación permite disponer de una plataforma robusta y flexible, desacoplar la aplicación del hardware, facilitar el mantenimiento a largo plazo y ofrecer un entorno estable para la ejecución determinista de las tareas del sistema.
- **Módulo core de plataforma:** El core de plataforma es responsable de la microorquestación de los componentes software del sistema edge. Garantiza comportamientos deterministas en escenarios con restricciones temporales y de recursos mediante mecanismos de gestión y aislamiento de CPU, memoria y E/S, así como mediante el control del flujo de datos entre módulos. Además, incorpora una capa unificada de gestión de datos, encargada de almacenar tanto la configuración estática como el estado dinámico del sistema, y expone interfaces transaccionales orientadas a garantizar coherencia y disponibilidad.
- **Módulo sistema de configuración:** El módulo de configuración permite adaptar el sistema edge a los requisitos del cliente y de la subestación. El dispositivo es un IED y utiliza archivos CID para instanciar funciones y servicios. Para ello, incorpora capacidades de procesamiento, validación y traducción del CID a configuraciones internas de los microservicios, incluyendo mecanismos de recarga dinámica que no comprometen la disponibilidad ni la consistencia del sistema.
- **Módulo sistema de sincronización:** El módulo de sincronización horaria garantiza el fechado preciso de los eventos, medidas y señales generados por el dispositivo. Para ello, integra un conjunto de servicios destinados a mantener el sistema edge sincronizado con hasta nueve posibles fuentes de sincronismo, utilizando protocolos como NTP, SNTP, PTP e IRIG-B.
- **Módulo sistema de comunicación:** La capa de comunicaciones permite la interacción de EPICS Edge con los dispositivos instalados en la subestación, tales como IEDs, sensores y actuadores. Esta capa se ha diseñado con un enfoque modular y extensible, y en su primera versión incorpora varios protocolos en modo servidor (61850,

DNP3, Modbus, IEC104), a través de los cuales el sistema publica datos y eventos hacia sistemas superiores. Adicionalmente, el sistema incorpora protocolos en modo cliente (IEC 61850, Modbus, DNP3) que permiten a EPICS Edge acceder a la base de dispositivos instalada en la subestación. La arquitectura de esta capa facilita la incorporación de nuevos protocolos, tanto estándar como propietarios, mediante APIs estandarizadas de interacción con el core de la plataforma, evitando impactos sobre el resto de los componentes del sistema.

- **Módulo de aplicaciones:** La capa de aplicaciones implementa las funcionalidades específicas de EPICS Edge sobre los módulos troncales de la plataforma. Mantiene un enfoque modular y escalable, permitiendo incorporar nuevos servicios sin impactar en los componentes existentes ni comprometer la evolución funcional del sistema. Entre los módulos existentes se incluyen: gestor de eventos y alarmas, control de subestaciones, lógica tipo PLC 61131, gestor COMTRADE y ejecutor de modelos de IA. Todos ellos se integran mediante las APIs del core, garantizando la interoperabilidad entre componentes y una gobernanza coherente del dato dentro del subsistema edge.
- **Módulo sistema RBAC:** La ciberseguridad es uno de los aspectos más críticos del sistema. El módulo RBAC incorpora una arquitectura híbrida y balanceada de gestión de identidades y control de acceso, capaz de operar tanto con servicios externos LDAP como de manera autónoma. Los módulos que lo componen son responsables de: Autenticación y autorización (AAA), gestión completa del ciclo de vida de usuarios (creación, modificación, expiración y revocación)**,** bloqueos y políticas de seguridad (intentos fallidos, cooldowns, expiración de credenciales), y Gestión de roles y permisos basados en RBAC
- **Módulo sistema HMI:** El sistema HMI permite el acceso local y remoto a EPICS Edge. Incluye la lógica de negocio en backend y la capa de presentación en frontend para la visualización y la interacción del usuario. La interfaz se implementa como una aplicación web basada en Angular, TypeScript y CSS, servida desde un servidor embebido e incluyendo soporte para display local conectado al equipo. El diseño garantiza accesibilidad, usabilidad y adaptación a distintos dispositivos mediante un enfoque responsive.

3.2. EPICS Cloud

EPICS Cloud constituye el subsistema centralizado de la plataforma EPICS, responsable de la ingesta, almacenamiento, procesamiento y explotación de los datos procedentes de los nodos EPICS Edge. Integra capacidades de analítica avanzada, gestión y entrenamiento de modelos de inteligencia artificial, orquestación de servicios, gestión de flotas, observabilidad y ciberseguridad.

El subsistema se organiza en cuatro capas funcionales: orquestación y observabilidad; ciberseguridad; Cloud Data Platform; y Machine Learning Workflow.

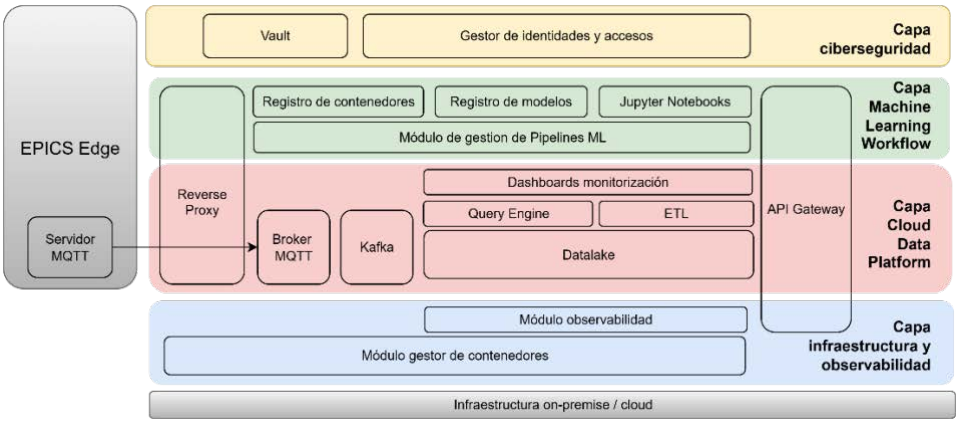


Figura 1.Arquitectura EPICS Cloud

- **Capa de infraestructura y observabilidad:** Esta capa proporciona la infraestructura base del sistema centralizado sobre la que se ejecutan los servicios de EPICS Cloud, así como los mecanismos de observabilidad necesarios para supervisar su operación. Se estructura en dos subsistemas principales:
  - **Infraestructura**: sistema on-premise encargado de alojar los servicios de la plataforma. Incluye el sistema operativo, el almacenamiento, las redes virtuales, los balanceadores de carga y los servicios gestionados

necesarios para soportar la operación del entorno cloud. La infraestructura incorpora políticas de escalado, mecanismos de alta disponibilidad y capacidades de recuperación ante desastres. Además, está preparada para integrar pipelines de datos, motores de inferencia y catálogos de modelos, facilitando su interoperabilidad con el entorno Edge.
    - **Sistema de monitorización continua**: subsistema encargado de supervisar el estado de la infraestructura, identificar anomalías y facilitar una respuesta proactiva ante incidentes operativos o de seguridad. Prometheus se emplea como herramienta principal para la recolección de métricas de sistemas, servicios y aplicaciones, complementada con mecanismos de alerta. Este subsistema permite mantener una supervisión centralizada y en tiempo real del funcionamiento y la seguridad de la plataforma.
- **Capa de ciberseguridad**: EPICS Cloud incorpora un marco integral de seguridad y gobernanza de la plataforma. Esta capa proporciona mecanismos de protección, control de acceso, auditoría y trazabilidad, y se compone de los siguientes subsistemas:
    - **Sistema de control de acceso**: subsistema encargado de proporcionar un control de acceso robusto, basado en autenticación fuerte y alineado con el nivel de seguridad requerido. Incorpora mecanismos de autenticación, gestión centralizada de identidades y control de sesiones. Además, aplica políticas de control de acceso basadas en roles, segregación de funciones y registro de accesos. Este enfoque garantiza que únicamente los usuarios autorizados puedan acceder a los recursos de la plataforma, de acuerdo con el principio de mínimo privilegio.
    - **Sistema de auditoría de operaciones**: subsistema encargado de registrar de forma segura y estructurada las acciones relevantes realizadas sobre los datos, modelos y servicios gestionados por la plataforma. Monitoriza accesos, modificaciones, ejecuciones de inferencia, entrenamientos y sincronizaciones, generando registros almacenados de forma trazable e inmutable. Esta capacidad permite reforzar la gobernanza del sistema y facilitar el análisis posterior de eventos operativos o de seguridad.
- **Capa Cloud Data Platform**: Esta capa integra los módulos responsables de la gestión del dato dentro del sistema cloud. Su objetivo es proporcionar una base común para la ingesta, almacenamiento, procesamiento, explotación y visualización de información procedente de los entornos Edge y de otras fuentes de datos. Se estructura en los siguientes subsistemas:
    - **Módulo de ingesta de datos**: este módulo gestiona la integración eficiente de dispositivos IoT y nodos EPICS Edge en la plataforma, mediante conectores que aseguran una comunicación segura y compatible con distintos dispositivos y protocolos. Incorpora un sistema de colas de mensajes, basado en tecnologías como Apache Kafka, que desacopla la captación y el procesamiento de datos mediante estructuras de mensajes, canales y políticas de persistencia y reintento. Esta aproximación permite gestionar de forma fiable y escalable grandes volúmenes de información en tiempo real. El módulo se complementa con mecanismos de ingesta periódica batch orientados a incorporar conjuntos de datos procedentes de múltiples fuentes y formatos mediante procesos ETL.
    - **Módulo de lógica de negocio**: este módulo proporciona la infraestructura analítica avanzada de EPICS Cloud. Incluye un repositorio de datos, basado en esquemas de tipo datalake o datawarehouse, orientado a gestionar grandes volúmenes de datos estructurados y no estructurados. Incorpora políticas automatizadas de archivado para garantizar la disponibilidad de la información, así como un repositorio de modelos integrado con la plataforma de datos, que permite la gestión de versiones y la trazabilidad de modelos y experimentos. Asimismo, expone APIs para la obtención y recuperación de datasets analíticos, garantizando interoperabilidad y consistencia. El sistema incluye un orquestador de pipelines de datos, basado en herramientas como Apache Airflow o DVC, destinado a automatizar y monitorizar flujos de procesamiento, preprocesamiento, curado y control de calidad de los datos.
    - **Módulo de interfaz gráfica de usuario**: este módulo proporciona una plataforma de visualización de datos e inferencias, adaptada tanto a la gestión de proyectos como a la exploración analítica por parte de usuarios avanzados. La interfaz contempla dos modos principales: uno orientado al seguimiento de proyectos mediante paneles combinables con indicadores clave y métricas específicas, y otro enfocado a la exploración libre de datos mediante filtros, comparativas y visualizaciones analíticas. La solución incorpora mecanismos avanzados de seguridad, incluyendo autenticación TLS, control de acceso basado en roles y acceso bastionado para entornos restringidos. Además, integra dashboards interactivos, visualizaciones avanzadas y herramientas de monitorización que facilitan la toma de decisiones basada en datos y la trazabilidad de cambios.

- **Capa Machine Learning Workflow**: Esta capa proporciona las capacidades necesarias para la gestión de experimentos, el entrenamiento y el despliegue de modelos de inteligencia artificial en una arquitectura híbrida Cloud/Edge. Permite gobernar el ciclo de vida completo de los modelos, desde su desarrollo y validación hasta su publicación y ejecución en el entorno más adecuado. Se estructura en los siguientes subsistemas:
  - **Módulo para gestión de experimentos y modelos**: subsistema encargado de registrar, versionar y gestionar modelos de IA junto con sus experimentos asociados. Permite almacenar datos, parámetros, resultados de entrenamiento y métricas de seguimiento, facilitando la reproducibilidad, la comparación entre experimentos y la trazabilidad de los modelos a lo largo de su ciclo de vida.
  - **Motor de entrenamiento:** componente encargado de ejecutar el entrenamiento de modelos de forma escalable y reproducible. Utiliza Kubeflow Pipelines para definir, organizar y gestionar los flujos de entrenamiento. El sistema admite distintos frameworks de machine learning, como TensorFlow, PyTorch, scikit-learn y XGBoost, lo que permite adaptar el entorno de entrenamiento a diferentes tipos de modelos y casos de uso.
  - **Módulo de despliegue para inferencia híbrida en Cloud/Edge**: módulo encargado del despliegue de modelos entrenados para realizar inferencias tanto en el entorno cloud como en dispositivos edge. El sistema permite realizar pruebas A/B en laboratorio, registrar logs, recopilar métricas y controlar versiones. Además, selecciona dinámicamente el entorno de inferencia más adecuado en función de criterios como latencia, disponibilidad y políticas de privacidad.

CONCLUSIÓN

El proyecto EGIDARIN ha permitido obtener una primera versión funcional de la plataforma digital Edge-Cloud EPICS para subestaciones eléctricas, orientada a la supervisión, automatización, control, gestión de activos y explotación avanzada del dato. El resultado principal es un producto validado en entorno de laboratorio, con un nivel de madurez tecnológica TRL 6, que integra capacidades de procesamiento Edge, comunicación con equipos de campo y visualización de información operativa.

Las pruebas realizadas en laboratorio han permitido verificar el funcionamiento conjunto de la plataforma Edge / Cloud. Esta validación constituye la base para una transición rápida hacia TRL 7, mediante pilotos futuros ya planificados que permitan comprobar el comportamiento del sistema en condiciones reales de operación.

Desde el punto de vista de resultados, el sistema permite avanzar hacia una mayor disponibilidad de información sobre el estado de los activos, una mejor trazabilidad de los datos operativos y una base tecnológica fiable, escalable, robusta, segura y determinista. Esta base configura una plataforma común sobre la que desplegar, dentro de la subestación, tanto funciones críticas de control como, en el futuro, funciones de protección, integrando además una gestión de activos con una visión holística.

REFERENCIAS

[1] A. Ghasempour, “Internet of Things in Smart Grid: Architecture, Applications, Services, Key Technologies, and Challenges,” Inventions, vol. 4, no. 1, 2019.
[2] F. L. Alcaraz and J. Lopez, “Wide-Area Situational Awareness for Critical Infrastructure Protection,” IEEE Communications Magazine, vol. 54, no. 6, pp. 30–37, 2016.
[3] H. Farhangi, “The Path of the Smart Grid,” IEEE Power & Energy Magazine, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, 2010.
[4] M. Zeller, “IEC 61850 Security – The What, Why and How,” IEEE Power & Energy Magazine, vol. 9, no. 1, pp. 54–61, 2011.
[5] Norma IEC 61850: Guía Exhaustiva sobre el Estándar de Automatización y Comunicación en Subestaciones Eléctricas. Disponible en: https://www.tecnoloblog.com/norma-iec-61850/
[6] S. Alabbad and H. Altınkaya, “An Intelligent Predictive Maintenance Architecture for Substation Automation,” Electronics, vol. 15, no. 2, 2026.
[7] S. Sridhar, A. Hahn, and M. Govindarasu, “Cyber–Physical System Security for the Electric Power Grid,” Proceedings of the IEEE, vol. 100, no. 1, pp. 210–224, 2012.
[8] Y. Wan et al., “Software-Defined Substation: Vision and Challenges,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 6, pp. 6756–6767, 2018.

AUTOMATIZACIÓN EN EL DISEÑO SOSTENIBLE: VERIFICACIÓN NORMATIVA DE LÍNEAS ELÉCTRICAS MEDIANTE INTELIGENCIA ARTIFICIAL PARA LA PROTECCIÓN DE LA AVIFAUNA

Romina Inés Lobera Duiz, Javier Granado Fornás, David Miguel Rivas Ascaso, Laura Giménez de Urtasun
Investigadoras/es, CIRCE

Resumen: La automatización en el análisis de infraestructuras eléctricas mediante el uso de IA responde a la necesidad de mitigar el impacto ambiental sobre la avifauna de una forma más eficiente y rigurosa. Tradicionalmente, la comprobación en la electrocución y colisión de las aves se realizaba de forma manual, con exhaustivas inspecciones en campo e interpretaciones in situ. Al integrar el procesamiento masivo de nubes de puntos LiDAR con fotografías y algoritmos de intersección geoespacial, se logra una digitalización precisa del entorno que permite auditar las líneas eléctricas a gran escala. Todo ello, se integra en una aplicación de escritorio, fácilmente interpretable y manejable para el usuario final.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo, operación y mantenimiento de infraestructuras eléctricas presenta un desafío crítico en términos de impacto ambiental, particularmente en la mitigación del riesgo de electrocución y colisión de la avifauna en Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) [6], definidas como un área natural protegida creada para cuidar a las aves silvestres raras, amenazadas o migratorias, y los acoge.

Tradicionalmente, la evaluación de las redes de distribución y su relación con el entorno protegido ha dependido de exhaustivas inspecciones visuales en campo. Estas prácticas son repetitivas y dependen del factor humano.

Es por eso que, con las nuevas normativas ambientales [7] surge la necesidad de digitalizar y automatizar la auditoría técnica de estas instalaciones. La adopción de metodologías basadas en escaneo láser (LiDAR) y fotogrametría con drones permite capturar gemelos digitales de alta calidad. Sin embargo, procesar este volumen masivo de datos geoespaciales requiere de soluciones de software avanzado capaces de interpretar automáticamente la topología de la red y su estructura y diagnosticar su cumplimiento frente a los estándares de seguridad eléctrica e impacto ecológico.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

Para dar respuesta a esta problemática, se ha implementado una aplicación de escritorio unificada de análisis espacial y paramétrico. El flujo empieza con la introducción de nubes de puntos ya clasificadas y cartografía vectorial, así como fotografías, después se mejora su alineamiento espacial entre nube de puntos e imágenes mediante un módulo de calibración fotogramétrica basado en optimización no lineal [3,4], que permite integrar de forma precisa la información tridimensional de la nube de puntos y sus proyecciones bidimensionales en las fotografías.

Espacialmente, el sistema emplea clustering basado en densidad (DBSCAN [1]) para discretizar los apoyos y evalúa su inclusión topológica en áreas ZEPA mediante cruces vectoriales. A nivel estructural, el núcleo algorítmico proyecta los clústeres a un sistema de coordenadas afín; aplica modelado RANSAC [2] para reconstruir la trayectoria de los cables tensores, e implementa análisis de densidad espacial por perfiles horizontales para inferir morfológicamente el tipo de cabeza del apoyo (armado). El sistema contrasta las métricas con la normativa, calculando las distancias de aislamiento tridimensionales (*Closest Point of Approach* (CPA) [5]) hasta la zona de anclaje, renderizando los resultados en un visor 3D interactivo y automatizando la generación de reportes técnicos estandarizados. El uso de la metodología CPA sirve para saber cuál será el punto o momento de máxima proximidad entre dos objetos si mantienen su trayectoria.

METODOLOGÍA

La metodología analítica implementada en el sistema se articula en cuatro fases secuenciales de procesamiento geométrico y extracción de parámetros:

1. **Acondicionamiento y transformación espacial:** A partir de la nube LiDAR clasificada, se aíslan de forma algorítmica las clasificaciones estructurales (apoyos) y los conductores eléctricos. Sobre el clúster de cada

apoyo, se determina el eje longitudinal dominante mediante un Análisis de Componentes Principales (PCA). Posteriormente, el espacio tridimensional global se transforma en un sistema de coordenadas local ortogonal centrado en la base física del fuste, independizando la geometría de la topografía del terreno.

2. **Reconstrucción vectorial de conductores:** Para modelar matemáticamente los cables que se aproximan a la estructura, se escanea un cilindro de influencia alrededor del apoyo. Aplicando un método de consenso aleatorio iterativo (RANSAC 3D), el algoritmo filtra los puntos anómalos o discontinuos, vectorizando con alta precisión la trayectoria recta de las fases en el vano próximo al anclaje.
3. **Clasificación morfológica y tipológica:** Utilizando la nube proyectada localmente, el algoritmo segmenta el tercio superior del poste mediante un escaneo ascendente de alta resolución (cortes horizontales de 5 a 10 cm). Analizando la densidad, simetría y las derivadas de dispersión transversal en cada corte, el sistema es capaz de detectar bifurcaciones, permitiendo que un árbol de decisión asigne de forma determinista el diseño constructivo del armado (ej. Bóveda, Tresbolillo o Bandera).
4. **Cálculo analítico de tolerancias dieléctricas:** Con la morfología identificada, se deduce la posición de los aisladores hallando la intersección analítica (*Closest Point of Approach*) entre el modelo lineal vectorial de los conductores y la nube de puntos densa de la cruceta. Desde estos orígenes espaciales, se computan los vectores de distancia libre 3D hasta los elementos metálicos del fuste. Estas magnitudes empíricas se introducen en un motor lógico que las valida automáticamente frente a los umbrales mínimos normativos exigidos para la prevención del riesgo eléctrico en avifauna.

Importar datos

El ecosistema analítico de la herramienta requiere ser alimentado por tres tipologías de datos complementarios:

A. Nubes de puntos LiDAR (.las / .laz): Constituye el núcleo topológico del análisis. Los archivos deben contener coordenadas tridimensionales de alta precisión y, obligatoriamente, estar pre-clasificados semánticamente.

B. Cartografía vectorial (.shp): Mediante el uso de la librería GeoPandas, la herramienta incorpora las capas de geometría poligonal correspondientes a los espacios de protección ambiental (como ZEPA o Red Natura 2000). Es necesario que este modelo georreferenciado contenga la información de su Sistema de Referencia de Coordenadas (CRS).

C. Fotografías y metadatos (.csv): Actúa como inventario de activos del proyecto. El sistema cruza esta base de datos con la nube espacial evaluando la proximidad euclidiana: empareja automáticamente el centroide del clúster volumétrico (detectado vía DBSCAN en la clasificación de apoyos) con el registro .csv más próximo, heredando así el esquema alfanumérico para la correcta generación de informes.

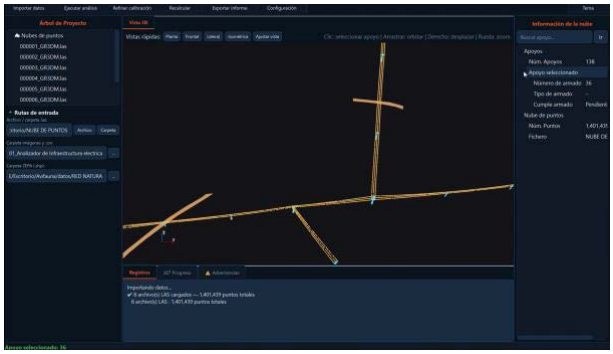


Figura 1. – Visualización de la aplicación de escritorio.

Refinación de la calibración fotogramétrica

La calibración es un procedimiento algorítmico diseñado para resolver el problema de proyección *Perspective-n-Point* (PnP) [8], vital para integrar los mundos 2D y 3D.

Durante las inspecciones aéreas, los drones capturan imágenes almacenando su posición y ángulo de disparo basándose en su telemetría interna (GPS, IMU, brújula). Sin embargo, estos sensores comerciales presentan un margen de error espacial (deriva o *drift*). Si proyectamos matemáticamente la nube LiDAR sobre la fotografía utilizando únicamente los datos de vuelo en bruto, se produce un desalineamiento visual evidente. Este desfase invalida el uso de la imagen fotográfica de alta resolución como herramienta de auditoría métrica sobre el modelo tridimensional.

Para anular este error, el sistema implementa un flujo de corrección mediante múltiples marcas homólogas. En este punto es necesaria la intervención de un usuario para localizar vértices singulares fácilmente identificables (por ejemplo, la cúspide del poste o el extremo del brazo) y enlazar, su coordenada exacta en píxeles (2D) dentro de la imagen con su coordenada topográfica equivalente (3D) en la nube de puntos. Es importante disponer de un número suficiente de marcas distribuidas espacialmente ya que esta redundancia de información alimenta al optimizador no lineal [3,4].

Al iterar sobre las múltiples marcas, el motor recalcula la pose real (rotación y traslación absolutas) que tenía la óptica del dron en el instante de la captura, ignorando el GPS defectuoso. El resultado es una superposición geométrica. Gracias a ello, el modelo 3D vectorial cuadra perfectamente con la textura de la fotografía, permitiendo, mediante una inspección visual, validar si un cable vulnera las distancias de seguridad, medir holguras directamente sobre el render híbrido y auditar el estado físico de los aisladores con una fiabilidad métrica absoluta.

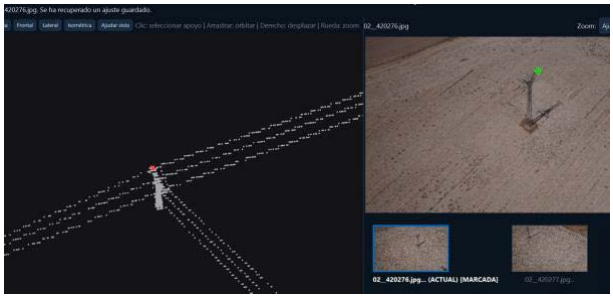


Figura 2. – Proceso de refinación, a la izqueirda la nube de puntos, a la derecha la fotografía.

Verificación espacial en zonas ZEPA

El módulo ZEPA (Zonas de Especial Protección para las Aves) actúa como un motor de auditoría geoespacial automatizado para detectar vulneraciones territoriales. Su funcionamiento se divide en las siguientes etapas algorítmicas:

Extracción y clustering de apoyos: El proceso aísla de la nube LiDAR los puntos con metadato de estructura. Para separar torres contiguas, implementa el algoritmo de machine learning no supervisado DBSCAN (*Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise*,). Este método agrupa autónomamente las coordenadas por proximidad y densidad, segmentando la malla masiva en clústeres volumétricos que representan a cada apoyo de forma individual.

Cálculo de centroides geométricos: Para cada clúster detectado, el sistema computa su baricentro promediando los ejes espaciales (X, Y) y tomando la cota inferior (Z) para modelar virtualmente el anclaje físico del poste al terreno. Se representan estos puntos clave como coordenadas geográficas y se organizan en una base de datos con el sistema de referencia oficial del proyecto.

Cruce topológico: En paralelo, el software asimila los polígonos delimitadores de las reservas ecológicas cargados desde los *Shapefiles*. Cruza los datos espaciados usando GeoPandas (librería de Python). Para cada matriz, el algoritmo chequea sistemáticamente si la coordenada de algún apoyo cae dentro de los límites perimetrales de los polígonos ambientales, eliminando el sesgo del chequeo visual tradicional.

Alertas y renderizado cartográfico automatizado: Si el cruce territorial da positivo, se extraen los índices de los apoyos y se registra su incumplimiento. Como prueba documental, el código genera un plano cenital de situación. El documento generado delimita el área protegida y diferencia los apoyos normativos de los que no cumplen.

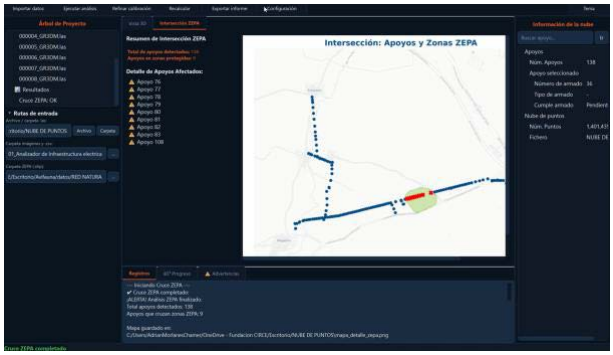


Figura 3. – Modulo zonas ZEPA ejecutado.

Análisis topológico de armados y distancias

Este módulo ejecuta ingeniería inversa para deducir de forma paramétrica el tipo constructivo de la cabeza del apoyo y auditar automáticamente sus distancias normativas siguiendo cuatro pasos:

Proyección geométrica a coordenadas locales: Para independizar el cómputo de la orografía o de los aplomos del poste, el clúster tridimensional (apoyo y conductores) se mapea a un sistema coordenado ortogonal de referencia. El eje vertical (Z) se deduce calculando el eje primario del fuste mediante Análisis de Componentes Principales (PCA). El plano transversal (X) se define ortogonalmente a la directriz topológica de los cables de tensión, orientando las crucetas de forma frontal y plana para eliminar aberraciones de perspectiva visual o matemática.

Segmentación estructural mediante cortes: El algoritmo escanea iterativamente la cota superior de la infraestructura fraccionándola en capas horizontales de alta precisión (típicamente intervalos de 5 centímetros). Analizando las derivadas de dispersión paramétrica en cada matriz de corte, el software "lee" la volumetría subyacente. Esto le faculta, por ejemplo, para detectar el gradiente de vacío que identifica unívocamente la horquilla física de apertura (forma de "Y") característica de un armado tipo Bóveda.

Inferencia de diseño vía árbol de decisión: Combinando la huella de densidad transversal con la matriz de elevaciones de los empalmes eléctricos (los cruces de los conductores), un motor de reglas inferenciales cataloga la estructura. Basándose en las asimetrías del balance volumétrico y el número de fases activas, el código asigna de forma determinista una etiqueta estandarizada a nivel industrial (como Tresbolillo, Triángulo, Doble Circuito o Bandera).

Auditoría normativa de aislamiento dieléctrico: Al clasificar el armado, el código importa su perfil paramétrico de tolerancias, es decir, las distancias de seguridad que el sistema usa para decidir si un apoyo cumple o no cumple. El motor de medición extrae entonces los vectores de magnitud absoluta 3D que separan al conductor desnudo de la sección metálica más intrusiva del soporte (calculada en la segmentación). Si estas distancias matemáticas resultan inferiores a los márgenes normativos introducidos en código (requeridos para prever descargas y proteger la avifauna), el sistema identifica el apoyo como “no cumple”, registrando el resultado en la auditoria.

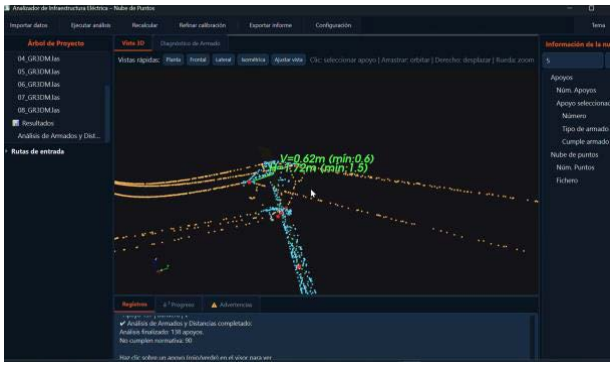


Figura 4. – Modulo armados y distancias ejecutado.

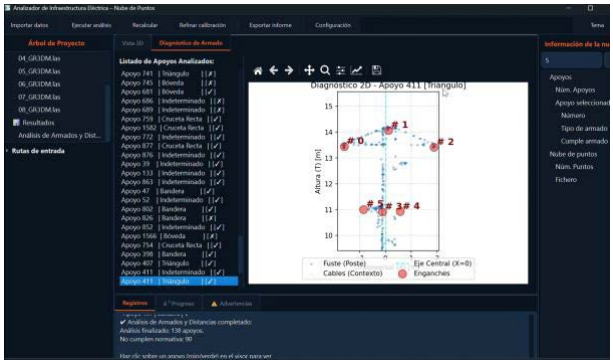


Figura 5. – Comprobación 2D del apoyo según enganches. ***Análisis topológico de aisladores y distancias***

Este módulo asume la responsabilidad de localizar matemáticamente los elementos de sujeción (aisladores). Debido a su pequeño tamaño y a las oclusiones del haz láser provocadas por la estructura, los aisladores raramente aparecen nítidos en los datos LiDAR. Por ello, el sistema los deduce algorítmicamente apoyándose en la geometría tensa de los cables.

Vectorización de conductores mediante RANSAC 3D: Para aislar la trayectoria de las fases eléctricas, el código selecciona los clústeres de puntos que circunscriben al apoyo y les aplica un regresor espacial robusto (RANSAC iterativo). Este algoritmo no tiene en cuenta elementos como vegetación, reflejos u u otras clasificaciones y ajusta ecuaciones de líneas rectas para modelar los tramos de cable que envuelven mecánicamente con la torre, evaluando su grado de colinealidad.

Cálculo nodal por proximidad (Closest Point of Approach): El aislador se define topológicamente como el anclaje físico entre la linealidad del cable y la cruceta. Para descubrir su posición espacial ciega, el código ejecuta una resolución analítica de *Closest Point of Approach* (CPA). A nivel vectorial, halla el punto 3D exacto donde la ecuación rectora del cable (proyectada por RANSAC) alcanza la distancia mínima absoluta frente a la matriz densa de puntos que conforma el brazo estructural. Este sumidero geométrico se asume algorítmicamente como el centro volumétrico del aislador.

Consolidación direccional de entradas y salidas: Frecuentemente, el cono de sombra del escaneo LiDAR parte un único cable en dos clústeres independientes (el vano entrante y el saliente). Para unificar la topología, el sistema evalúa los cosenos directores (producto escalar) de las rectas calculadas. Si convergen con alta colinealidad direccional y la distancia euclidiana entre sus puntos CPA es inferior a un umbral paramétrico en el entorno del fuste, el código los fusiona, promediando sus orígenes para configurar un único nodo de anclaje de alta fidelidad.

Extracción analítica distancias dieléctricas: Con las coordenadas de los aisladores ya consolidadas en el plano afín, la herramienta cruza esta información con los hitos estructurales del poste (obtenidos en el módulo de escaneo por cortes, como la ubicación transversal exacta del tronco central). Computando la resta vectorial tridimensional entre el nodo del cable y la masa metálica más intrusiva, el sistema extrae las distancias libres reales, suministrando un valor puramente empírico y trazable para validar las exigencias de riesgo eléctrico de la red.

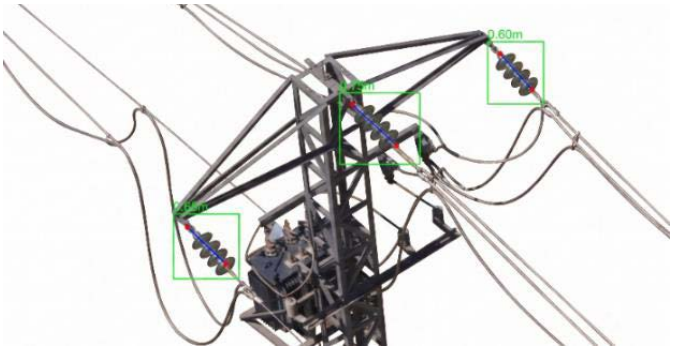


Figura 6. – Extracción imagen de un apoyo con la detección de los aisladores y su distancia.

Puentes flojos

Los puentes flojos, son tramos cortos de conductor desprovistos de tensión mecánica, utilizados en apoyos de anclaje para puentear eléctricamente las fases aislando el tiro mecánico. Su naturaleza curvada presenta una topología atípica en la nube de puntos y constituye un foco crítico de riesgo por contacto (balanceo por viento) y electrocución de avifauna.

Filtro paramétrico de discriminación espacial: Debido a que la geometría de los puentes no es rectilínea, el algoritmo implementa una rutina de exclusión para no contaminar el modelado de los cables principales. Para ello, examina todos los clústeres conductores midiendo su desarrollo longitudinal y su excentricidad espacial. El motor identifica determinados tramos de conductor que, por sus características geométricas y su relación espacial con la estructura de soporte, no puede considerarse parte de un vano convencional. En estos casos, el sistema interrumpe su incorporación al proceso de ajuste RANSAC y los excluye de la lógica de análisis de vanos, reclasificándolos automáticamente como puentes flojos.

Modelado de catenaria y envolvente local: A diferencia de los conductores tensos cuyo análisis se concentra en el punto rígido de enganche, el punto crítico de un puente flojo es su "flecha" o seno (el punto más bajo y holgado del bucle). El software segrega la nube de puntos densa que conforma este lazo sin tensión para analizar su parábola espacial, rastreando matemáticamente la coordenada donde el cable desarrolla su máxima combadura lateral o vertical respecto al eje ortogonal del poste.

Verificación dieléctrica del espacio de guarda: Una vez ubicada la flecha del bucle, el algoritmo ejecuta un escrutinio de distancias envolventes. Computa iterativamente vectores 3D desde el perímetro interior del puente flojo hacia la segmentación metálica del fuste o hacia puentes adyacentes. Este proceso empírico garantiza que la disposición real y la longitud del cable sobrante instalada en campo respeten los márgenes normativos de aislamiento galvánico frente a oscilaciones, certificando que el diseño final elimina cualquier probabilidad de contacto inadvertido o arco eléctrico para las aves de gran envergadura.



Figura 7. – Selección puntos que conforman el puente flojo para su comprobación.

CONCLUSIONES

La integración de tecnologías de escaneo láser (LiDAR) y modelado algorítmico automatizado representa un avance disruptivo en la auditoría técnica y medioambiental de las redes de distribución eléctrica. La plataforma desarrollada demuestra que la evaluación de riesgos asociados a la avifauna (electrocución y colisión) ya no necesita depender de inspecciones visuales empíricas, inherentemente cualitativas, subjetivas y de alto coste operativo.

Mediante la implementación de un flujo computacional que encadena el agrupamiento espacial no supervisado (DBSCAN), la regresión robusta tridimensional (RANSAC) y el análisis de densidades por perfiles, se consigue una ingeniería inversa integral de la instalación física. El refinamiento fotogramétrico del gemelo digital mejora la precisión métrica, permitiendo extraer tolerancias dieléctricas reales frente a elementos críticos —como crucetas, aisladores y puentes flojos— sin introducir sesgos de medición manual.

Asimismo, la hibridación de estos cálculos geométricos paramétricos con análisis topológicos a escala geográfica (intersección automatizada con reservas ZEPA) unifica el diagnóstico estructural y el territorial. En definitiva, esta transición hacia la digitalización no solo garantiza el cumplimiento de las normativas de seguridad y medioambiente,

sino que reduce exponencialmente el tiempo de ingeniería requerido por kilómetro de línea auditada. El ecosistema analítico resultante consolida un marco operativo moderno que ordena, con máxima fiabilidad, el desarrollo infraestructural y la preservación efectiva de la biodiversidad.

REFERENCIAS

[1] Ester, M., Kriegel, H.-P., Sander, J. & Xu, X., 1996, “A Density-Based Algorithm for Discovering Clusters in Large Spatial Databases with Noise”, Proceedings of the Second International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining

[2] Fischler, M.A. & Bolles, R.C., 1981, “Random Sample Consensus: A Paradigm for Model Fitting with Applications to Image Analysis and Automated Cartography”, Communications of the ACM.

[3] Levenberg, K., 1944, “A Method for the Solution of Certain Problems in Least Squares”, Quarterly of Applied Mathematics.

[4] Marquardt, D.W., 1963, “An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters”, SIAM Journal on Applied Mathematics.

[5] Wang, H., 2024, “Algorithms for Computing Closest Points for Segments”

[6] www.boe.es “Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión” (27 julio 2026).

[7] www.boe.es “Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la conservación de las aves silvestres” (29 julio 2026).

[8] Lepetit, V., Moreno-Noguer, F., & Fua, P., 2009,2 "EPnP: An Accurate O(n) Solution to the PnP Problem", 3 International Journal of Computer Vision, 81(2), pp. 155-166

MARCO DE ESTANDARIZACIÓN PARA REDES MVDC EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN HÍBRIDOS AC/DC

Romina I. Lobera Duiz, Investigadora, CIRCE Centro Tecnológico
Mikel Refoyo Borao, Investigador, CIRCE Centro Tecnológico
David Miguel Rivas Ascaso, Líder de equipo, CIRCE Centro Tecnológico

Resumen: La transición hacia redes eléctricas más flexibles, digitalizadas y resilientes requiere arquitecturas capaces de integrar generación renovable, almacenamiento, cargas electrónicas y nuevos esquemas de operación. En este contexto, las redes de media tensión en corriente continua (MVDC) representan una alternativa técnica para aumentar la capacidad de utilización de las infraestructuras, reducir etapas de conversión y facilitar el acoplamiento de recursos distribuidos [1][2][3]. No obstante, su despliegue exige un marco de estandarización que no se limite a definir un nivel nominal de tensión, sino que integre criterios de tensión polo-polo y polo-tierra, configuración de red, electrónica de potencia, protección, puesta a tierra, control jerárquico, calidad de suministro, análisis de planificación y documentación digital [1][2]. Esta comunicación sintetiza una propuesta de estandarización desarrollada en el proyecto THEUS con número GA 101172877, orientada a establecer criterios transferibles para redes MVDC de distribución y a reforzar la interoperabilidad entre soluciones, fabricantes y operadores. La propuesta se completa con una metodología de digitalización mediante bibliotecas, símbolos, macros, esquemas y validación documental, con el fin de convertir los criterios técnicos en modelos de ingeniería reproducibles y trazables.

Palabras clave: MVDC, redes híbridas AC/DC, estandarización, electrónica de potencia, protección DC, control jerárquico, interoperabilidad, digitalización.

INTRODUCCIÓN

La evolución de las redes de distribución está marcada por una mayor presencia de generación renovable, almacenamiento, electrónica de potencia, microrredes y cargas flexibles. Estos elementos modifican el comportamiento tradicional de las redes y hacen necesario disponer de soluciones capaces de operar de forma eficiente, coordinada y segura en entornos con mayor variabilidad. Las redes MVDC ofrecen una vía de desarrollo para estos escenarios, especialmente cuando se busca aumentar la capacidad de transferencia, simplificar la integración de recursos basados en corriente continua y mejorar la utilización de los activos existentes [1][2][3].

A pesar de su interés técnico, la implantación de redes MVDC sigue condicionada por la ausencia de criterios ampliamente consolidados para su especificación. La definición de tensiones nominales, configuraciones de red, esquemas de puesta a tierra, requisitos de protección, control e interoperabilidad debe abordarse de forma conjunta para evitar soluciones aisladas y poco reproducibles [1][2][3]. Este abordaje conjunto constituye uno de los objetivos del proyecto THEUS, que reúne a diferentes actores de la cadena de valor, como transportistas, ingenierías, fabricantes y centros tecnológicos, con el fin de avanzar hacia criterios comunes aplicables a redes MVDC de distribución. La necesidad de redefinir estos aspectos en cada proyecto genera ineficiencias en la industria, dificulta la comparación entre soluciones y puede limitar, o incluso comprometer, la implementación efectiva de nuevas arquitecturas híbridas AC/DC.

El artículo se estructura en cuatro bloques: criterios eléctricos y topológicos, conversión y fabricación de convertidores, protección-control-calidad de potencia, y metodología de digitalización para trasladar la estandarización al entorno de ingeniería.

SOLUCIÓN PROPUESTA: MARCO INTEGRAL DE ESTANDARIZACIÓN MVDC

La propuesta se basa en considerar la estandarización MVDC como un marco técnico completo. En lugar de seleccionar únicamente una tensión nominal, se plantea definir un conjunto coherente de requisitos funcionales que puedan aplicarse a diferentes niveles de red y a distintas topologías de distribución. Este marco debe permitir que los equipos de conversión, protección, control y documentación se desarrollen con criterios comunes, reduciendo la incertidumbre técnica y favoreciendo la interoperabilidad [1][2].

La Tabla 1 resume los bloques principales que articulan el marco propuesto. Estos bloques no deben interpretarse como elementos independientes, sino como dimensiones interrelacionadas de una misma especificación técnica. En los apartados siguientes se desarrolla cada uno de ellos: la definición de tensiones, topología y puesta a tierra se aborda dentro de los criterios técnicos de estandarización; la conversión electrónica, la calidad de onda, la protección y el control se tratan como requisitos funcionales del sistema; y el modelo digital validado se presenta como el mecanismo necesario para trasladar esos criterios a documentación de ingeniería reproducible y trazable.

Tensión de aislamiento	**Topología y puesta a tierra**	**Conversión y calidad de onda**	**Protección y control**	**Modelo digital validado**
Valores concretos y bien definidos, Vpp o Vpg	Bipolar o Unipolar. Radial, anillo, mallado o multiterminal	Convertidores de tensión o de corriente	Criterios concretos y con una jerarquía clara	Uso de programas inteligentes, pero con una organización documental clara y única

Tabla 1. Bloques principales del marco de estandarización MVDC propuesto.

CRITERIOS TÉCNICOS DE ESTANDARIZACIÓN

El primer bloque del marco se refiere a la definición de niveles de tensión. En redes de corriente continua es esencial distinguir entre la tensión del sistema, normalmente expresada como tensión entre polos (Vpp), y la tensión respecto a tierra (Vpg), que depende de la configuración y del esquema de puesta a tierra. La estandarización debe establecer valores nominales redondeados, industrialmente utilizables y coherentes con las familias de tensión de las redes de distribución existentes. Esta aproximación facilita la selección de aislamiento, cables, convertidores, aparamenta y protecciones, y evita ambigüedades en la especificación técnica [1][2][3][4].

En cuanto a configuración, las soluciones bipolares presentan ventajas relevantes para aplicaciones de distribución MVDC, al reducir la tensión de cada polo frente a tierra en condiciones normales, limitar corrientes de retorno por tierra y facilitar estrategias de continuidad de servicio ante contingencias. Frente a configuraciones unipolares con retorno por tierra, las arquitecturas bipolares o con retorno metálico reducen riesgos de interferencia electromagnética, corrosión y dificultades de detección de faltas [1][2]. La elección final debe acompañarse siempre de una declaración explícita del esquema de puesta a tierra, los límites de tensión en régimen permanente y contingencia, y los criterios de coordinación de aislamiento [3][4].

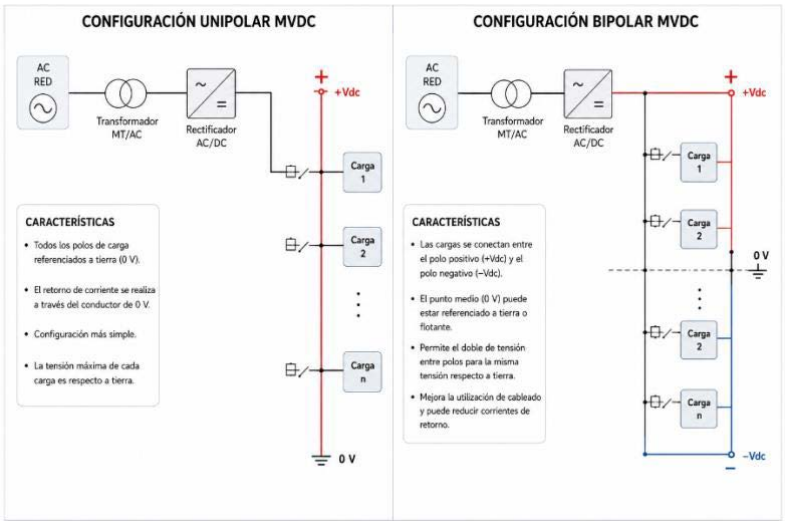


Figura 1. Comparación esquemática entre configuraciones MVDC unipolar y bipolar.

La topología de red debe definirse atendiendo al equilibrio entre simplicidad, continuidad de suministro y capacidad de operación. Las redes radiales ofrecen una solución sencilla, pero presentan menor resiliencia ante fallos. Las redes en anillo permiten aislar tramos afectados y mantener el servicio mediante caminos alternativos. Las configuraciones malladas o multiterminales aportan mayor flexibilidad y redundancia, aunque requieren protecciones selectivas y estrategias de control más exigentes [1][2]. Por ello, la estandarización debe vincular topología, protección, comunicaciones y modos de operación desde la fase de diseño.

CONVERSIÓN ELECTRÓNICA, PROTECCIÓN Y CONTROL

La electrónica de potencia constituye el núcleo funcional de las redes MVDC. Para aplicaciones de media tensión, los convertidores fuente de tensión (VSC) y, especialmente, las topologías modulares multinivel (MMC) ofrecen una solución adecuada por su escalabilidad, calidad de onda y capacidad de controlar potencia activa y reactiva [2][6][8]. La estandarización no debe imponer una única implementación tecnológica, pero sí definir requisitos de rendimiento, modularidad, control, limitación de corriente, filtrado, compatibilidad electromagnética y capacidad de integración con redes AC y DC.

La evolución de semiconductores de banda ancha, como SiC y GaN, permite mejorar eficiencia, densidad de potencia y operación a mayores frecuencias de conmutación [6][7]. Sin embargo, estas ventajas incrementan la relevancia del diseño electromagnético y de calidad de potencia. Por ello, las especificaciones MVDC deben incluir criterios de filtrado pasivo o activo, gestión de armónicos, límites de rizado en continua, inmunidad electromagnética, emisiones conducidas y radiadas, así como requisitos de monitorización en puntos estratégicos de la red [5][6].

La protección es uno de los aspectos diferenciales de las redes DC. Al no existir paso natural por cero, las corrientes de falta pueden evolucionar con gran rapidez y transferir energía elevada a cables, barras y convertidores. Por tanto, el marco de estandarización debe definir tiempos máximos de detección y despeje, capacidades de limitación de corriente de los convertidores, energía admisible durante la falta, requisitos de interruptores DC y criterios de protección de respaldo. En redes radiales pueden aceptarse esquemas apoyados en la capacidad de bloqueo del convertidor, mientras que redes en anillo o multiterminales requieren selectividad con dispositivos de interrupción dedicados.

El control debe organizarse de forma jerárquica. El nivel primario regula variables locales de tensión y corriente; el nivel secundario restaura consignas y reparte potencia entre convertidores; y el nivel terciario optimiza la operación energética y coordina la interacción con la red AC. En redes multiterminales, la parametrización de estrategias tipo droop y el uso de protocolos normalizados de comunicación resultan necesarios para asegurar interoperabilidad, estabilidad y operación coordinada entre equipos de distintos fabricantes [1][2].

DIGITALIZACIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO DE INGENIERÍA

La estandarización técnica solo resulta plenamente útil si puede trasladarse de forma sistemática a la documentación de ingeniería. Para ello, se propone una metodología digital basada en un entorno de diseño eléctrico que incorpore bibliotecas específicas de componentes MVDC, símbolos normalizados, macros de circuitos típicos, esquemas unifilares y multifilares, asignación de propiedades técnicas y generación automática de listas e informes. Esta aproximación convierte el proyecto eléctrico en una base de datos técnica, no solo en un conjunto de planos.

La metodología propuesta incluye seis fases: definición de parámetros eléctricos básicos; selección o creación de bibliotecas y símbolos MVDC; elaboración del esquema unifilar principal; desarrollo de esquemas multifilares y de control; generación automática de listas de materiales, cables, bornas y numeración; y revisión técnica del proyecto. Esta secuencia permite mantener coherencia entre la arquitectura conceptual, el modelo digital y la documentación necesaria para fabricación, revisión, simulación o integración con otros entornos de gestión de activos.

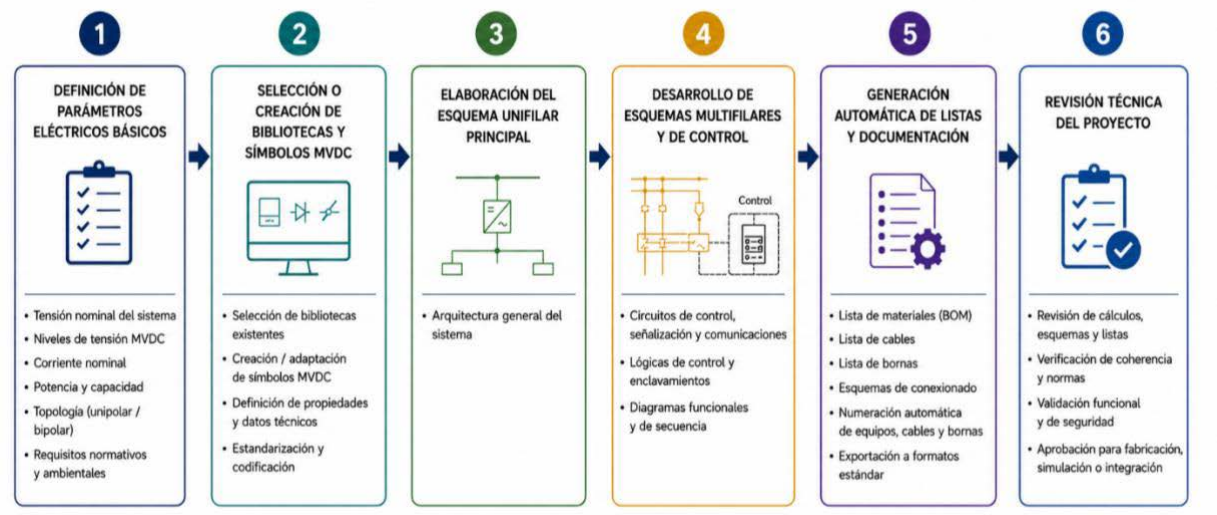


Figura 2. Metodología para el diseño de proyectos MVDC

La validación final debe comprobar conexiones abiertas, referencias cruzadas, duplicidades de numeración, asignación de potenciales, datos técnicos de equipos, capacidad de corte, tensiones nominales y coherencia entre representaciones unifilares y multifilares. En redes MVDC esta revisión es especialmente relevante porque errores documentales pueden afectar a la coordinación de protecciones, al aislamiento, a la identificación de polos y a la trazabilidad de señales de control.

RESULTADOS ESPERADOS Y DISCUSIÓN

El resultado principal del enfoque propuesto es un marco de especificación que permite comparar y diseñar soluciones MVDC con criterios homogéneos. La separación explícita entre Vpp y Vpg reduce ambigüedades; la selección de configuraciones bipolares o con retorno metálico favorece la compatibilidad electromagnética y la continuidad de servicio; la definición de requisitos funcionales para convertidores evita depender de una tecnología concreta; y la integración de protección, control y calidad de potencia reduce el riesgo de soluciones no interoperables [1][2][3].

Desde el punto de vista de planificación, la propuesta exige que cualquier despliegue MVDC se apoye en un conjunto mínimo de estudios: flujo de cargas, simulación cuasi-dinámica, fiabilidad, armónicos, cortocircuito AC/DC, estabilidad, puesta a tierra y coordinación de aislamiento. Esta visión integrada permite evaluar no solo la viabilidad eléctrica, sino también la seguridad, resiliencia y calidad de servicio [4][5]. Además, la digitalización del diseño contribuye a que los criterios definidos puedan replicarse entre proyectos, socios y emplazamientos, reduciendo errores y mejorando la trazabilidad documental.

CONCLUSIONES

La estandarización de redes MVDC debe entenderse como la definición de un marco integral de diseño y operación, no como la simple fijación de una tensión nominal. Los criterios propuestos combinan niveles de tensión, configuración de red, puesta a tierra, aislamiento, conversión electrónica, protección, control, calidad de potencia y análisis de planificación. Esta combinación permite reducir incertidumbre técnica y avanzar hacia redes híbridas AC/DC más interoperables, escalables y resilientes.

Asimismo, la incorporación de una metodología digital de ingeniería permite consolidar los criterios de estandarización en modelos reproducibles. El uso de bibliotecas, símbolos, macros, esquemas validados y generación automática de documentación favorece la trazabilidad y reduce errores desde la fase de diseño. En conjunto, la propuesta constituye una base técnica para futuras especificaciones MVDC aplicables a redes de distribución, microrredes, instalaciones industriales e infraestructuras energéticas avanzadas.

Si bien el proyecto THEUS no ha contemplado una validación cuantitativa de indicadores de desempeño, la experiencia previa en estandarización y digitalización de proyectos de ingeniería eléctrica permite estimar que la adopción de esta metodología puede reducir entre un 20% y un 40% los tiempos dedicados a la definición conceptual e ingeniería básica de redes MVDC. Asimismo, la utilización de bibliotecas normalizadas, esquemas reutilizables y procesos automáticos de generación documental puede disminuir entre un 30% y un 60% los errores documentales detectados en revisión, así como reducir significativamente los esfuerzos de integración entre equipos y fabricantes [9][10].

REFERENCIAS/BIBLIOGRAFÍA

[1] CIGRÉ (2022). Technical Brochure 875, Medium Voltage DC Distribution Systems.
[2] CIGRÉ (2022). Technical Brochure 851, Guidelines for the Development of DC Grids, Working Group B4.82.
[3] IEC TR 62747:2014. Medium-voltage direct current (MVDC) distribution systems for public networks.
[4] IEC 60071. Insulation Coordination.
[5] IEEE Std 519. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
[6] Dujic, D. et al. (2020). Power Electronic Conversion in Medium Voltage DC Distribution Systems. Energies, 13(6).
[7] Millán, J., Godignon, P., Perpiñà, X., Pérez-Tomás, A. y Rebollo, J. (2014). A Survey of Wide Bandgap Power Semiconductor Devices. IEEE Transactions on Power Electronics, 29(5), 2155-2163.
[8] Lesnicar, A. y Marquardt, R. (2003). An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wide Power Range. Proc. IEEE Bologna PowerTech.
[9] Congreso Futured (2025) Poster sesión, “Automatización de la ingeniería de control para generación renovable”.
[10] Congreso Futured (2025) Poster sesión, “Análisis de los beneficios de implementar la norma IEC61850 en las subestaciones eléctricas”.

DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE RECARGA VIRTUAL OCPP 2.LITE EMBEBIDA SOBRE ESP32-S3

Jose Vicente Rocamonde
Responsable Tecnologías de Red, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Caterina Tormo Domènech
Responsable Desarrollo Software y Ciencia de Datos, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Javier Galarza
Investigador Desarrollo Software y Ciencia de Datos, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
José Peñalba
Investigador Tecnologías de Red, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: La novedad científica del trabajo reside en demostrar experimentalmente que un microcontrolador de recursos limitados puede ejecutar, en un único nodo físico, un perfil funcional OCPP 2.0.1/Lite, la máquina de estados de un EVSE, persistencia local y una interfaz web, sin delegar el control en un ordenador externo. Frente a simuladores de PC o implementaciones embebidas centradas solo en la comunicación OCPP, la propuesta integra y desacopla protocolo, simulación, servicios locales y almacenamiento mediante una capa de abstracción hardware, lo que permite verificar de forma reproducible la cadena de control antes de incorporar la etapa de potencia. La suficiencia funcional se contrastó con una matriz de 31 casos de uso, 15 mensajes obligatorios y 76 escenarios, ejecutada contra el CSMS de ITE, AMPECO, ChargeLab y OCTT. En las 32 combinaciones entorno-caso comparables, 28 obtuvieron resultado positivo, por lo que la tasa de éxito fue del 87,5 %. La solución reduce la complejidad de integración al concentrar en el ESP32-S3 el aprovisionamiento, el registro, la autorización, las transacciones, la medida, el control remoto, la persistencia y la supervisión local. Esta base habilita puntos de recarga interoperables y de menor coste de integración que pueden actuar como recursos gestionables de la red inteligente, aportando observabilidad de potencia y energía, control remoto de disponibilidad y sesiones, recuperación tras pérdida de conectividad y una vía de evolución hacia consignas de potencia y gestión de flexibilidad.

Palabras clave: OCPP 2.Lite, OCPP 2.0.1, ESP32-S3, firmware embebido, estación de recarga, CSMS, interoperabilidad, WebSocket, MicroOCPP.

1. INTRODUCCIÓN

El protocolo Open Charge Point Protocol (OCPP) desacopla el punto de recarga del sistema central de gestión y permite que equipos de fabricantes diferentes compartan procesos de registro, autorización, transacción, medida, control remoto y diagnóstico. OCPP 2.0.1 amplía de forma notable estas capacidades respecto a OCPP 1.6, pero el aumento del modelo de datos, la seguridad y la persistencia complica su implantación en controladores de bajo coste. La iniciativa OCPP 2.Lite aborda este problema mediante un perfil funcional reducido, conservando el formato de mensajes y la interoperabilidad con sistemas centrales compatibles [1], [2].

El trabajo presentado se centra en la capa electrónica y de firmware del demostrador MUSoL. La novedad científica no es únicamente trasladar OCPP a un microcontrolador, sino definir y validar una arquitectura embebida mínima, reproducible y desacoplada que conserva los flujos necesarios para operar una estación desde un CSMS. A diferencia de una aplicación de ordenador que imita una estación, el ESP32-S3 actúa como nodo OCPP autónomo, mantiene configuración e históricos, expone servicios locales y ejecuta la máquina de estados del EVSE. La etapa de potencia, las señales Control Pilot/Proximity Pilot, el contactor y el contador fiscal se sustituyen por modelos software controlados. Esta abstracción permite ensayar comunicaciones, secuencias y recuperación de fallos con entradas repetibles, y posteriormente sustituir el simulador por adaptadores hardware sin modificar el núcleo OCPP.

2. PLATAFORMA ELECTRÓNICA Y ARQUITECTURA DEL FIRMWARE

2.1. Plataforma física de ejecución

La estación se implementó sobre una ESP32-S3-DevKitC-1 N8R8. El módulo incorpora un microcontrolador Xtensa LX7 de doble núcleo, frecuencia de hasta 240 MHz, conectividad Wi-Fi IEEE 802.11 b/g/n a 2,4 GHz, 8 MB de memoria flash y 8 MB

de PSRAM. La selección se realizó frente a alternativas STM32 y Raspberry Pi Pico W atendiendo a la integración de red, disponibilidad de memoria para JSON y TLS, número de periféricos y simplicidad del BOM [3]. La placa se alimenta y programa mediante USB; el puerto UART se utiliza para depuración y trazabilidad temporal de las pruebas.

La electrónica disponible permite evolucionar hacia una integración posterior con el hardware del cargador mediante GPIO, UART, I2C, SPI, entradas ADC y salidas PWM. En el demostrador actual esos periféricos no gobiernan semiconductores ni contactores. La condición de vehículo conectado, la habilitación del paso de energía, la potencia activa, la energía acumulada y los estados Available, Occupied, Charging o Faulted se generan en el simulador de EVSE y se entregan a la pila OCPP mediante una capa de abstracción. Esta separación permite delimitar con precisión el alcance del demostrador: se valida la electrónica de control y comunicaciones, pero no la etapa eléctrica de potencia.

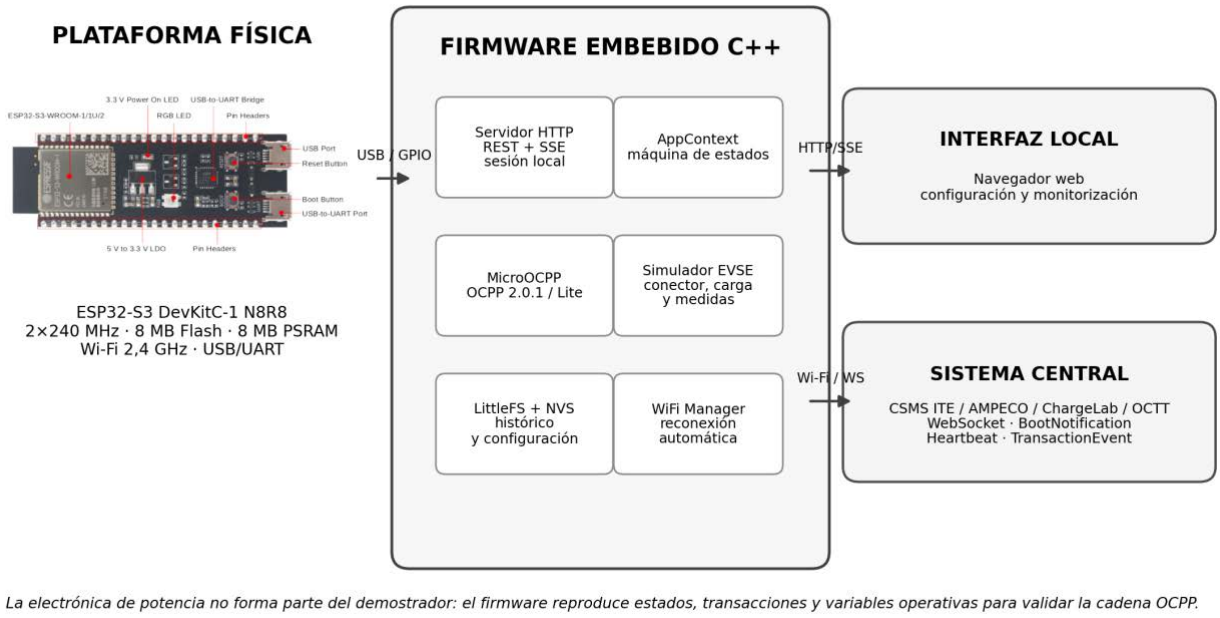


Figura 1. Plataforma física y arquitectura funcional del firmware: servidor local, simulador de EVSE, persistencia, conectividad y enlace con diferentes CSMS.

2.2. Organización del firmware

El firmware se desarrolló en C++ sobre el ecosistema Arduino para ESP32. La lógica de aplicación utiliza un ciclo cooperativo y no introduce una capa RTOS propia. En cada iteración se atienden la conectividad Wi-Fi, la evolución de MicroOCPP, la máquina de estados del simulador, el servidor web y la persistencia. La estructura central AppContext desacopla los servicios y evita que la interfaz de usuario modifique directamente el estado interno del protocolo.

La pila OCPP se apoya en MicroOCPP, seleccionada por su compatibilidad con OCPP 2.0.1, su diseño para microcontroladores y su arquitectura modular [4]. Los servicios integrados cubren registro y arranque, autorización, transacciones, disponibilidad, Heartbeat, medidas periódicas, control remoto, reinicio, actualización de firmware y diagnóstico en el alcance definido. El arranque inicializa el puerto serie, monta LittleFS, recupera preferencias NVS, sincroniza la hora mediante NTP, levanta el servidor HTTP, configura Wi-Fi y finalmente abre el canal WebSocket con el CSMS. Tras recibir la confirmación de BootNotification con estado Accepted, la estación pasa a operación normal.

La simplificación se aplicó al alcance funcional, no al formato de intercambio: se conservaron aprovisionamiento y registro, Heartbeat, autorización, inicio y fin de transacción, medidas, disponibilidad, control remoto, reinicio y recuperación offline. Se pospusieron funciones avanzadas del Device Model, gestión completa de certificados, diagnóstico y actualización segura. La suficiencia para un despliegue masivo no se infiere solo del ahorro de recursos, sino que se contrasta comprobando que los flujos seleccionados permiten dar de alta, supervisar, operar y recuperar remotamente una estación en cuatro entornos

independientes. La ocupación de LittleFS fue de 438.272 B sobre 1.572.864 B, un 27,9 %, y la sesión OCPP se estableció en 4 entornos, lo que deja margen de almacenamiento y demuestra portabilidad entre CSMS. El despliegue industrial requerirá completar las funciones avanzadas y la interfaz segura con la electrónica de potencia identificadas en la sección 5.

2.3. Interfaz local, persistencia y conexión con el servidor

El ESP32 aloja una aplicación web completa. Los endpoints REST permiten consultar y modificar la configuración, las estaciones simuladas, las sesiones y los parámetros del CSMS. La autenticación genera un token de sesión almacenado en cookie; las actualizaciones de estado se envían al navegador mediante Server-Sent Events, evitando sondeos periódicos. La configuración del endpoint, el identificador del punto de carga y el perfil de conexión se conservan en NVS. Los históricos, recursos web y datos de sesión se almacenan en LittleFS.

Bloque	Implementación	Dato verificado
Controlador	ESP32-S3-DevKitC-1 N8R8	2 núcleos hasta 240 MHz; 8 MB Flash; 8 MB PSRAM
Red	Wi-Fi 2,4 GHz; cliente y punto de acceso local	Sesión OCPP establecida en 4 de 4 entornos
Servidor local	HTTP, REST, cookies y SSE	10 endpoints protegidos rechazaron acceso no autenticado
Persistencia	LittleFS y preferencias NVS	Partición LittleFS: 1.572.864 B; ocupados 438.272 B (27,9 %)
Sistema central	WebSocket con mensajes JSON OCPP 2.0.1	BootNotification, Heartbeat, TransactionEvent y control remoto

Tabla I. Síntesis de la plataforma electrónica, servicios embebidos y datos verificados durante la campaña.

3. IMPLEMENTACIÓN DEL DEMOSTRADOR Y METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN

3.1. Reproducción del comportamiento de una estación

La plataforma física se conecta por USB para alimentación y captura de logs, y por Wi-Fi a una red local o punto de acceso. Un navegador accede al servidor embebido para configurar la red, seleccionar el CSMS, iniciar o detener la conexión y controlar el simulador. La máquina de estados reproduce la conexión del cable, autorización local o remota, inicio y fin de transacción, indisponibilidad, desconexión del vehículo y pérdida de red. Las variables de potencia y energía son valores generados por firmware para validar el empaquetado OCPP; por ejemplo, en el caso E01 se encoló un TransactionEvent con Power.Active.Import igual a 100.000 W y Energy.Active.Import.Register igual a 249, seguido de la confirmación del CSMS.

La persistencia permite mantener configuración e históricos entre reinicios. En la prueba B11, una orden Reset recibida desde el CSMS provocó un reinicio software del ESP32, montaje correcto de LittleFS y reactivación de Wi-Fi. En el escenario B04, la pérdida de red se detectó, la estación permaneció inactiva y, tras recuperar dirección IP, reinició automáticamente MicroOCPP y obtuvo de nuevo BootNotification Accepted. También se verificó el almacenamiento y envío posterior de eventos Started y Ended correspondientes a una transacción ocurrida sin conexión.

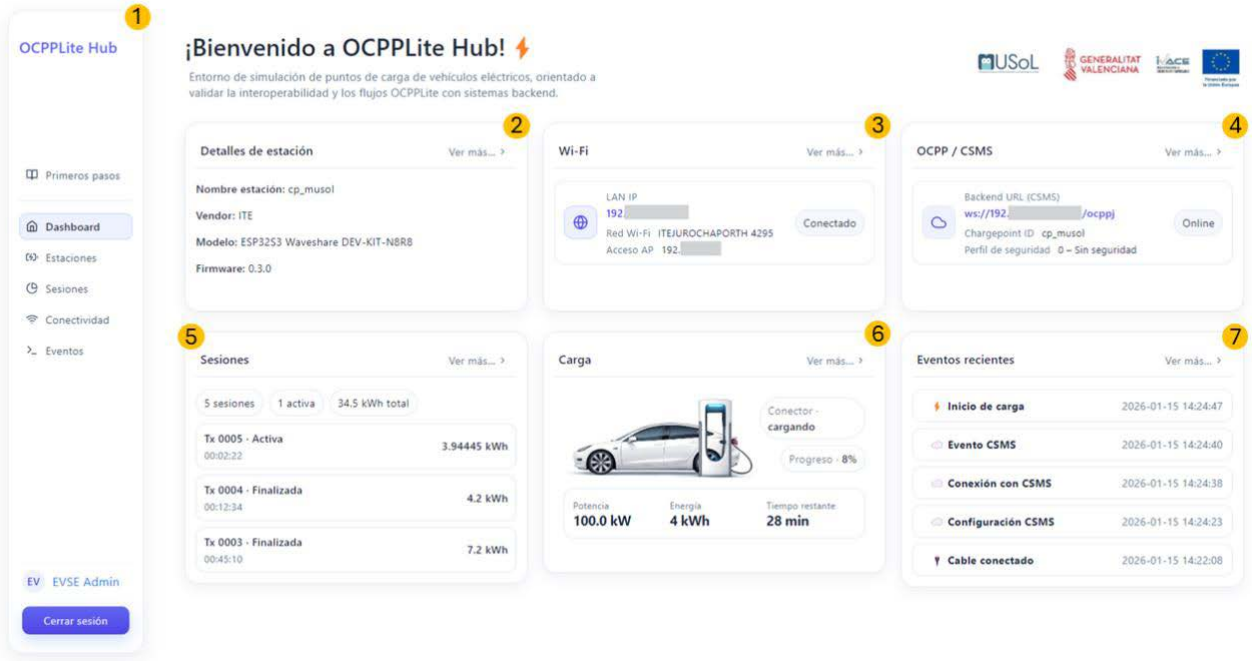


Figura 2. Interfaz servida directamente por el ESP32-S3: estado de red y CSMS, sesiones, variables simuladas de carga y registro temporal de eventos.

3.2. Entornos, indicadores y criterios

La campaña combinó pruebas funcionales con el CSMS de ITE, AMPECO, ChargeLab y la Open Charge Test Tool (OCTT). Los casos de uso cubrieron: alta y aprovisionamiento; autorización; inicio, medida y fin de transacción; órdenes remotas; disponibilidad; pérdida y recuperación de red; persistencia tras reinicio; carga del servidor local; y rechazo de accesos no autorizados. Cada ejecución se trazó mediante logs UART, mensajes WebSocket, respuesta del CSMS, estado mostrado por la interfaz local y persistencia en LittleFS/NVS. Se asignó OK/PASS cuando la secuencia prevista terminó y el CSMS confirmó el mensaje; OK parcial cuando se completó el objetivo principal con una desviación no bloqueante; NOOK/FAIL cuando hubo rechazo, error de esquema o secuencia incorrecta; e inconclusa cuando el entorno no permitió completar la prueba. La matriz reunió 31 casos de uso, 15 mensajes obligatorios y 76 escenarios; 70 ejecuciones pertenecieron al bloque operativo. Los CSMS comerciales permitieron verificar operación realista y tolerancias de integración, mientras que OCTT contrastó esquemas JSON, estados y secuencias frente al estándar.

Los indicadores se calcularon a partir de esa matriz y no de estimaciones. Conectividad = entornos con sesión operativa/entornos ensayados = 4/4. Robustez = pruebas superadas/pruebas ejecutadas = 6/7. Rechazo de credenciales = intentos inválidos rechazados/intentos inválidos = 105/105. Para la interoperabilidad global se seleccionaron ocho casos comparables disponibles en los cuatro entornos; se consideró positiva una combinación con OK/PASS y se excluyeron del numerador los resultados parciales, NOOK e inconclusos. Se obtuvieron 28 resultados positivos de 32 combinaciones, de modo que 87,5 %. Esta regla de cálculo permite reproducir el porcentaje directamente desde la matriz de evidencias.

4. RESULTADOS DE VALIDACIÓN

4.1. Conectividad e interoperabilidad

El demostrador estableció una sesión OCPP operativa en los cuatro entornos. BootNotification Accepted quedó registrado explícitamente en ITE, AMPECO y OCTT; en ChargeLab la aceptación se acreditó por la ejecución posterior de transacciones. En OCTT B01, el intervalo desde el estado Booting hasta la confirmación de registro fue de aproximadamente 30,2 s. Se

contabilizaron 84 Heartbeat aceptados sin rechazo explícito y al menos dos secuencias completas de desconexión y recuperación autónoma.

Para las familias comparables entre entornos, el 87,5 % de las combinaciones entorno-caso obtuvo resultado positivo y el 67 % de las familias alcanzó PASS unánime. Registro, Heartbeat, autorización e inicio de transacción mostraron un comportamiento consistente. Las diferencias aparecieron sobre todo en StatusNotification y en determinadas condiciones de finalización de transacción exigidas por OCTT.

4.2. Operación y control remoto

El bloque operativo comprende 70 ejecuciones: 44 OK, 2 OK parcial, 9 NOOK y 15 inconclusas. ITE completó 6 de 6 pruebas con resultado OK; AMPECO obtuvo 11 OK y 1 parcial; ChargeLab, 16 OK y 1 parcial; OCTT, 11 OK, 9 NOOK y 15 inconclusas. Se validaron las familias Provisioning, Authorization, Transactions, Remote Control, Availability y Metering. Entre las evidencias se incluyen inicio de transacción tras autorización, parada remota mediante RequestStopTransaction, desbloqueo del conector, reset del controlador, finalización por desconexión del vehículo y entrega posterior de transacciones offline.

4.3. Robustez y ciberseguridad

Se ejecutaron siete pruebas específicas de robustez, seis de ellas superadas. El servidor completó 460 peticiones en los escenarios de carga definidos, rechazó 105 de 105 credenciales inválidas y denegó tres tokens manipulados o reutilizados. Los diez endpoints evaluados mantuvieron el perímetro de autenticación. Sin embargo, no se observó limitación de tasa frente a intentos repetidos; además, la interfaz HTTP carecía de X-Frame-Options, X-Content-Type-Options, Content-Security-Policy y Referrer-Policy, y la cookie no podía marcarse Secure mientras el demostrador operase sin HTTPS. Estos resultados no invalidan el prototipo, pero delimitan con precisión el trabajo necesario antes de una integración industrial.

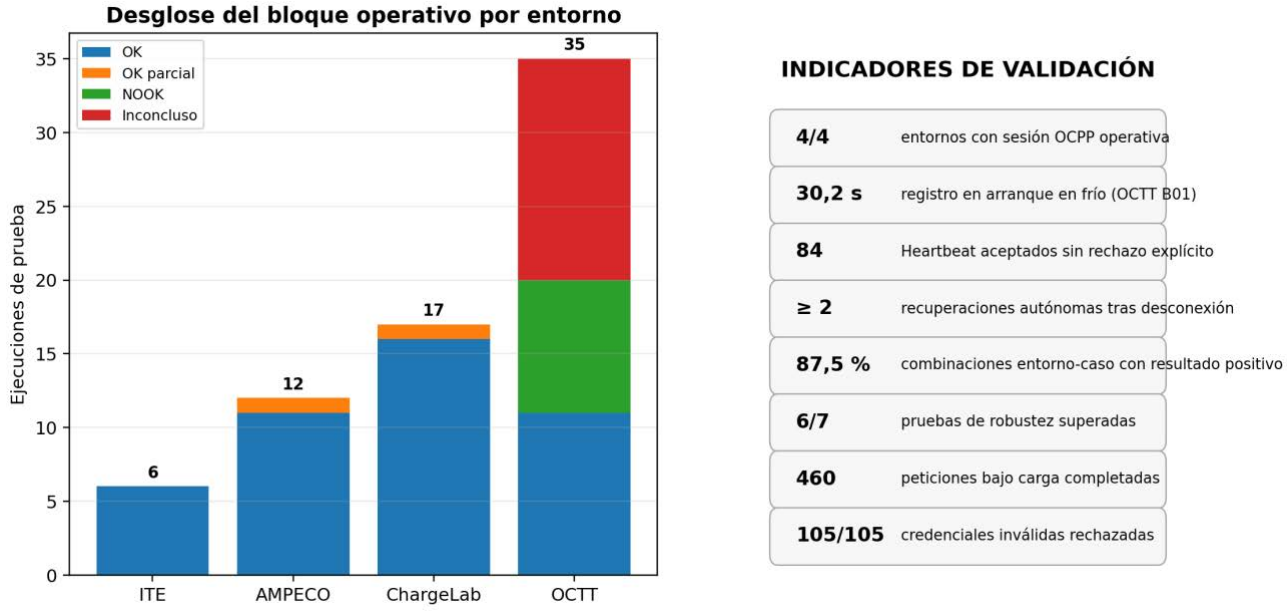


Figura 3. Resultados del bloque operativo por entorno e indicadores cuantitativos de conectividad, interoperabilidad y robustez.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y LÍNEAS DE MEJORA

Los resultados demuestran que una plataforma de microcontrolador puede ejecutar simultáneamente la lógica OCPP, la simulación del EVSE, un servidor web y almacenamiento persistente sin trasladar el control a un ordenador externo. La interfaz visible en el navegador es servida por el propio ESP32 y refleja en tiempo real el estado que gobierna las transacciones. El uso de MicroOCPP y una arquitectura por servicios ha permitido cubrir los flujos de mayor valor operativo con una plataforma abierta y reutilizable.

La conexión con las redes inteligentes es directa: el módulo convierte cada punto de recarga en un recurso observable y gobernable desde el CSMS. TransactionEvent y MeterValues aportan estado, potencia y energía para supervisión y previsión

de demanda; Availability y las órdenes remotas permiten coordinar la habilitación de carga, el inicio o la parada de sesiones y la recuperación del servicio; la persistencia y el reenvío de eventos offline evitan perder trazabilidad cuando falla la comunicación. Sobre esta base, una siguiente iteración puede incorporar consignas de potencia, perfiles de carga y señales de agregación para desplazar o modular demanda en respuesta a congestión, generación renovable o precios. El beneficio sectorial es reducir la dependencia de soluciones propietarias, facilitar la incorporación de cargadores de distintos fabricantes y disminuir el esfuerzo de integración de recursos distribuidos. Para la operación de red, aporta mayor observabilidad, capacidad de actuación remota y continuidad de datos; para la flexibilidad, proporciona el canal interoperable sobre el que coordinar potencia y energía de una flota de cargadores.

La diferencia entre los resultados comerciales y OCTT es técnicamente informativa. Los CSMS de mercado aceptan pequeñas variaciones que no impiden la operación; OCTT detecta incumplimientos de esquema y secuencia. Por ejemplo, una prueba de actualización segura de firmware fue abortada porque statusInfo.reasonCode contenía 26 caracteres frente al máximo de 20 permitido. Otros resultados no satisfactorios se concentran en estados Pending o Rejected, variables del Device Model, TriggerMessage, reset de EVSE, recuperación de logs, gestión de certificados y funciones de diagnóstico. Son defectos localizados, no una incapacidad de la plataforma para mantener la sesión o ejecutar transacciones básicas.

La siguiente iteración debe abordar tres niveles. En firmware: endurecimiento de esquemas JSON, trazabilidad completa de solicitudes y confirmaciones, actualización segura, diagnóstico y pruebas automatizadas de regresión. En comunicaciones: TLS/WSS, gestión de certificados, cabeceras HTTP, cookie Secure y limitación de tasa. En electrónica: diseño de una interfaz aislada hacia el controlador de potencia, adquisición metrológica de tensión, corriente y energía, entradas CP/PP, mando de contactor, detección de soldadura y gestión de fallos. Esa integración deberá mantener la separación actual entre el núcleo OCPP y la capa de adaptación hardware, reduciendo el acoplamiento entre comunicaciones, servicios web y control de potencia y facilitando la verificación independiente de cada subsistema.

6. CONCLUSIONES

Se ha desarrollado y validado una arquitectura OCPP 2.0.1/Lite autónoma sobre ESP32-S3 que integra protocolo, simulación del EVSE, servidor web, persistencia y gestión de transacciones en un único nodo. La novedad reside en demostrar, con una metodología trazable y multiplataforma, que el subconjunto seleccionado conserva los flujos necesarios para registrar, supervisar, operar y recuperar una estación desde un CSMS sin depender de un ordenador externo. La evidencia incluye sesión operativa en 4 entornos, 28 éxitos en 32 combinaciones comparables (87,5 %), 84 Heartbeat aceptados, recuperación de al menos dos desconexiones y 6/7 pruebas de robustez superadas. La propuesta simplifica aprovisionamiento, autorización, transacciones, medida, disponibilidad, control remoto y persistencia, manteniendo identificadas las funciones avanzadas pendientes. Para las redes inteligentes, constituye una base abierta para convertir cargadores de bajo coste en recursos observables y gobernables, mejorar la interoperabilidad del sector y habilitar futuras estrategias de gestión de demanda y flexibilidad mediante perfiles y consignas de potencia.

AGRADECIMIENTOS

Las actividades descritas se han desarrollado en el marco del proyecto MUSoL, con participación del Instituto Tecnológico de la Energía (ITE) y entidades colaboradoras del ecosistema de movilidad sostenible, y con apoyo de la Generalitat Valenciana, IVACE y fondos europeos.

REFERENCIAS

[1] Open Charge Alliance, “Open Charge Point Protocol 2.0.1,” Specification, 2020.
[2] Open Charge Alliance, “OCPP 2.Lite: A lightweight OCPP 2.x implementation for resource-constrained charging stations,” White Paper, 2024.
[3] Espressif Systems, “ESP32-S3 Series Datasheet,” Shanghai, China, 2024.
[4] MicroOCPP, “MicroOCPP: Open Charge Point Protocol for microcontrollers,” software documentation, 2026. [Online]. Available: https://github.com/matth-x/MicroOcpp
[5] I. Fette and A. Melnikov, “The WebSocket Protocol,” RFC 6455, Internet Engineering Task Force, Dec. 2011.
[6] E. Rescorla, “The Transport Layer Security (TLS) Protocol Version 1.3,” RFC 8446, Internet Engineering Task Force, Aug. 2018.

CUANTIZACIÓN DE MODELOS IA SOBRE ENTORNOS EDGE DE CAPACIDAD REDUCIDA

Borja Tellado-Laraudogoitia, Investigador, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Imanol Garcia-Pastor, Control & Protection Devices Manager, Ingeteam
Ainhoa Pujana, Investigador, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Santiago García-Lázaro, Investigador, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)
Miren Recalde-Tabar, Control & Protection Devices R&D, Ingeteam

Resumen: El despliegue de modelos de inteligencia artificial sobre dispositivos edge de capacidad reducida (RCD) constituye un reto debido a las limitaciones de memoria, capacidad de cómputo y consumo energético propias de este tipo de plataformas. Este trabajo analiza diferentes estrategias de especialización de modelos IA/ML, con especial atención a las técnicas de cuantización, orientadas a facilitar su ejecución sobre dispositivos de recursos limitados empleados en entornos Smart Grids. Para ello, se han evaluado dos casos de uso representativos sobre plataformas con capacidades hardware significativamente diferentes. El primero aborda la ejecución de modelos predictivos basados en árboles de decisión sobre microcontroladores sin unidad de punto flotante, analizando el impacto de la exportación y cuantización de modelos entrenados en Python. El segundo estudia el despliegue de redes neuronales cuantizadas sobre plataformas equipadas con aceleradores específicos para inferencia IA (NPU). Los resultados obtenidos demuestran la viabilidad de estas técnicas para adaptar modelos IA a dispositivos edge de recursos limitados, manteniendo niveles de rendimiento compatibles con los requisitos funcionales de aplicaciones Smart Grid.

Palabras clave: Inteligencia Artificial, Machine Learning, Edge Computing, Cuantización, Smart Grids, dispositivos de recursos limitados, Microcontroladores, NPU, Inferencia, Optimización de Modelos.

MODELOS IA SOBRE SMART GRIDS EN DISPOSITIVOS DE CAPACIDAD REDUCIDA

Las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids) (SG) integran tecnologías de información con la infraestructura eléctrica tradicional para optimizar la gestión energética. Según la *European Smart Grids Technology Platform* [1], estas redes deben ser flexibles, fiables y eficientes, requisitos que impulsan el despliegue de Inteligencia Artificial (IA) en el edge computing.

Aunque el entorno cloud cuenta con estándares maduros para funcionalidades como la seguridad, interoperabilidad o mantenimiento remoto, su traslación a dispositivos con recursos reducidos (RCD) es compleja. Estos dispositivos enfrentan limitaciones estrictas de memoria, energía y conectividad [2], lo que impide aplicar soluciones *cloud* directamente y genera un escenario fragmentado.

Para adaptar modelos complejos a estos nodos edge, resulta indispensable aplicar técnicas de especialización. Entre ellas, la cuantización destaca por reducir significativamente los requisitos de memoria y cómputo sin comprometer la precisión del modelo [3], facilitando el despliegue de IA en dispositivos con recursos limitados.

El diseño de soluciones de IA para dispositivos con recursos restringidos (RCD) depende de si el despliegue contempla únicamente inferencia o también entrenamiento. Habitualmente, el entrenamiento se realiza en infraestructuras con mayor capacidad de procesamiento, mientras que la inferencia se ejecuta en el dispositivo final. En este contexto, los modelos desarrollados en Python pueden convertirse posteriormente a C/C++ mediante herramientas como TensorFlow Lite o M2CGEN, mientras que el entrenamiento on-device requiere librerías especializadas como CMSIS-NN o libSVM.

La viabilidad de estas estrategias depende de la heterogeneidad del hardware. Los microcontroladores solo permiten inferencia sobre modelos reducidos, mientras que plataformas Linux con GPU pueden ejecutar frameworks completos. Entre ambos extremos, los aceleradores de inferencia (NPU) ofrecen una elevada eficiencia energética, aunque introducen dependencias específicas de fabricante. Complementariamente, técnicas como la cuantización y la poda (pruning) permiten reducir los requisitos de memoria, computación y consumo energético, facilitando la ejecución de modelos en dispositivos con recursos limitados.

La Tabla 1 resume la clasificación de las plataformas RCD en función de su arquitectura, capacidad computacional y funcionalidades soportadas. A partir de esta clasificación, el presente trabajo evalúa diferentes estrategias de despliegue de IA adaptadas a las distintas categorías de dispositivos presentes en entornos SG.

	Tipo 0	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Ejemplos típicos	Contador BT / smart meter	Relé/equipo de protección BT, monitor/supervisión BT	IED de celdas MT con protección, control de bahía y RTU SCADA	Equipo de subestación avanzado
Tipo de CPU	MCU 8/16/32 bits	MCU 32 bits (ARM Cortex-M0/M3/M4/M7) o DSP simple	ARM Cortex-A (A7/A9/A53) + core/MCU tiempo real	ARM Cortex-A multinúcleo o Intel x86 + posible DSP/FPGA
MIPS aprox.	10–80 MIPS	50–300 MIPS	500–1500 MIPS	> 2000 MIPS
FPU / DSP	Opcional; HW específico metering	FPU recomendable; instrucciones DSP útiles para filtros/protección;	FPU necesaria; posible subsistema DSP	FPU avanzada, DSP y/o FPGA para procesamiento intensivo
Sistema operativo	Sin OS o RTOS mínimo	Sin OS o RTOS ligero, según funcionalidad y comunicaciones	Linux embebido + tiempo real	Linux embebido avanzado + RTOS dedicado para protección
RAM total	8–64 kB	32–256 kB	64–256 MB	256 MB – 4 GB

Tabla 1: Clasificación de tipologías edge según sus capacidades (valores orientativos)

En los dispositivos más restrictivos (Tipo 0), la estrategia de despliegue recomienda la ejecución exclusiva de inferencia mediante la generación de código nativo a partir de modelos previamente entrenados en entornos Python o similares. Los modelos desplegados sobre este tipo de dispositivos aplican técnicas de especialización y cuantización para reducir los requisitos de memoria y computación, permitiendo su ejecución en microcontroladores con recursos muy limitados.

Por otro lado, los dispositivos de Tipo 1 a Tipo 3 incorporan mayores capacidades de procesamiento y, en muchos casos, aceleradores específicos para inferencia IA (NPU). En estas plataformas, resulta posible aprovechar hardware especializado y mecanismos de aislamiento que permitan integrar capacidades inteligentes aceptando modelos más complejos sin interferir con las funciones críticas de supervisión y control.

IMPLEMENTACIÓN Y VALIDACIÓN

Para validar la aplicabilidad de las estrategias de especialización y cuantización en el ecosistema *edge*, se han desarrollado dos casos de uso representativos. Por un lado, TECNALIA ha abordado el despliegue sobre dispositivos de muy baja capacidad (Tipo 0, microcontroladores), mientras que INGETEAM ha evaluado el uso de redes neuronales sobre plataformas con aceleradores de hardware específicos (NPU).

Implementación de Modelos Predictivos Sobre Dispositivos RCD

Los modelos de predicción basados en técnicas de regresión y arboles de decisión constituyen una de las aplicaciones más habituales de la IA desarrollada con herramientas de alto nivel, como puede ser Python y no aptas para su uso sobre RCD de forma directa. Los modelos de regresión y arboles de decisión suelen basarse en modelos que, frente a arquitecturas más complejas, como las redes neuronales, presentan la ventaja de requerir un número de parámetros considerablemente menor y una carga computacional más reducida lo que los convierte en una opción, a priori, adecuada para su despliegue sobre dispositivos RCD sin aceleradores de cálculo (NPU, TPU...). No obstante, la traslación de modelos diseñados usando herramientas de alto nivel (Python, TensorFlow, etc) sobre RCD no es directa y requiere de trabajo de optimización/especialización

Resultados: Tamaño y Fidelidad del Modelo

Los ensayos realizados tienen como objetivo evaluar la viabilidad de desplegar modelos predictivos sobre dispositivos RCD de categoría Tipo 0 analizando tres aspectos fundamentales: (i) la fidelidad del modelo exportado respecto al modelo original entrenado en Python, (ii) el tamaño final del modelo generado para su despliegue y (iii) el comportamiento de la inferencia cuando se ejecuta sobre hardware con recursos limitados y sin unidad de punto flotante (FPU).

Los ensayos se han realizado principalmente sobre modelos basados en árboles de decisión y técnicas de regresión. Durante el estudio se han utilizado tres modelos representativos de aplicaciones Smart Grids: (i) predicción de generación fotovoltaica, (ii) modelos de soft-sensing y (iii) predicción de demanda energética.

Para su validación se emplearon dos plataformas (i) una plataforma de altas capacidades basada en arquitectura x86_64 con más de 16 GB de RAM , y (ii) una plataforma RCD basada en la placa Nordic nRF52840, equipada con 1 MB

de memoria Flash y 256 kB de RAM. La plataforma Nordic nRF52840 es representativa de la categoría de dispositivos RCD Tipo 0 descrita anteriormente (Tabla 1).

La validación realizada evalúa el tamaño de los modelos exportados, entendido como el tamaño del árbol de decisión resultante. Debido al elevado número de sentencias condicionales modelos excesivamente grandes pueden generar código C difícil de compilar. Sobre la plataforma de alta capacidad, se ha analizado la precisión de los modelos exportados comparando las predicciones obtenidas por el modelo original desarrollado en Python con las generadas tras su conversión a código C mediante M2CGEN y EMLEARN (librerías que permiten la translación del modelo entrenado en Python a lenguaje C), con el fin de cuantificar la posible pérdida de precisión introducida durante este proceso. Finalmente, se evalúa la viabilidad de ejecución del modelo de predicción de demanda sobre sistemas embebidos basados en microcontroladores sin unidad de punto flotante (FPU).

La elección de los modelos a evaluar responde a su potencial despliegue sobre dispositivos RCD con recursos computacionales limitados, donde este tipo de modelos ofrece un adecuado equilibrio entre precisión, complejidad y capacidad de ejecución. El primer aspecto analizado corresponde al tamaño de los modelos generados tras su exportación desde el entorno de entrenamiento. Este parámetro resulta especialmente relevante en dispositivos RCD debido a las limitaciones de memoria flash y RAM disponibles. La Tabla 2 resume los resultados obtenidos para las distintas estrategias evaluadas

Modelo\Exportado	Original en Python	EMLEARN	M2CGEN
Generación Fotovoltaica	22MB	11MB	83KB
Soft-Sensing	9.7 MB	9.2 MB	127kB
Predicción de la Demanda	2.5MB	500 KB	128kB

Tabla 2: Comparativa de tamaño de modelo exportado

Los resultados muestran diferencias muy significativas entre las herramientas evaluadas. Mientras que EMLEARN genera modelos cuyo tamaño continúa siendo elevado para determinadas plataformas RCD, M2CGEN consigue reducciones sustanciales, obteniendo modelos del orden de cientos de kilobytes frente a varios megabytes del modelo original. Esta diferencia resulta determinante para posibilitar su despliegue sobre microcontroladores con recursos limitados.

En un análisis preliminar de los resultados exportados mediante EMLEARN y M2CGEN, aquellos generados a partir de EMLEARN produjeron peores resultados lo que unido al mayor tamaño de los modelos hizo que el análisis se centrará en los modelos producido mediante M2CGEN.

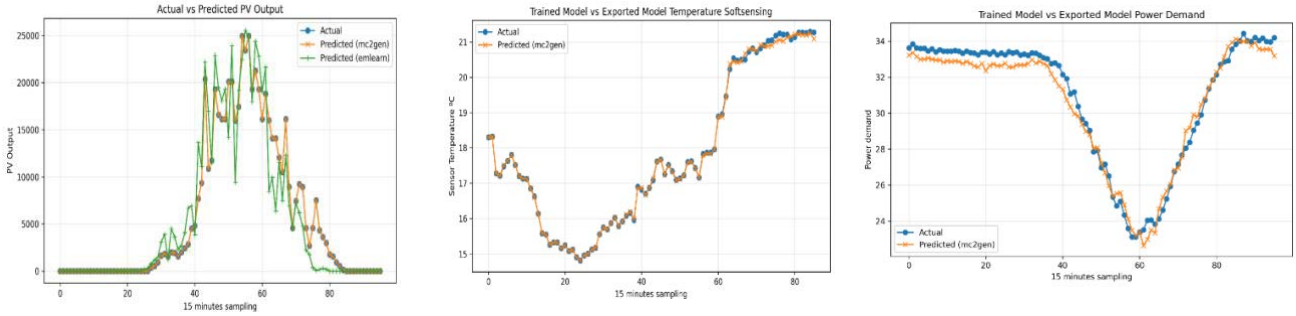


Figura 1: Ejecución de modelo exportado sin cuantización

La Figura 1 muestra los resultados obtenidos para los tres modelos considerados. En todos los casos se observa una elevada correspondencia entre el modelo original y el modelo exportado mediante M2CGEN y EMLEARN (solo imagen izquierda), manteniéndose métricas de error reducidas y compatibles con los requisitos de los casos de uso analizados (Tabla 3).

Impacto de la Cuantización en Dispositivos RCD

La fase final de validación implicó ejecutar el modelo exportado sobre la placa Nordic nRF52840. Dado a las limitaciones computacionales de la misma, fue imperativo aplicar una cuantización agresiva (de double a int), convirtiendo los umbrales del árbol de decisión a enteros para garantizar la viabilidad operativa.

La evaluación realizada representa un escenario especialmente exigente, ya que la ausencia de FPU obliga a sustituir el tratamiento de valores en doble precisión por representaciones enteras, permitiendo analizar el impacto máximo de la cuantización sobre la precisión del modelo.

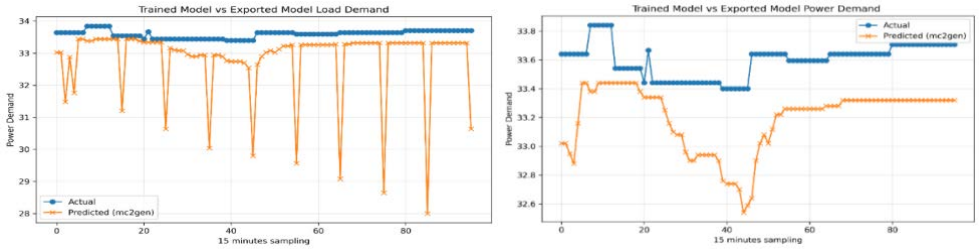


Figura 2: Ejecución de modelo cuantizado

La ejecución de dicho modelo sobre la placa de desarrollo Nordic nRF52840 ha dejado como resultado un comportamiento estable en lo que se refiere a carga de computación pero con anomalías numéricas en forma de outliers. Las imágenes de la Figura 2 muestran un ejemplo de las anomalías numéricas detectadas y el resultado tras eliminarlas y reemplazarlas por un valor interpolado.

La Tabla 3 muestra los resultados cualitativos obtenidos de la ejecución de los modelos exportados mediante la librería M2CGEN con relación a los resultados de los modelos originales desarrollados en Python y sin cuantización alguna y los obtenidos al aplicar la cuantización sobre el modelo de predicción de la demanda. Como conclusión, aunque la cuantización necesaria para la ejecución sin FPU introduce una pérdida de precisión (incrementando el MAPE del <5% al ~10%), la técnica ha demostrado ser funcional y eficiente en términos de carga de cómputo, validando el enfoque de especialización para la implementación de IA en el edge de las redes eléctricas.

Modelo generado mediante M2CGEN	**Plataforma De Alta Capacidad (Modelo Sin Cuantizar)**		**RCD (Modelo Cuantizado)**	
	Precisión	Tiempo de Cálculo	Precisión	Tiempo de Cálculo
Predicción de generación solar	Muy Buena (MAPE < 2%)	Muy Bajo (<ms)	NA	NA
SoftSensing	Muy Buena (MAPE < 1%)	Muy Bajo (~us)	NA	NA
Predicción de demanda	Muy Buena (MAPE < 1%)	Muy Bajo (~us)	Media (MAPE ~ 10%)	Bajo (<ms)

Tabla 3: Comparativa de rendimiento de los modelos generados mediante M2CGEN

Implementación de Modelos de Detección de Anomalías Sobre Dispositivos RCD

El segundo caso de uso, desarrollado por INGETEAM, se enfoca en la viabilidad de implementar soluciones de detección de anomalías (específicamente faltas monofásicas a tierra) utilizando NPUs (Unidades de Procesamiento Neuronal) integradas en hardware embebido. A diferencia de las GPUs de propósito general, estas NPUs suelen tener recursos muy limitados en memoria y precisión aritmética, lo que exige una adaptación rigurosa de los modelos. El objetivo central es validar si es posible ejecutar inferencia en tiempo real sobre estos dispositivos, manteniendo una precisión comparable a la estándar (FP32) sin sacrificar los ciclos de la CPU principal, los cuales deben reservarse estrictamente para las tareas críticas de protección y control de la red.

Estrategia Experimental y Caracterización del Hardware

Para evaluar el rendimiento bajo condiciones controladas y repetibles, el equipo optó por la generación de datos sintéticos. Este enfoque permitió parametrizar la complejidad del escenario, introduciendo progresivamente perturbaciones y transitorios hasta llegar a un nivel de realismo cercano al campo. La entrada del modelo se limitó

inicialmente a las corrientes trifásicas para maximizar la simplicidad y garantizar la compatibilidad con las limitaciones de la NPU.

Antes de diseñar el modelo, se realizó una fase de caracterización exhaustiva de la NPU objetivo. Dado que estas unidades suelen estar optimizadas para casos de uso específicos (como visión por ordenador), fue esencial determinar entre otros, sus límites de memoria, tiempos de arranque (*warm-up*), latencias y modelos optimizados. El criterio de diseño principal fue evitar a toda costa la delegación de cálculos a la CPU, cualquier desviación de cómputo hacia el procesador principal comprometería la autonomía y la capacidad de respuesta del sistema de protección.

Sobre la base de este análisis, se seleccionó una arquitectura simple basada en una Red Neuronal Convolucional 1D (CNN 1D). Esta elección responde a que las convoluciones 1D y las activaciones ReLU son operadores ampliamente soportadas en NPUs embebidas, facilitando una cuantización a enteros de 8 bits sin sufrir degradación estructural en la red. Se compararon dos versiones del modelo (FP32 e INT8) utilizando TensorFlow Lite para asegurar que cualquier diferencia observada se debiera estrictamente a la aritmética y no al entorno de ejecución.

Evolución de los Resultados: De la Simulación Ideal al Escenario Real

El proceso de validación se llevó a cabo en dos etapas progresivas para distinguir el impacto de la cuantización del efecto de la complejidad de los datos.

En la primera etapa, se utilizó un conjunto de datos sintético con alta separabilidad, donde los patrones de falta eran muy marcados. En este escenario fácil, tanto la versión FP32 como la INT8 alcanzaron un rendimiento perfecto (exactitud y F1-score de 1.0). Este resultado confirmó la corrección del *pipeline* de entrenamiento y exportación, demostrando que, cuando las clases están bien separadas, la cuantización INT8 no introduce errores observables y la NPU acelera los procesos de inferencia descargando a la CPU principal. Sin embargo, este escenario ideal resultó insuficiente para extraer conclusiones robustas sobre la robustez del modelo frente a la incertidumbre.

Para el segundo y definitivo paso, se generó un conjunto de datos con mayor realismo (Figura 3), introduciendo domain-shift: se añadieron faltas leves, condiciones cercanas al cruce por cero, comportamiento intermitente (tipo arco) y ruido armónico. Aquí, el modelo no se reentrenó, con el fin de evaluar su estabilidad ante escenarios no previstos.

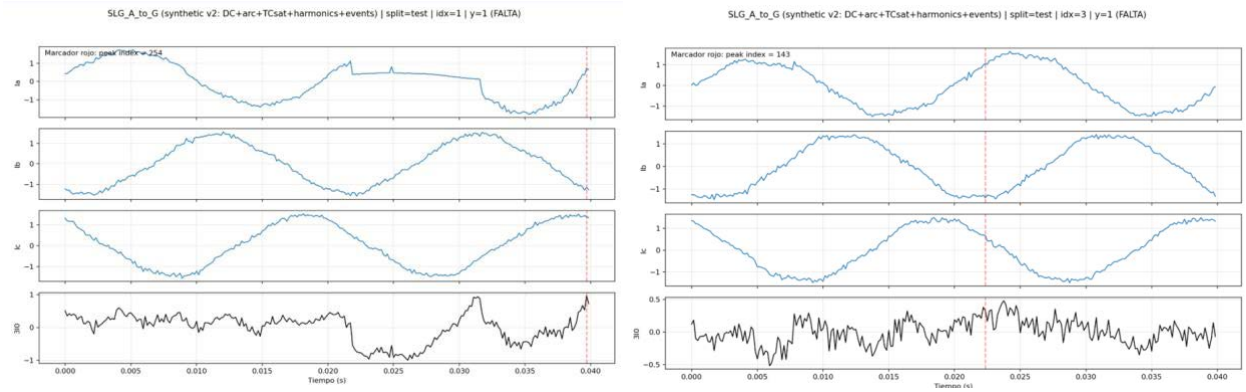


Figura 3 Casos de test de escenarios con faltas incluyendo condiciones menos favorables

En este entorno complejo, el rendimiento descendió hacia una exactitud del 85.6%, un descenso que se atribuyó casi exclusivamente a la complejidad de los datos (la dificultad para distinguir la falta del ruido) y no a la cuantización. Al comparar los dos formatos, las diferencias fueron marginales (de centésimas), situándose la sensibilidad en un 88.9% para FP32 y un valor prácticamente idéntico para INT8. La cuantización actuó más como un desplazamiento leve del punto de operación, generando un sutil cambio en el balance entre falsas alarmas y falsos negativos, que como una degradación real de la capacidad de separación.

Conclusiones Operativas: La Calibración como Factor Crítico

El análisis profundo de la cuantización INT8 reveló que su rendimiento no es inherente únicamente al modelo, sino que depende críticamente de la calibración (el proceso de estimación de rangos para la conversión a enteros). Si el conjunto de datos de calibración no captura adecuadamente los picos y transitorios, el modelo puede sufrir saturación

por *clipping* o perder resolución efectiva. Por tanto, la calibración debe integrarse como una etapa adicional al procesado digital de señal de entrada, no como un paso automático irrelevante.

Adicionalmente, los experimentos demostraron que el umbral de decisión óptimo no es fijo (0.5), sino que puede optimizarse según el contexto de operación y el coste en criticidad asociado a los errores (priorizar la detección de faltas sobre la evitación de falsas alarmas). En definitiva, se validó que la integración de inteligencia artificial en sistemas de protección es viable incluso con hardware restringido, siempre que se respeten las limitaciones de la NPU y se gestionen con rigor las fases de cuantización y calibración (Tabla 4).

Métrica	**Formato FP32 (Alta capacidad)**	**Formato INT8 (NPU limitada / RCD)**
Exactitud (Accuracy)	85,6 %	85,4 %
Sensibilidad (Recall)	88,9 %	88,6 %
Precisión	83,9 %	83,8 %
F1	86,3 %	86,4 %
AUC	91,7 %	91,5 %

Tabla 4: Comparativa de rendimiento en escenario de alta complejidad (Domain-Shift)

CONCLUSIONES

Los resultados confirman que adaptar modelos de IA a entornos de computación restringida (RCD) es viable si se aplican estrategias de especialización adecuadas al hardware y caso de uso. En microcontroladores de muy baja capacidad (Tipo 0), la generación de código nativo es una pauta consolidada: M2CGEN logra mayores reducciones de tamaño que alternativas como EMLEARN, permitiendo ejecutar eficientemente árboles de decisión y modelos de regresión. No obstante, en plataformas sin FPU el cuello de botella no es la latencia, sino la precisión: la cuantización a enteros introduce degradaciones que requieren un ajuste fino previo del modelo, siendo la elección de plataformas con soporte de precisión simple (float) una solución eficiente.

Por otro lado, la evaluación en plataformas equipadas con aceleradores hardware (NPU) ha confirmado que las redes neuronales pueden resultar efectivas bajo cuantización INT8. En escenarios con alta separabilidad, la conversión a enteros no introduce errores observables, validando la viabilidad de la detección de anomalías *on-device*. No obstante, ante un *domain-shift* (complejidad de datos realistas), la caída de rendimiento se atribuye más a la ambigüedad de los patrones de entrada que a la propia cuantización. En este contexto, la calibración emerge como una fase crítica de ingeniería: una selección inadecuada de los datos de calibración puede provocar saturación o pérdida de resolución, alterando el balance operativo entre falsas alarmas y detecciones.

En definitiva, el despliegue exitoso de IA en el *edge* de las Smart Grids no depende exclusivamente de la potencia de cálculo disponible, sino de la interacción correcta entre la arquitectura del modelo, la calidad de la calibración y la caracterización del hardware. El co-diseño de algoritmos y plataformas restringidas permite alcanzar niveles de eficiencia y precisión suficientes para garantizar la operatividad y predictibilidad requeridas en aplicaciones críticas de campo.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha desarrollado en el marco del proyecto **FIRMAR**, subvencionado por el Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco (Programa ELKARTEK 2025).

REFERENCIAS

[1] Arcas, G. I. et. al. (2024). Edge Offloading in Smart Grid. *Smart Cities*, *7*(1), 680-711. https://doi.org/10.3390/smartcities7010028

[2] Matta, C. et. al. (2026). A Survey on IoT-Based Smart Electrical Systems: An Analysis of Standards, Security, and Applications. *Energies*, *19*(4), 965. https://doi.org/10.3390/en19040965

[3] Heydari, S., & Mahmoud, Q. H. (2025). Tiny Machine Learning and On-Device Inference: A Survey of Applications, Challenges, and Future Directions. *Sensors*, *25*(10), 3191. https://doi.org/10.3390/s25103191

ASEGURAMIENTO DIGITAL DE LA CALIDAD EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES: HERRAMIENTA AUTOMATIZADA PARA LA CERTIFICACIÓN FUNCIONAL DE EQUIPOS DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Julen Riobello Leiva, Automatización - Red Digital, i-DE Redes Eléctricas Inteligentes

Equipo de proyecto del Instituto Tecnológico de la Energía, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: La digitalización de las redes de distribución está incrementando significativamente el número de equipos inteligentes desplegados en baja tensión (BT) y media tensión (MT), así como la complejidad de su validación funcional. Cada nueva versión de firmware, protocolo de comunicación o función operativa exige verificar, de manera repetible y trazable, el comportamiento de las unidades terminales remotas (RTUs), los supervisores, los equipos de maniobra, las unidades de control, etc., antes de su despliegue en campo. Esta comunicación presenta el desarrollo de una herramienta (ToolKit) automatizado para la certificación funcional de equipos de BT y MT, especificado e impulsado por i-DE Redes Eléctricas Inteligentes (i-DE) y desarrollado con el apoyo del Instituto Tecnológico de la Energía (ITE). La solución se concibe como una capacidad de aseguramiento digital de la calidad aplicada a redes eléctricas inteligentes. Para ello, integra una plataforma de hardware en rack, simuladores, fuentes de inyección, captura de tráfico, automatización de maniobras y una arquitectura modular de software destinada a ejecutar libros de pruebas (*TestBook*), registrar evidencias y generar informes técnicos. La contribución del enfoque reside en combinar la automatización de los ensayos, la homogeneización de los criterios de aceptación y la generación sistemática de evidencias dentro de un flujo común y controlado. Esta solución reducirá la intervención manual, facilitará mucho el desarrollo y depuración de los softwares necesarios por parte de los distintos fabricantes y mejorará la trazabilidad técnica durante el ciclo de vida de los activos digitales de red. Asimismo, la plataforma se ha diseñado para facilitar la comparación entre versiones, la detección de regresiones funcionales y la ampliación progresiva de la certificación a nuevas familias de productos. Estos beneficios deberán cuantificarse mediante campañas piloto y su comparación con una línea base del proceso manual.

Palabras clave: redes eléctricas inteligentes, unidad terminal remota, automatización de ensayos, certificación funcional, firmware, interoperabilidad, trazabilidad, ciberseguridad, distribución eléctrica.

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La red de distribución eléctrica está evolucionando hacia una infraestructura con mayor observabilidad, capacidad de control y presencia de activos digitales en campo. En este contexto, los equipos de automatización de baja y media tensión incorporan funciones de software, protocolos de comunicación y lógicas de operación cada vez más complejas. Su correcta validación resulta crítica antes del despliegue masivo, ya que un comportamiento no previsto puede afectar a la operación remota, a la interoperabilidad entre sistemas o a la disponibilidad de funciones esenciales de supervisión y maniobra.

En este escenario, la validación funcional debe evolucionar desde una actividad puntual de laboratorio, habitualmente ejecutada por un tercero externo a i-DE y a los fabricantes, hacia un proceso estratégico de aseguramiento de la calidad gobernado con criterios técnicos comunes. La herramienta descrita responde a esa necesidad mediante un entorno automatizado orientado a certificar productos, validar nuevas versiones de firmware, apoyar a los fabricantes durante la depuración y aumentar la confianza técnica previa al despliegue en red.

El objetivo no se limita a determinar si un equipo supera un conjunto específico de pruebas. La aportación principal consiste en transformar la certificación funcional en un proceso repetible, documentado, comparable y escalable, capaz de acompañar la evolución continua de las especificaciones técnicas, las versiones de firmware y las nuevas funciones de red.

La contribución del trabajo se articula, por tanto, en tres dimensiones complementarias: la automatización de la ejecución, la normalización de los criterios de aceptación y la generación sistemática de evidencias. La combinación de estas dimensiones permite evolucionar desde resultados aislados hacia un proceso de certificación gobernable, medible y reutilizable.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La solución se basa en una plataforma integral compuesta por una capa de hardware, una capa de software y un sistema de automatización de maniobras, cambios de configuración y verificación de resultados. Su propósito es ejecutar de forma sistemática los ensayos definidos en los libros de pruebas de producto, limitando la intervención humana a la preparación inicial, la supervisión de las condiciones de seguridad y la resolución de situaciones excepcionales. De este modo, se preserva el criterio experto allí donde aporta valor y se automatizan las tareas repetitivas susceptibles de introducir variabilidad.

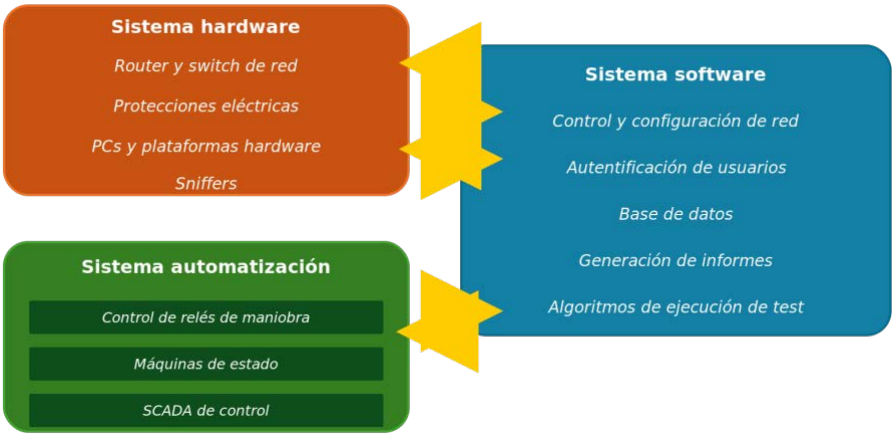


Figura 1. Arquitectura funcional del ToolKit automatizado de certificación funcional.

La capa de hardware integra, entre otros elementos, un ordenador industrial, equipos auxiliares, servidores, almacenamiento conectado a red (*Network Attached Storage*, NAS), un router, conmutadores de red, una fuente de corriente alterna (CA) de precisión, fuentes de corriente continua (CC) para alimentar los equipos bajo prueba, tarjetas de relés, salidas digitales y conectividad normalizada con los dispositivos ensayados. La capa de software agrupa los módulos de comunicaciones, automatización, interfaz de usuario, base de datos, ejecución de pruebas y generación de informes. La separación entre ambas capas reduce el acoplamiento entre la lógica de ensayo y la instrumentación física, lo que favorece el mantenimiento, la sustitución de componentes y la evolución de la plataforma.

El alcance previsto comprende distintas familias de equipos: unidades terminales remotas de baja tensión (RTU BT), sistemas de supervisión avanzada de transformadores de baja tensión, tarjetas de línea de baja tensión, productos denominados i-Trafo e i-CBT y unidades terminales remotas de media tensión (RTU MT) para centros de transformación secundarios, tanto con arquitectura compacta como modular. Este último ámbito incluye unidades de control (UC), unidades de control y protección (UCP) y RTU MT asociadas a elementos de maniobra en líneas aéreas, como reconectadores (REC) y órganos de corte en red (OCR). La arquitectura modular facilita la incorporación progresiva de nuevas familias de equipos, protocolos de comunicación y versiones de las especificaciones sin necesidad de rediseñar el conjunto de la solución.

Esta amplitud de alcance exige que los módulos comunes —gestión de usuarios, comunicaciones, evidencias, informes y control de versiones— convivan con adaptadores específicos para cada producto. El objetivo no es imponer una uniformidad artificial entre los equipos, sino reutilizar capacidades transversales y aislar las particularidades de cada familia.

METODOLOGÍA

La metodología propuesta comienza con el registro del dispositivo bajo prueba (DUT) y continúa con la selección del libro de pruebas o de casos individuales, la configuración automática del entorno, la ejecución secuencial de los ensayos y la generación de evidencias. Antes de iniciar la secuencia, se verifican la identificación del equipo, la versión de firmware, los parámetros de comunicación y la configuración aplicable. Este control previo evita atribuir a la lógica del producto resultados derivados de una preparación incorrecta del ensayo.



Figura 2. Flujo general de operación de la plataforma de validación.

Durante la ejecución se registran las variables de configuración, los pasos realizados, las respuestas del equipo y las capturas de las comunicaciones. El análisis de tráfico abarca protocolos como *Transmission Control Protocol/Internet Protocol* (TCP/IP), *Device Language Message Specification* (DLMS), IEC 60870-5-104 (IEC-104), IEC 61850, interfaz de programación de aplicaciones de transferencia de estado representacional (*Representational State Transfer Application Programming Interface*, API REST), *Network Time Protocol* (NTP), *Simple Network Time Protocol* (SNTP), protocolo seguro ligero de acceso a directorios (*Lightweight Directory Access Protocol Secure*, LDAP/S), *File Transfer Protocol* (FTP) y *Secure File Transfer Protocol* (SFTP). El resultado de cada prueba se vincula a una estructura de evidencias que recoge la identificación del equipo, el caso ejecutado, los registros, el detalle de los pasos, las comunicaciones relevantes y el veredicto final.

El diseño de la secuencia de pruebas se apoya en dos criterios principales: minimizar los cambios físicos de configuración y preservar la independencia y la validez técnica de cada ensayo. Para ello, la herramienta toma como referencia los libros de pruebas de producto y agrupa, siempre que resulta posible, los casos que comparten condiciones de ensayo, conexiones o servicios auxiliares. Esta optimización no modifica los criterios de aceptación ni las precondiciones definidas para cada caso.

Para asegurar la reproducibilidad, cada caso debe incluir precondiciones, estímulos, respuesta esperada, tolerancias, criterio de aceptación y tratamiento de excepciones claramente definidos. Asimismo, tanto los casos de prueba como los scripts de automatización deben mantenerse bajo control de versiones, de modo que cada resultado pueda relacionarse con la lógica exacta empleada para obtenerlo.

RESULTADOS ESPERADOS E INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Dado que la plataforma se encuentra en fase de desarrollo y consolidación, este apartado presenta los resultados esperados y el marco de indicadores previsto, no resultados experimentales definitivos. Los beneficios se concentran en cuatro ámbitos: calidad técnica, eficiencia, trazabilidad y escalabilidad. La plataforma no se plantea únicamente como un banco de ensayos, sino como una capacidad industrial para validar activos digitales de red de forma homogénea, reproducible y auditable. La Tabla I resume los resultados esperados y los indicadores que deberán medirse durante la explotación para cuantificar el impacto real de la solución.

Ámbito	Resultado esperado	Indicador de seguimiento
Calidad técnica	Ejecuciones repetibles, criterios homogéneos y menor variabilidad por intervención manual.	Porcentaje de casos de prueba automatizados, repetibilidad del resultado y tasa de ejecuciones sin incidencias atribuibles al entorno.
Eficiencia	Reducción de preparación, ejecución y análisis frente a ensayos manuales.	Tiempo medio de preparación y ejecución por libro de pruebas, reducción frente al proceso manual y tiempo de generación del informe.
Trazabilidad	Evidencias completas por equipo, firmware, caso de prueba y resultado.	Cobertura de registros y capturas, porcentaje de ejecuciones con evidencias completas y tiempo de localización de la causa de fallo.

Escalabilidad	Incorporación progresiva de nuevos equipos, protocolos y versiones de especificación.	Número de familias de equipos, protocolos, versiones de especificación y módulos incorporados a la plataforma.

Tabla I. Resultados esperados e indicadores de seguimiento de la plataforma.

La disponibilidad de métricas estructuradas permitirá comparar distintas versiones de firmware, detectar regresiones funcionales y priorizar acciones correctivas con los fabricantes. Esta información también podrá utilizarse como base para posteriores análisis de madurez del producto, calidad concertada y mejora continua del proceso de certificación.

La utilidad de estos indicadores dependerá de la disponibilidad de una línea base obtenida mediante el proceso manual y de la aplicación de criterios de medida estables. Solo así podrá distinguirse la mejora atribuible a la automatización de otros efectos, como el aumento de la complejidad de los productos o la ampliación del alcance de los libros de pruebas.

GESTIÓN DE EVIDENCIAS Y TRAZABILIDAD

Cada ejecución queda vinculada a un registro único que contiene la identificación del dispositivo bajo prueba, las pruebas seleccionadas, la versión del libro de pruebas, los ficheros de registro, las capturas de comunicación, el detalle de los pasos realizados y el resultado final. Este planteamiento genera una evidencia técnica auditable, útil tanto para la aceptación del producto como para la depuración de incidencias y la reconstrucción posterior de las condiciones del ensayo.



Figura 3. Modelo conceptual de evidencias generadas por cada ejecución de ensayo.

La trazabilidad no se limita al resultado final de aceptación o rechazo. Su valor reside en conservar el contexto técnico completo de la ejecución: la versión de firmware, los parámetros de comunicación, la configuración aplicada, la respuesta del equipo, el criterio de aceptación y la versión de los scripts utilizados. Esta información reduce las ambigüedades en la relación técnica con los fabricantes, facilita la repetición de ensayos en condiciones equivalentes y permite distinguir con mayor rapidez entre un defecto del producto, un problema de integración y una incidencia del propio entorno de prueba.

Para que este modelo sea sostenible, la gestión de evidencias debe incorporar políticas de nomenclatura, conservación, acceso e integridad de la información. La automatización genera valor únicamente si las evidencias pueden localizarse, interpretarse y relacionarse de forma inequívoca con el equipo y la versión evaluados.

DISCUSIÓN

El principal valor de la herramienta reside en industrializar la validación funcional de equipos digitales de red. La automatización reduce la dependencia de tareas manuales, mejora la comparabilidad entre fabricantes y versiones, y proporciona evidencias objetivas para la depuración del firmware. Este enfoque resulta especialmente relevante en un entorno en el que el software, la interoperabilidad y la ciberseguridad condicionan de forma creciente la fiabilidad operativa de la red.

La modularidad de la solución permite su evolución ante nuevas especificaciones y familias de producto. Asimismo, la existencia de informes estructurados y trazas técnicas convierte la certificación funcional en una fuente de conocimiento reutilizable para ingeniería, fabricantes, mantenimiento y futuras decisiones tecnológicas. Esta reutilización puede acortar los ciclos de diagnóstico y evitar que incidencias ya conocidas vuelvan a analizarse desde cero.



Figura 4. Rack del ToolKit automatizado de certificación funcional.

Desde el punto de vista sectorial, este enfoque permite avanzar hacia modelos de calidad concertada con fabricantes, en los que la aceptación funcional no depende únicamente de revisiones documentales o pruebas puntuales, sino de ejecuciones automatizadas, trazables y repetibles. Esta perspectiva resulta especialmente útil para gestionar ciclos de firmware cada vez más frecuentes y para reducir el riesgo de introducir regresiones funcionales en activos conectados a la red.

No obstante, la automatización no elimina la necesidad del criterio experto. Su eficacia depende de la calidad de los casos de prueba, de la representatividad de las condiciones simuladas y del mantenimiento continuo de la plataforma. Además, las pruebas de laboratorio complementan, pero no sustituyen, la validación en condiciones reales de operación cuando intervienen factores ambientales, de comunicación o de integración que no pueden reproducirse por completo.

CONCLUSIONES

La herramienta automatizada presentado se ha diseñado como una base técnica para transformar la certificación funcional de equipos de baja y media tensión en un proceso repetible, trazable, auditable y escalable. En coherencia con el objetivo del trabajo, su aportación principal consiste en integrar la ejecución de los ensayos, los criterios de aceptación, la configuración del entorno y la generación de evidencias dentro de un flujo común y controlado.

La solución propone una evolución desde un enfoque tradicional de ensayo de laboratorio hacia una capacidad de aseguramiento digital de la calidad aplicada a redes eléctricas inteligentes. Los beneficios previstos se concentran en cuatro ámbitos coherentes con el marco de evaluación propuesto: calidad técnica, eficiencia, trazabilidad y

escalabilidad. No obstante, su magnitud deberá determinarse experimentalmente y dependerá, entre otros factores, de la madurez de los casos de prueba, del control de versiones y de una gobernanza clara de las evidencias.

Como próximos pasos, se propone completar la integración de las familias de equipos prioritarias, validar la plataforma mediante campañas piloto y establecer una línea base respecto del proceso manual. Estas actividades permitirán cuantificar su impacto en el tiempo de preparación y ejecución, la cobertura de los ensayos, la repetibilidad de los resultados, la integridad de las evidencias y la capacidad de detección de regresiones funcionales.

En definitiva, la industrialización de la validación funcional constituirá un elemento habilitador para incorporar nuevas funciones digitales a la red con mayor agilidad y menor riesgo, manteniendo la trazabilidad técnica necesaria para sustentar las decisiones de aceptación y despliegue. La validación mediante campañas piloto permitirá confirmar y cuantificar esta aportación.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la colaboración de los equipos técnicos de i-DE y del Instituto Tecnológico de la Energía en la definición de requisitos, el desarrollo de la plataforma y la validación conceptual del enfoque propuesto. Asimismo, al Global Smartgrids Innovation Hub de Iberdrola por su contribución a estos proyectos.

REFERENCIAS

- i-DE Redes Eléctricas Inteligentes, 2024. Especificación técnica: herramienta de ensayo y validación de desarrollos de firmware para nuevas funcionalidades en equipos de media y baja tensión. Ref. SR2031830718, Rev. 1.

SIORD: DE LOS DATOS A LA FLEXIBILIDAD. UNA INFRAESTRUCTURA COMÚN PARA LAS CONEXIONES FLEXIBLES Y LOS SERVICIOS LOCALES DE FLEXIBILIDAD

Rocío González Barreiro, i-DE; Daniel Davi-Arderius, e-distribución; David Trebolle Trebolle, ASEME; Marta Castro Pérez-Chirinos, aelēc; Adrián Gil Guerrero, aelēc; José María de Marcos López-Baissón, aelēc.

Resumen

La electrificación de la economía y la creciente integración de recursos energéticos distribuidos están transformando las necesidades de planificación y operación de las redes eléctricas. Este proceso requiere continuar desarrollando y reforzando las redes, pero también avanzar hacia un sistema más digitalizado, observable y flexible. La flexibilidad no sustituye a las inversiones necesarias en red, sino que las complementa, permitiendo aprovechar de forma más eficiente la capacidad disponible y facilitar la incorporación de nueva demanda, generación, y almacenamiento.

En este contexto, la disponibilidad de información fiable, segura y estandarizada se convierte en un elemento esencial. SIORD constituye una infraestructura común de intercambio de información que permite avanzar hacia mayores niveles de observabilidad, interoperabilidad y coordinación entre los diferentes agentes del sistema eléctrico. Sobre una arquitectura ya operativa, SIORD puede dar soporte a nuevos casos de uso asociados a la flexibilidad.

El presente artículo analiza, en particular, su aplicación a dos mecanismos con distinto grado de desarrollo regulatorio: las conexiones flexibles, ya incorporadas al marco regulatorio español, y los servicios locales de flexibilidad, cuyo desarrollo se enmarca en la evolución de la regulación europea y en el *sandbox* regulatorio S2F. Ambos responden a lógicas diferentes, pero comparten una misma necesidad: disponer de una infraestructura común capaz de soportar y facilitar el intercambio de información entre agentes, para la monitorización de recursos en red de distribución y su gestión mediante programaciones y, cuando corresponda, activaciones en tiempo real, necesarias para su funcionamiento.

Palabras clave: Electricidad, redes de distribución, SIORD, conexiones flexibles, servicios de flexibilidad, observabilidad, intercambio de datos.

1. CONTEXTO Y NECESIDAD DE FLEXIBILIDAD

La transición energética está transformando profundamente tanto la composición como la estructura del sistema eléctrico. La descarbonización, la mejora de la eficiencia energética, la competitividad y una mayor autonomía energética están impulsando una creciente electrificación de la demanda y una mayor integración de recursos energéticos distribuidos. La penetración de generación renovable, junto con el despliegue de recursos como el autoconsumo, las comunidades energéticas y el almacenamiento, está incrementando el número y la diversidad de recursos conectados a las redes de distribución y modificando progresivamente los flujos tradicionales de energía. En este contexto, las baterías adquieren un papel especialmente relevante, al contribuir a una mayor integración de las energías renovables y aportar capacidad para gestionar su variabilidad.

Al mismo tiempo, **la demanda está adquiriendo un papel cada vez más relevante y activo en el sistema eléctrico**. La electrificación de la movilidad, la climatización y determinados procesos industriales, junto con la aparición de nuevas demandas de gran tamaño, como los electrolizadores y los centros de datos, está aumentando las necesidades de acceso y conexión a las redes. Una parte significativa de estos nuevos recursos y demandas se conecta, o previsiblemente se conectará, a las redes de distribución, incrementando la complejidad de su planificación y operación.

Esta transformación requiere desarrollar y reforzar las redes eléctricas para dar respuesta a las nuevas necesidades de generación y demanda, pero también avanzar hacia una operación cada vez más **digitalizada, observable y flexible**. Las redes disponen de una capacidad limitada y sus operadores deben garantizar en todo momento los niveles de calidad, seguridad y fiabilidad exigibles. En este contexto, los Gestores de la Red de Distribución (GRD) necesitan disponer de información suficiente y actualizada sobre los recursos conectados a sus redes, así como de herramientas que les permitan gestionar de forma eficiente los flujos de energía y responder a las condiciones cambiantes del sistema.

La observabilidad por parte de los operadores de red se convierte así en una condición necesaria para el desarrollo de nuevos mecanismos de gestión de la red, entre ellos las conexiones de acceso flexible y los servicios de flexibilidad. Aunque responden a lógicas diferentes, ambos requieren disponer de información fiable y estandarizada sobre los recursos conectados, su disponibilidad y su comportamiento. Su aplicación exige, además, una mayor coordinación entre los GRD, los agregadores, los operadores de mercados locales y los recursos energéticos distribuidos, de manera que los distintos agentes dispongan de la información necesaria para operar el sistema de forma segura y eficiente. El desarrollo de los servicios de flexibilidad se enmarca, asimismo, en la evolución del marco regulatorio europeo y, en particular, en el Código de Red de Respuesta a la Demanda (*Network Code on Demand Response*, NC DR).

La flexibilidad debe entenderse como **una herramienta complementaria al desarrollo de las redes y no como un sustituto de las inversiones necesarias**. Su utilización puede contribuir a aprovechar de forma más eficiente la capacidad disponible y, en el caso de las conexiones flexibles, facilitar la incorporación de nueva demanda allí donde no existe capacidad firme suficiente, bajo unas condiciones de flexibilidad previamente establecidas, mientras se desarrollan, cuando sean necesarios, los correspondientes refuerzos de red.

En este contexto, **SIORD adquiere una nueva dimensión**. Concebida inicialmente como una infraestructura común para facilitar de forma homogénea y eficiente el intercambio de información en tiempo real, su arquitectura permite extender sus funcionalidades hacia nuevos casos de uso asociados a la flexibilidad. Las conexiones flexibles y los servicios locales de flexibilidad constituyen dos de estos casos de uso, para los que disponer de una infraestructura común, interoperable y escalable de **intercambio de información, monitorización y coordinación** resulta esencial.

2. SIORD: UNA INFRAESTRUCTURA COMÚN PARA LA OBSERVABILIDAD

SIORD es una plataforma que facilita el intercambio de información en tiempo real entre los recursos flexibles y los GRD, en el marco de la implementación nacional del artículo 40.6 de la System Operation Guideline. En un sistema eléctrico como el español, con más de 300 GRD, SIORD proporciona una infraestructura común que permite homogeneizar y simplificar el intercambio de información entre los recursos conectados a las redes y sus operadores.

La plataforma unifica protocolos y estándares de comunicación y permite canalizar de forma homogénea y eficiente información en tiempo real. Su arquitectura común contribuye a responder a las crecientes necesidades de observabilidad del sistema eléctrico y proporciona una base sobre la que facilitar la coordinación y el intercambio de información entre los distintos agentes.

SIORD admite diferentes protocolos de comunicación para facilitar la conexión de los GRD con los Centros de Control de Generación y Demanda (CC-GD), garantizando la confidencialidad y fiabilidad del intercambio de información con mínimos costes operativos. La plataforma de tiempo real de SIORD no almacena ni trata la información intercambiada, sino que actúa como infraestructura para su transmisión, favoreciendo la interoperabilidad y estandarización de las comunicaciones.

Bajo la regulación vigente, la obligación de proporcionar información en tiempo real se circunscribe a determinados recursos, entre ellos las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las unidades de demanda o generación que participan en los servicios de balance o, en determinados casos, si tienen otorgado un acceso flexible. Sin embargo, la progresiva incorporación de recursos energéticos distribuidos y el desarrollo de mecanismos de flexibilidad hacen necesario avanzar hacia mayores niveles de observabilidad.

Esta necesidad adquiere especial relevancia con la aprobación por la CNMC de los permisos de acceso flexibles de demanda a las redes de transporte y distribución [2]. Este nuevo marco permite otorgar capacidad de acceso flexible cuando no resulta posible conceder capacidad firme, bajo distintas modalidades y condiciones de operación que requieren mecanismos adecuados de monitorización, intercambio de información y, cuando corresponda, actuación sobre los recursos conectados.

SIORD proporciona una infraestructura común sobre la que desarrollar la implementación operativa de las conexiones flexibles para la red de distribución en España. Su arquitectura permite canalizar de forma estandarizada la información necesaria para la monitorización de los recursos y facilitar los procesos de gestión asociados a las distintas modalidades de acceso flexible, evitando el desarrollo de soluciones independientes y favoreciendo la interoperabilidad.

De esta forma, SIORD permite extender una arquitectura ya operativa de intercambio de información hacia las necesidades derivadas de las conexiones flexibles y, progresivamente, de los servicios locales de flexibilidad para el GRD, contribuyendo a avanzar hacia un sistema eléctrico más observable, coordinado y flexible.

3. EVOLUCIÓN DE SIORD PARA LOS NUEVOS MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD

La evolución de SIORD permitirá ampliar el intercambio de información entre los GRD y los restantes agentes involucrados en los mecanismos de flexibilidad. Estos intercambios no se limitan a la información en tiempo real, sino que pueden incorporar otros datos necesarios en función del mecanismo de flexibilidad, las características de los recursos y el marco regulatorio aplicable.

La implementación de servicios locales de flexibilidad requiere desarrollar nuevos procesos, entre ellos el registro de recursos flexibles y proveedores, el intercambio de información sobre disponibilidad y programación y, cuando corresponda, el envío y seguimiento de consignas de activación.

SIORD ofrece una arquitectura común sobre la que desarrollar estos procesos, **evitando la fragmentación derivada de soluciones independientes y permitiendo avanzar hacia procedimientos homogéneos e interoperables a escala nacional.**

3.1. Objetivos y beneficios

La evolución de SIORD puede permitir que la plataforma dé soporte a funciones comunes necesarias para el desarrollo de los servicios de flexibilidad, entre ellas el registro de recursos y proveedores, la gestión de la información asociada a su habilitación, la publicación de necesidades de flexibilidad y el intercambio de información sobre disponibilidad, programaciones, activaciones y resultados.

La propuesta de NC DR contempla la necesidad de disponer de herramientas comunes para el registro de los recursos de flexibilidad y para el acceso a la información por parte de los agentes autorizados. En este ámbito, SIORD proporciona una solución sobre la que se han desarrollado estas funcionalidades, garantizando la coherencia de la información y facilitando el acceso automatizado de las partes habilitadas.

La utilización de una arquitectura ya operativa permite aprovechar las funcionalidades existentes y reducir los plazos y costes asociados al diseño e implementación de nuevas soluciones. Asimismo, una arquitectura nacional común facilita la armonización de procesos, reduce las

barreras de entrada para los recursos participantes y favorece la escalabilidad a medida que se incorporen nuevos recursos, tecnologías y mecanismos de flexibilidad.

Finalmente, el diseño de SIORD, basado en protocolos abiertos y elevados estándares de seguridad, proporciona disponibilidad, capacidad de escalado y evolución funcional con reducidos costes de operación y mantenimiento.

4. DOS CASOS DE USO, UNA MISMA NECESIDAD DE INFORMACIÓN

4.1. Conexiones flexibles

Las conexiones flexibles constituyen un primer caso de uso inmediato para esta infraestructura común [2]. Frente a un modelo basado exclusivamente en la disponibilidad de capacidad firme, el acceso flexible permite conectar nueva demanda bajo unas condiciones de flexibilidad previamente determinadas y conocidas por el usuario.

Este mecanismo puede contribuir a aprovechar de forma más eficiente la capacidad disponible y facilitar la conexión de nueva demanda mientras se desarrollan, cuando resulten necesarios, los refuerzos de la red. Para su aplicación resulta imprescindible para el GRD disponer de mecanismos adecuados de monitorización, intercambio de información y, cuando corresponda, actuación sobre los recursos conectados.

SIORD proporciona una infraestructura común sobre la que desarrollar estos procesos de forma homogénea, interoperable y escalable.

4.2. Servicios locales de flexibilidad

Los servicios locales de flexibilidad responden a una lógica diferente. En una conexión flexible, las condiciones de flexibilidad forman parte de las propias condiciones de acceso del usuario. En los servicios locales de flexibilidad, por el contrario, un recurso habilitado proporciona flexibilidad al GRD para responder a una necesidad concreta de la red, de acuerdo con el producto o mecanismo establecido y con la correspondiente contraprestación cuando proceda.

Ambos modelos comparten, sin embargo, una necesidad esencial: disponer de información fiable, estandarizada y accesible para identificar los recursos, conocer su disponibilidad, gestionar programaciones y ejecutar o verificar activaciones.

SIORD puede constituir la infraestructura común que dé soporte a ambos modelos, adaptando los intercambios de información a las condiciones establecidas para cada modalidad de conexión flexible o a las características del producto correspondiente en el caso de los servicios locales de flexibilidad.

La utilización de una arquitectura común permite, además, armonizar determinados procesos a escala nacional, facilitar la incorporación progresiva de nuevos agentes y recursos y evitar la necesidad de desarrollar mecanismos independientes para cada GRD.

5. IMPLEMENTACIÓN Y PRÓXIMOS PASOS

Las conexiones flexibles cuentan ya con un marco regulatorio aprobado en España, lo que permite avanzar hacia su implementación operativa. En paralelo, SIORD está preparado también para ser probado en el marco del *sandbox* regulatorio de servicios de flexibilidad S2F [3], aprobado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la autoridad reguladora nacional.

La arquitectura y el modelo de datos compartidos de SIORD proporcionan una base para dar soporte a los procesos de registro, monitorización, validación, programación y activación asociados a los distintos mecanismos de flexibilidad, facilitando el intercambio de información entre los agentes implicados, incluidos los GRD, los operadores de mercados locales, los agregadores o proveedores de servicios y los recursos energéticos distribuidos.

El siguiente paso consiste, por tanto, en trasladar esta arquitectura común a casos de uso operativos, validando los intercambios de información y los procesos necesarios tanto para la implementación de las conexiones flexibles como para el progresivo desarrollo de los servicios locales de flexibilidad.

Las Figuras 1 y 2 muestran los procesos de intercambio de información entre las diferentes partes involucradas en ambos casos de uso.

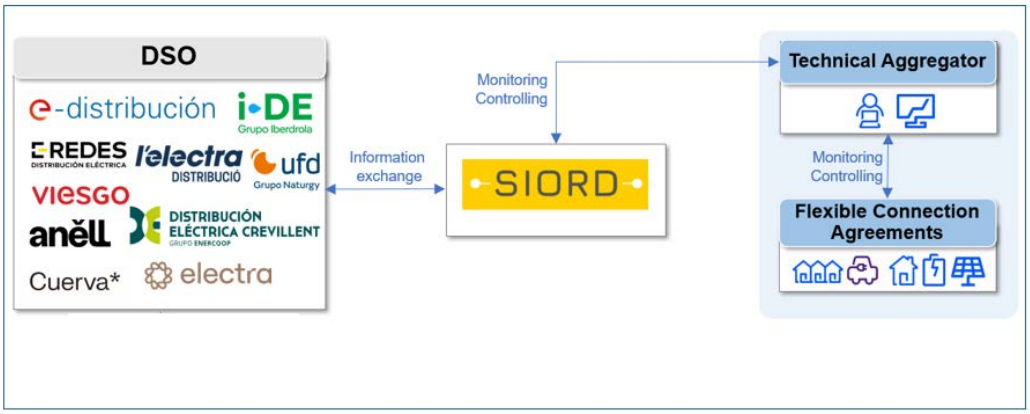


Figura 1. Flujos de intercambio de información para la implementación de conexiones flexibles en España. Fuente: elaboración propia.

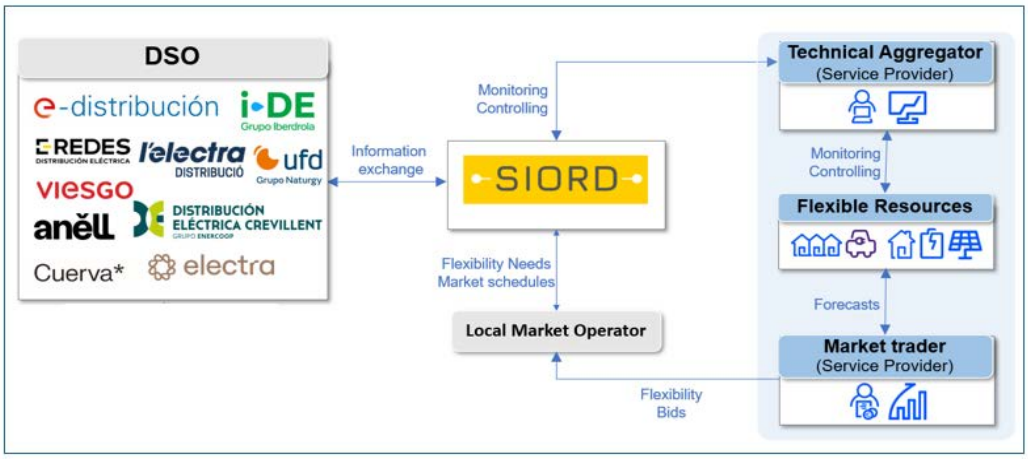


Figura 2. Flujos de intercambio de información para la implementación de servicios locales de flexibilidad en España. Fuente: elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

La creciente electrificación de la economía y la incorporación de recursos energéticos distribuidos están transformando las necesidades de planificación y operación de las redes eléctricas. Este proceso requiere continuar desarrollando y reforzando las redes, al tiempo que se avanza hacia un sistema más digitalizado, observable y flexible.

La flexibilidad no sustituye a las inversiones en red. Constituye una herramienta complementaria que puede contribuir a utilizar de forma más eficiente la capacidad disponible, facilitar la integración de nuevos recursos y demandas y mejorar la operación del sistema. Para que esta

flexibilidad pueda desarrollarse de forma segura y escalable, la observabilidad y el intercambio estandarizado de información entre los distintos agentes resultan esenciales.

Las conexiones flexibles y los servicios locales de flexibilidad representan dos aplicaciones diferentes de este nuevo paradigma. Las primeras incorporan la flexibilidad a las propias condiciones de acceso a la red, mientras que los segundos permiten movilizar recursos flexibles para responder a necesidades concretas de la red. **Aunque su naturaleza y grado de desarrollo regulatorio son diferentes, ambos mecanismos comparten necesidades de información, monitorización, coordinación e interoperabilidad.**

En este contexto, SIORD ofrece la posibilidad de aprovechar una infraestructura común ya operativa y extenderla hacia estos nuevos casos de uso. Su arquitectura permite armonizar procesos, reducir la fragmentación y los costes de implementación, facilitar la incorporación de nuevos agentes y recursos y favorecer la coordinación entre los distintos actores del sistema eléctrico.

El valor de SIORD trasciende así el mero intercambio de datos: la información y la observabilidad se convierten en habilitadores de la flexibilidad. Una infraestructura común capaz de transformar datos en capacidad de gestión puede contribuir a acelerar las conexiones flexibles y el desarrollo de los servicios locales de flexibilidad, avanzando hacia unas redes más observables, coordinadas y preparadas para una electrificación creciente.

REFERENCIAS

[1] http://siord.es/ (04/09/2026)
[2] Resolución de 31 de julio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los permisos de acceso flexibles de la demanda de energía eléctrica a la red de transporte y a las redes de distribución https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2026-17571.
[3] S2F - Soluciones de flexibilidad https://sandboxs2f.es/

INTEGRACIÓN BIM PARA EL CÁLCULO Y VISUALIZACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS EN AUTODESK REVIT

Manuel Lozano Deiros, Investigador, CIRCE Centro Tecnológico
David Miguel Rivas Ascaso, Líder de Equipo, CIRCE Centro Tecnológico
Laura Giménez de Urtasun, Directora de Grupo, CIRCE Centro Tecnológico

Resumen: Se presenta un complemento para Autodesk Revit que integra en el entorno BIM el cálculo, la representación y la documentación del campo magnético de baja frecuencia generado por trazados de cables. La herramienta permite definir directamente sobre el modelo los conductores y el perímetro de la instalación, así como el área, las alturas y la resolución espacial del cálculo. La geometría de los conductores se transforma internamente en segmentos rectilíneos finitos, caracterizados por su corriente y fase, y el campo magnético se obtiene mediante la ley de Biot-Savart y una reconstrucción temporal a 50 Hz, a partir de la cual se calcula el módulo eficaz de la inducción magnética. Los resultados se integran automáticamente en Revit mediante mapas de color, isolíneas, perfiles perimetrales y vistas documentales, y se recopilan junto con la información necesaria en un borrador de informe generado de forma automática para su posterior revisión por el usuario. De este modo, se obtiene un flujo integrado que abarca desde la definición del modelo y el cálculo electromagnético hasta la generación de la documentación final. Los resultados numéricos obtenidos por la herramienta se validan mediante la comparación de estos con medidas de campo experimentales tomadas en una subestación real.

Palabras clave: BIM, Revit, campo magnético, ingeniería de diseño, cálculo electromagnético, digitalización, automatización

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

Desde la entrada en vigor del **Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo [4]**, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT), los proyectos de este tipo de instalaciones deben contemplar la evaluación de los campos electromagnéticos generados, adoptando las medidas necesarias para su minimización y verificando mediante cálculo que los niveles alcanzados en las zonas próximas de posible exposición se mantienen dentro de los valores admisibles. Para establecer los niveles de referencia aplicables, el RAT remite al **Real Decreto 1066/2001 [3]**, que fija, para campos electromagnéticos de 50 Hz, un nivel de referencia de **100 µT** para la inducción magnética. Esta evaluación debe quedar **debidamente documentada como parte integrante del proyecto**, mediante el correspondiente estudio de los campos magnéticos en la proximidad de la instalación.

En este contexto, **CIRCE lleva años proporcionando este tipo de estudios mediante una herramienta específica de cálculo de campos magnéticos**, desarrollada para evaluar la distribución de la inducción magnética generada por instalaciones eléctricas. Esta herramienta (validada experimentalmente) requería una preparación previa de los datos de entrada relativamente compleja basada en el modelado de la instalación y los cables en AutoCAD y en la generación de archivos de texto mediante otras herramientas auxiliares. Además, una vez obtenidos los resultados, su incorporación al informe no estaba automatizada y exigía una fase posterior de maquetación. Esto causaba, además, que la correspondencia entre los resultados gráficos del cálculo y la geometría de la instalación no podía visualizarse de forma directa e integrada, lo que ralentizaba su interpretación, revisión y actualización ante modificaciones del diseño. En conjunto, se trataba de un flujo de trabajo **funcional, pero fragmentado, poco integrado y tedioso para el usuario**.

El presente trabajo desarrolla un complemento en **C# para Autodesk Revit**, enmarcado en una línea de herramientas auxiliares de ingeniería desarrolladas por **CIRCE** para su integración en entornos BIM. La aplicación conserva el núcleo físico de cálculo previamente validado, adaptándolo a una nueva plataforma y mejorando la eficiencia del proceso mediante una reducción del tiempo de cálculo y una mayor integración con el modelo de la subestación.

Asimismo, la herramienta se encuentra **plenamente alineada con la filosofía BIM**, al centralizar en un mismo entorno la geometría, los parámetros y la información de ingeniería necesarios para el análisis. Esta integración permite mejorar la trazabilidad de los conductores que generan el campo, de las condiciones eléctricas consideradas y de las zonas de evaluación, reduciendo la duplicidad de información y facilitando la actualización de los resultados ante cambios en el diseño. De este modo, se obtiene un proceso de evaluación **más integrado, automatizado, reproducible y coherente con el flujo global de ingeniería de la subestación**.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

Metodología de Trabajo y Capacidades de la herramienta

Cuando se abre un proyecto con el complemento cargado, automáticamente se crean los parámetros compartidos *Imod* y *Fase* de forma que pueden incorporarse a las categorías de Revit deseadas (en principio, aparecen incluidos en las categorías *Tuberías* y *Uniones de Tubería*). Esta es la forma de comunicar al programa la intensidad que circula por los cables que generan el campo magnético. Por tanto, el usuario deberá modelar los cables de la instalación utilizando dichos parámetros para que el cálculo funcione correctamente.

Por otro lado, al cargar el *plugin*, las herramientas de la aplicación se incorporan a la cinta de opciones, dentro de la pestaña *Complementos*, en el panel *Campo magnético*. Este panel concentra en un mismo lugar el inicio del cálculo, la consulta posterior de los resultados y la generación del informe.



Figura 1. Botones de la aplicación desarrollada en la cinta de opciones de Revit.

Al comenzar el cálculo de campo magnético, un asistente de tres pasos permanece visible mientras el usuario trabaja sobre el modelo. La ventana no bloquea la interacción con Revit: en cada etapa muestra una instrucción concreta, permite seleccionar los elementos directamente en la vista activa y ofrece los controles para *avanzar o retroceder en los pasos del cálculo o cancelar el proceso*. De este modo, el asistente acompaña el proceso sin sustituir las herramientas habituales de selección de Revit.

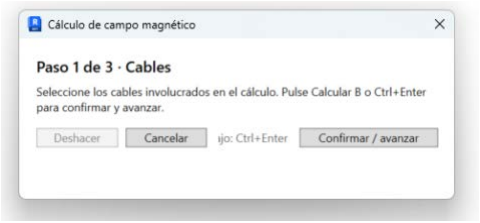


Figura 2. Ventana del asistente que emerge al comenzar el cálculo

Como se menciona, el asistente consta de tres pasos:

- **Paso 1 de 3. Selección de cables.** Se solicita al usuario seleccionar los cables que intervienen en el cálculo. A modo de ejemplo, en el centro de transformación (CT) de la figura 3, se modelan fielmente a la realidad y se seleccionan los cables a uno y otro lado del transformador de potencia. Habitualmente en esta configuración, el lado de baja tensión es el que más contribuye al campo magnético debido a sus corrientes más elevadas. Con nuestra herramienta no son tenidos en cuenta los campos generados por los transformadores (según se indica en la norma UNE-CLC/TR-50453 [1], esta simplificación no afecta de forma significativa a los resultados obtenidos). Además, tampoco se consideran los posibles apantallamientos debidos a pantallas de cables o envolventes de la aparamenta eléctrica, los cuales en todo caso reducirían el valor del campo hallado, siendo así el cálculo más conservador. La herramienta comprueba que exista al menos un elemento seleccionado antes de continuar y conserva sus identificadores para recuperar la selección posteriormente. Estos elementos aportarán la geometría del recorrido y los parámetros eléctricos necesarios para el cálculo (intensidad de corriente y fase de esta).

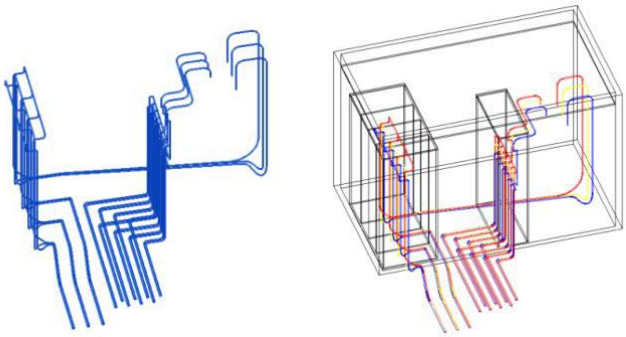


Figura 3. A la izquierda, los cables de un CT seleccionados para el cálculo. A la derecha, el CT junto con sus muros en una vista 3D en estructura alámbrica de Revit.

- **Paso 2 de 3. Selección del perímetro de la envolvente.** A continuación, se seleccionan los elementos que definen el perímetro de la envolvente de la instalación. Este contorno aparece recogido en distintas normas técnicas, como la **UNE-EN62110 [2]** y la **IEC/TR 62271-208 [5]**, que establecen procedimientos y criterios para la medida y evaluación de los campos eléctricos y magnéticos generados por sistemas de potencia en corriente alterna. En particular, la UNE-EN 62110 contempla la evaluación del campo magnético en las proximidades de las zonas accesibles al público, empleándose como referencia una distancia de **0,2 m respecto de la envolvente que delimita la zona de acceso restringido**, como pueden ser los muros de un centro de transformación o el cerramiento de una subestación. El programa halla este perímetro de seguridad a 0,2 m de manera automática a partir de la selección del perímetro de la envolvente por parte del usuario. El asistente impide avanzar si no se ha seleccionado ningún elemento como perímetro.



Figura 4. A la izquierda, ventana del asistente en el paso 2. A la derecha, la envolvente del CT de ejemplo seleccionada para extraer su perímetro.

- **Paso 3 de 3. Definición de los parámetros.** En el último paso se introducen los parámetros definitorios del área donde se generará un mallado en cuyos puntos, se va a calcular el campo magnético. Dicha área necesariamente ha de contener el perímetro mencionado en el **paso 2 de 3**, siendo deseable que su extensión sea algo mayor que la del área cubierta por este. También se introducen la altura del plano en el que se va a realizar dicho cálculo y el paso espacial del mallado generado. Antes de iniciar el proceso se comprueba que todos los valores sean numéricos y finitos, que el paso sea mayor que cero, que las coordenadas máximas superen a las mínimas y que la lista de alturas no contenga entradas vacías ni valores repetidos. Estas validaciones evitan iniciar operaciones costosas con una definición geométrica incoherente.

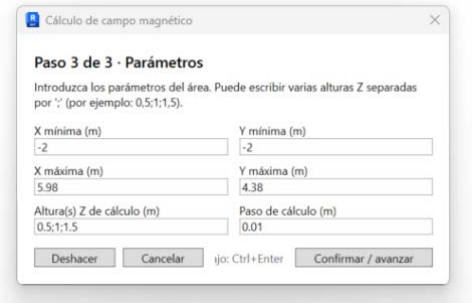


Figura 5. Tercera ventana del asistente en la que se seleccionan los parámetros relativos al área de cálculo.

- **Cálculo y control de la ejecución.** Tras confirmar los parámetros, la ventana cambia al estado *Cálculo en curso* y sustituye los campos de entrada por una barra de progreso entre 0 y 100 %. El porcentaje considera los puntos de la rejilla y los puntos del perímetro para todas las alturas seleccionadas. Si la operación finaliza correctamente, se generan los resultados y las vistas correspondientes. Si el usuario la interrumpe o se produce un error, se eliminan los artefactos temporales del intento, se restaura la selección y la visibilidad temporal y el asistente vuelve al paso adecuado para corregir los datos o repetir el cálculo.

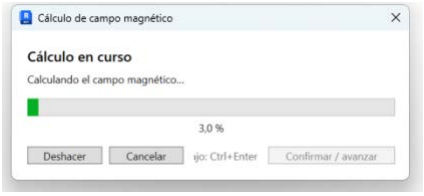


Figura 6. Barra de progreso que muestra la porción de cálculo realizada.

Resultados generados

En cuanto a los resultados que devuelve el programa, para cada altura se generan un CSV con los valores del módulo del campo magnético en cada punto del mallado, un mapa de calor de dicho módulo, un mapa de isolíneas de este y perfiles del campo en los lados del perímetro de seguridad. Los nombres incluyen la coordenada Z para evitar sobreescrituras. En Revit se crean vistas de planta en las cuales se incrustan las imágenes del mapa de calor e isolíneas con las dimensiones físicas del área de cálculo, listas para ser verificadas y posteriormente incluidas en el informe.

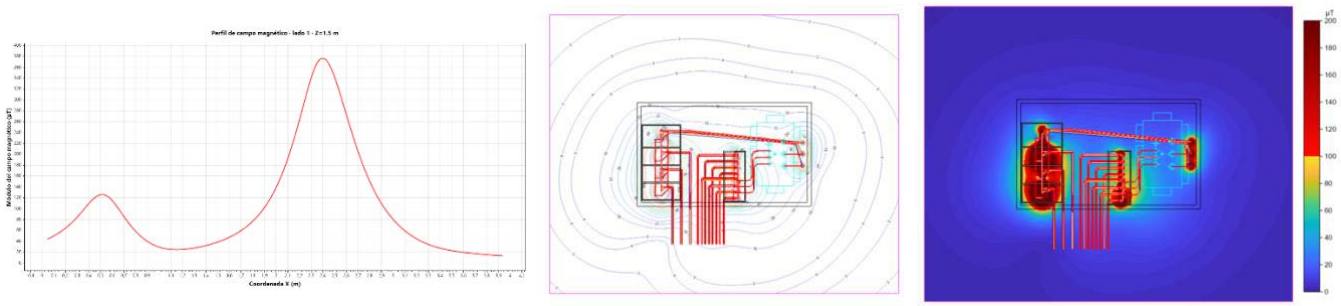


Figura 7. A la izquierda, perfil de campo magnético en uno de los lados del perímetro. En el centro, mapa de isolíneas. A la derecha, mapa de calor con la escala empleada.

Además, se crea una vista de planta documental, sin imágenes incrustadas, con el área de cálculo, la línea de cálculo, ejes, vértices del perímetro de seguridad, coordenadas de las esquinas del área de cálculo, flechas y rótulos. Por último, se genera también una vista de alzado en la que se representan el nivel de calle y los planos de cálculo mediante anotaciones en la propia vista. Estas vistas se muestran en la figura 8.

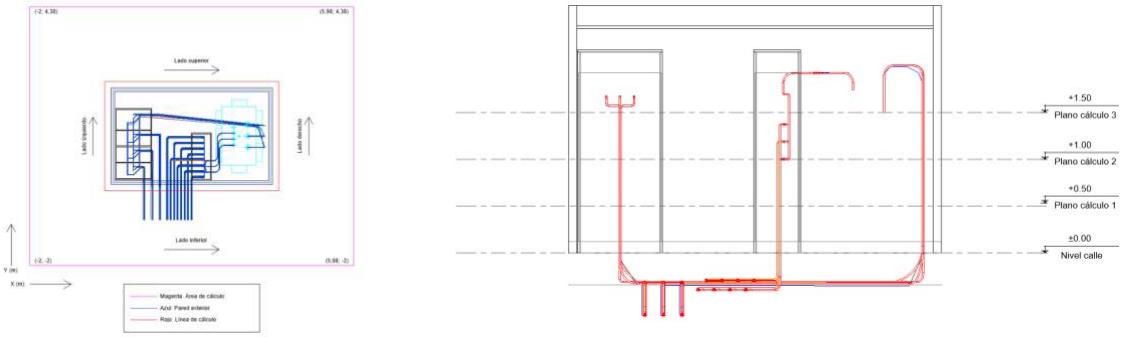


Figura 8. A la izquierda, la vista documental en planta. A la derecha, el alzado que muestra los diferentes planos de cálculo.

Todas estas imágenes con la redacción correspondiente son incluidas en un **informe borrador generado de manera automática** que se abre directamente al terminar el cálculo, para ser revisado por el usuario.

METODOLOGÍA

Modelo físico y discretización

Como se ha mencionado en el **paso 3 de 3**, se genera un mallado consistente en una matriz de puntos distribuidos de manera equiespaciada según un paso espacial, a lo largo de una superficie horizontal delimitada por las coordenadas de su esquina inferior izquierda y superior derecha, ambas determinadas por el usuario. En dichos puntos se calcula el campo y son esos valores los que grafican el mapa de color y el de isolíneas.

En cuanto al perímetro de la envolvente del **paso 2 de 3**, este se obtiene de los parámetros internos de los elementos de Revit (muros, barandillas, etc) que el usuario selecciona como perímetro. A partir de dicha geometría extraída, se construye un polígono idéntico en forma, pero con los lados desplazados **0,2 m** hacia fuera, construyéndose así el perímetro de seguridad según **[2]**. El módulo del campo magnético se calcula en los lados de dicho polígono con el paso espacial definido por el usuario, obteniendo gráficas como las de la figura 7 (izquierda).

Para la representación matemática de los cables, los tramos curvos correspondientes a los codos de las uniones de tubería se discretizan internamente en una sucesión de segmentos rectilíneos. De este modo, la geometría completa de los conductores seleccionados queda representada mediante un conjunto de segmentos finitos, caracterizados por su posición, orientación, módulo de corriente y fase. Para cada punto de cálculo, se determina la contribución vectorial a la inducción magnética generada por cada uno de estos segmentos mediante la ley de Biot-Savart [6], estableciéndose una distancia mínima al eje del conductor para evitar singularidades numéricas en puntos excesivamente próximos a este.

La inducción magnética total en cada punto se obtiene mediante la superposición vectorial de las contribuciones de todos los segmentos. La corriente de cada conductor se modela como una señal sinusoidal de 50 Hz, con el módulo y la fase asociados al correspondiente elemento del modelo, sin considerar posibles componentes armónicas. El cálculo se realiza a lo largo de un periodo completo con un paso temporal de 0,001 s, obteniéndose en cada instante las tres componentes cartesianas de la inducción magnética. A partir de su evolución temporal se calcula el valor eficaz de cada componente y, finalmente, el módulo eficaz de la inducción magnética, magnitud empleada para representar los resultados y evaluar el cumplimiento de los límites establecidos.

RESULTADOS Y VERIFICACIÓN

Con objeto de validar la herramienta de cálculo desarrollada para Revit, se comparan sus resultados con los medidos experimentalmente en una subestación real. Se realizó una medición directa del campo magnético a 1 m de altura en una matriz de puntos distribuidos a lo largo de la subestación. La localización de los puntos se realizó mediante referencias al vallado de la subestación. Simultáneamente se registró el estado de carga de la instalación, asociándolo temporalmente a las medidas de campo, de forma que posteriormente pudieran reproducirse las mismas condiciones de funcionamiento en la simulación y comparar los valores calculados con los medidos. A modo de ejemplo, se

presentan una tabla y gráfica comparativas de los valores de campo magnético medidos y calculados en una fila de la matriz de puntos mencionada.

Línea 1. Altura 1 m. Valores mínimos de intensidad				
Punto	D. transv. (m)	Campo medido µT	Campo calculado µT	diferencia
1	8	0,2341	0,284091786	-0,04999179
2	10	0,2599	0,320938773	-0,06103877
3	12	0,2818	0,355963511	-0,07416351
4	14	0,3045	0,38931186	-0,08481186
5	16	0,329	0,428019751	-0,09901975
6	18	0,3698	0,489028861	-0,11922886
7	20	0,4281	0,599615736	-0,17151574
8	22	0,6161	0,797271846	-0,18117185
9	24	0,948	1,13422293	-0,18622293
10	26	1,425	1,696907716	-0,27190772
11	28	2,448	2,690671525	-0,24267153
12	30	4,764	4,944948305	-0,18094831
13	32	7,241	8,560191201	-1,3191912
14	34	4,048	5,826007985	-1,77800798
15	36	2,268	3,060629032	-0,79262903
16	38	1,88	1,713353099	0,166646901
17	40	1,287	1,033899538	0,253100462
18	42	0,772	0,678984846	0,093015154
19	44	0,4603	0,482479454	-0,02217945

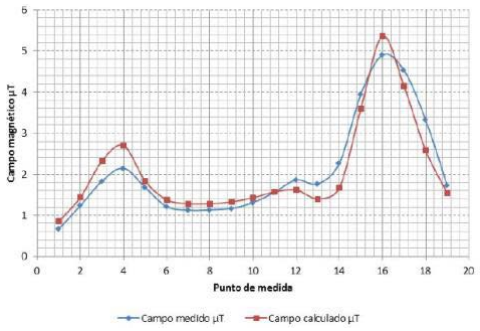


Figura 9.Tabla y gráfica comparativas entre los valores del campo magnético medidos y calculados.

Como se observa en la gráfica, los valores de campo magnético calculados reproducen adecuadamente la evolución espacial del campo medido experimentalmente, identificándose en ambos casos los mismos incrementos, máximos y posteriores descensos a lo largo de la línea de medida. La comparación cuantitativa recogida en la tabla muestra ciertas diferencias entre los valores calculados y medidos, sin embargo, estas deben ser interpretadas teniendo en cuenta los bajos niveles de inducción magnética registrados, para los cuales pequeñas variaciones en términos absolutos adquieren un mayor peso al expresarse en términos relativos. En cualquier caso, las diferencias observadas son reducidas en comparación con el nivel de referencia de 100 µT establecido por la normativa para campos de 50 Hz.

CONCLUSIONES

- La integración del cálculo de campos magnéticos en Autodesk Revit **permite vincular directamente la geometría de los conductores y sus parámetros eléctricos con el proceso de cálculo**, manteniendo la trazabilidad de la información dentro del modelo BIM.
- La nueva herramienta permite **simplificar y automatizar el flujo de trabajo empleado anteriormente**, reduciendo las operaciones de preparación, transferencia y representación de datos necesarias entre distintas aplicaciones.
- La **comparación con las medidas experimentales tomadas en campo** permite verificar la correcta implementación del método de cálculo empleado.
- La generación automática de las representaciones gráficas, vistas documentales y del **borrador del informe de cálculo** extiende la automatización hasta la documentación de los resultados, reduciendo las tareas posteriores de elaboración y maquetación del estudio.

REFERENCIAS

[1] AENOR, 2008, UNE-CLC/TR-50453:2008 IN. Evaluación de los campos electromagnéticos alrededor de los transformadores de potencia, AENOR, Madrid.
[2] AENOR, 2013, UNE-EN 62110:2013. Campos eléctricos y magnéticos generados por sistemas de alimentación en corriente alterna. Procedimientos de medida de los niveles de exposición del público en general, AENOR, Madrid.
[3] Gobierno de España, 2001, Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, BOE, Madrid.
[4] Gobierno de España, 2014, Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, BOE, Madrid.
[5] International Electrotechnical Commission (IEC), 2019, IEC/TR 62771-208. High-voltage switchgear and controlgear-Part 208: Methods to quantify the steady state, power-frequency electromagnetic fields generated by HV switchgear assemblies and HV/LV prefabricated substations, IEC, Ginebra.
[6] Griffiths, D.J., 2013, Introduction to Electrodynamics, Cambridge University Press, Cambridge.

05

EQUIPOS AVANZADOS

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.

CONSTRUYENDO UNA RED MÁS RESILIENTE: DESPLIEGUE MASIVO DE EQUIPOS AMI DE SEGUNDA GENERACIÓN

Aurelio Sanchez Paniagua, responsable del equipo concentrador de datos en i-DE
Peru Prieta García, responsable del equipo contador de telegestión en i-DE
Iñigo Larumbe Cabanas, responsable del departamento AMI (Advanced Metering Infrastructure) en i-DE

Resumen: La empresa i-DE inició el primer plan de sustitución masiva de contadores telegestión a finales del año 2010. Tal y como exige la regulación vigente, la vida útil máxima de los contadores conectados en baja tensión es de 15 años (BOE - Orden ICT/155/2020). Por tanto, el plan masivo para la instalación de estos nuevos contadores comenzó el año pasado (2025). Pero esto no va solo de contadores, porque para que podamos aprovechar al máximo las ventajas de las nuevas funcionalidades que aportan los contadores de segunda generación, tenemos también que tener listo el concentrador de segunda generación y el sistema de telegestión (STG). Para ello en i-DE todo comenzó cuando lanzamos en 2018 el proyecto Bidelek 4.0, junto con ZIV, fabricante de contadores y concentradores de datos y el laboratorio Tecnalia, expertos en testear y certificar equipos y protocolos utilizados en las Smart Grids o Redes Inteligentes. La primera licitación de estos equipos fue en 2023 para entregas a partir de 2024. La instalación se llevó a cabo de forma progresiva en pequeños pilotos para validar las diferentes soluciones antes de su despliegue masivo (piloto 15.000).

En I-DE hemos conseguido adelantarnos más de un año al plan de renovación masiva y tener lista toda la nueva arquitectura de segunda generación AMI (concentrador de datos y contador telegestión). Además, se ha adjudicado a 7 fabricantes diferentes de contadores de telegestión y 5 de concentradores de datos para continuar con el uso de estándares abiertos e interoperables. Por último, hemos tenido que actualizar también los sistemas que contienen los trabajos a realizar en campo para permitir poner en explotación estos equipos en el sistema de telegestión (STG) y de facturación a clientes (SIC). En esta ponencia vamos a incluir todos los aspectos relevantes que nos han permitido poner en producción y explotar estos equipos de telegestión de segunda generación para hacer la vida de los clientes más fácil. En la presentación además incluiremos casos de uso aplicados a estas nuevas funcionalidades.

Palabras clave: Telegestión, Smart Grids/Redes Inteligentes, Contadores telegestión, Concentradores de Datos, sistema de telegestión, protocolo comunicaciones PRIME PLC, protocolo de datos DLMS, test-tool, arquitectura AMI.

ARQUITECTURA DE TELEGESTIÓN EN I-DE

La empresa de distribución eléctrica i-DE Redes Eléctrica Inteligentes S.A.U., comenzó el despliegue de los equipos de primera generación de telegestión en el año 2010, finalizando dicho despliegue en el año 2018. Este despliegue se denominó proyecto STAR (i-DE, s.f.). Esta obligatoriedad únicamente hacía referencia a los tipos de punto de medida 5, esto es, suministros con una potencia contratada menor o igual a 15 kW. No obstante, i-DE ha desplegado los contadores de telegestión en toda la red de baja tensión (BT) incluyendo los tipos de punto de medida 4 y 3, aprovechando el despliegue masivo de concentradores de datos en cada uno de los centros de transformación.

Además, para que esta arquitectura funcione, es necesario la instalación de un concentrador de datos interoperable en el centro de transformación. Este equipo hace de maestro de los contadores y es pieza clave para la correcta gestión tanto de órdenes (operaciones) como de las lecturas. La comunicación con los contadores utiliza los protocolos estándares PRIME PLC y DLMS. Los contadores de telegestión de segunda generación incorporan un chip de comunicaciones PLC PRIME (PoweRline Intelligent Metering Evolution) versión 1.3 o 1.4. El protocolo de datos utilizado es DLMS (Device Language Message Specification). Ambos protocolos son estándares utilizados en todo el mundo. I-DE ha desplegado soluciones de contadores de 13 fabricantes de contadores diferentes incluyendo primera y segunda generación. Resaltar que estos equipos son interoperables entre sí gracias precisamente al uso de protocolos estándares y al set de pruebas realizadas antes de su puesta en explotación.

Por último, el sistema de telegestión (STG) constituye la plataforma central de operación de la arquitectura AMI, encargada de comunicarse con los concentradores, gestionar la lectura remota de contadores, ejecutar órdenes técnicas y comerciales, y facilitar la integración con los sistemas corporativos de gestión y facturación.

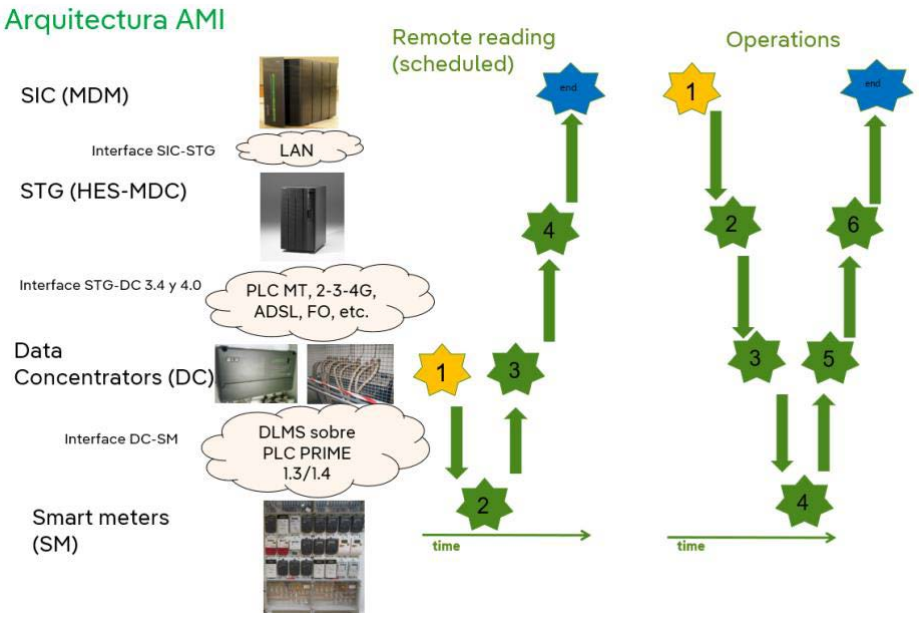


Figura 1: Arquitectura básica equipos telegestión en i-DE

NUEVAS FUNCIONALIDADES MÁS DESTACADAS DE LOS EQUIPOS DE SEGUNDA GENERACIÓN

Durante los años 2020, 2021 y 2022, dentro del proyecto Bidelek (Energía, s.f.) en el que i-DE ha tenido una participación destacada, se ha ido especificando, desarrollando y probando nuevas funcionalidades a integrar en los nuevos equipos de telegestión. En este proyecto, como hemos comentado en el resumen, ha participado un fabricante de contadores y concentradores de telegestión como ZIV, responsable de la implementación de estas nuevas funcionalidades en contadores y concentradores y de un laboratorio como Tecnalia, responsable de la elaboración de un "test-book" completo y su posterior testeo de todos los casos de uso definidos.

El proyecto Bidelek ha permitido analizar en profundidad numerosas nuevas funcionalidades candidatas para los equipos de segunda generación. Tras este análisis, se seleccionaron e incorporaron aquellas consideradas más relevantes y con mayor aportación de valor para la operación y calidad de la red, la mejora del servicio hacia el cliente y la evolución de la telegestión. Esta selección se realizó aplicando un criterio de equilibrio entre beneficio funcional, complejidad técnica y coste del producto, teniendo en cuenta que el contador debe seguir siendo un equipo robusto, interoperable, técnicamente asumible y con un coste controlado y asequible para facilitar su despliegue masivo.

Todo el proceso interno de testeo de equipos contra el STG test se ha realizado dentro del marco de innovación del Global Smart Grid Innovation Hub (GSG IH) de i-DE, situado en el complejo de Berroeta de Bilbao.

Además, durante todos los años que hemos estado desplegando y operando los equipos de primera generación, hemos ido recopilando nuevas funcionalidades que no eran críticas, pero que podrían añadirse cuando llegase el momento de desarrollar estos equipos segunda generación.

En este punto queremos resaltar las funcionalidades más importantes que incluyen tanto los contadores telegestión como los concentradores de datos de segunda generación.

Contadores de telegestión:

Algunas de las funcionalidades más importantes, sin contar las regulatorias, que finalmente se han incluido en los nuevos contadores de telegestión son las siguientes:

Nueva funcionalidad evento de **pérdida de neutro**. Evita falsos positivos y detectaremos así más suministros con una posible pérdida de neutro.

Medida física de intensidad de **neutro**. Nos permitirá detectar fraudes e intensidades diferenciales que afecten a la seguridad de las instalaciones de los clientes.

Integra un nuevo chip de comunicación **PLC PRIME dual**, con posibilidad de seleccionar versión actual 1.3 o nueva versión PRIME 1.4, entre los contadores y el concentrador de datos de telegestión.El futuro es la nueva versión PRIME 1.4, pero teniendo ambas versiones en los equipos, nos permitirá hacer un cambio de versión bien planificado.

Posibilidad de **apertura del relé interno por sobre tensión temporal**. Esta funcionalidad evitará daños en la red y en los electrodomésticos que estén situados aguas abajo del contador en el caso de una sobre tensión muy elevada.

Nuevas funcionalidades de ciberseguridad como el uso del invocation counter, el firmado del proceso de actualización de firmware, la eliminación del cliente óptico de cambio de firmware o la gestión remota de las claves de puerto óptico.

Posibilidad de **reenganche automático del ICP** ante un exceso de demanda. El sistema actual de reenganche no es infalible y esto hará que reenganche en automático en caso de existir algún problema en la instalación del cliente.

Informes avanzados de valores instantáneos. Cada vez queremos más información de los contadores que nos permitirá analizar mejor posibles anomalías para dar la mejor calidad de suministro posible.

Curva de tensiones e intensidades. Con la introducción masiva de la generación y los puntos de recarga en baja tensión, el control de la tensión e intensidad cada vez es más importante.

Nuevo informe de **consumos por fase**. Esta información nos permite actuar sobre centros con consumos muy desequilibrados por fase.

Nuevo **perfil de valores medios**. Un nuevo informe que dispondrá de información del valor medio durante 5 minutos (por defecto) de las 3 tensiones simples, intensidades de fase y de neutro, potencias de importación y exportación.

Detección de fase (Prime 1.4). Con el protocolo prime 1.4 se incluye la funcionalidad de detección de fase, que nos permite localizar de manera muy fiable en qué fase se encuentra cada contador (respecto cabecera), así como su ángulo.



Figura 2: Instalación de contadores de telegestión de diferentes proveedores

Concentrador de datos:

El concentrador de segunda generación deberá poder gestionar y leer estas nuevas órdenes e informes del contador. Existen dos tipos de concentradores, con (TGUC) y sin supervisión interna (TGU). Para la renovación de concentradores se utilizará TGUC (Equipo concentrador de datos con **T**ele**G**estion **U**niversal **C**ompleta).

Algunas de las funcionalidades son:

- Incorporan, al igual que los contadores, la posibilidad de **comunicación PLC PRIME 1.3 o 1.4 (dual)**, pero el concentrador es el maestro de la topología PLC (integra el nodo base).
- En la nueva arquitectura se utilizará el equipo universal TGUC de forma homogénea, instalándolo en las posiciones de transformación necesarias y simplificando la solución respecto a la arquitectura anterior basada en concentradores y nodos auxiliares.
- Estos concentradores hablan el **nuevo protocolo** con el sistema telegestión **STG-DC 4.0**.
- **Nuevo hardware** que permite incluir más almacenamiento y gestión de datos más eficiente.
- **Inyección monofásica - trifásica** más inteligente.
- **Detección conectividad** (fase a la que está conectado cada contador) gracias a PRIME 1.4 (informe S46).
- **Eficiencias DLMS** como compact array, mejora de gestión tamaño PDU, lectura de varios informes con una apertura de asociación, etc.
- **Informes flexibles** configurables desde el STG, Esto nos permite la creación de nuevos informes necesarios por nuevos requisitos regulatorios o de negocio que puedan llegar en un futuro.
- Dos arquitecturas con y sin supervisión interna. TGU+TSATi o TGUC.

- **Ciberseguridad reforzada**. Se incorpora el uso de chip con TPM, certificados con el uso de la PKI, uso de protocolos seguros (https, sftp, ldaps, snmpv3, firma de firmware de contadores, etc.).
- **Nuevo interfaz ethernet local** para conectar la TSAT o un Nodo Base externo.



Figura 3: Instalación de 2 TGUCs en un centro de transformación

NUEVA HERRAMIENTA TESTING TOOL PARA PROTOCOLO STG-DC 4.0

En el contexto de la evolución del ecosistema de redes inteligentes, el Global Smart Grid Innovation Hub (GSG IH), impulsado por i-DE, ha liderado una iniciativa innovadora en 2023 orientada al diseño y desarrollo de una herramienta de validación automatizada para el protocolo de comunicación STG-DC 4.0. Esta nueva versión del protocolo no solo mantiene los casos de prueba establecidos en la versión 3.4, sino que introduce un conjunto de pruebas específicas para concentradores y contadores inteligentes, ampliando significativamente la cobertura funcional del sistema de telegestión.

El desarrollo de esta avanzada herramienta de validación ha sido liderado por el **centro tecnológico TECNALIA**, que ha implementado una solución innovadora, automatizada, modular y escalable durante los años 2023 y 2024. Esta herramienta se basa en el documento técnico **STG-DC 4.0_interface_testbook**, un marco detallado que define un amplio conjunto de pruebas para garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos más exigentes en el ámbito de la telegestión. Entre las funcionalidades validadas destacan pruebas de **ciberseguridad, comunicaciones TCP/IP, servicios web, gestión de parámetros, actualización de firmware, lectura de valores instantáneos y curvas de consumo**, entre otras. Gracias a su enfoque automatizado y su arquitectura flexible, TECNALIA ha desarrollado una solución de vanguardia que no solo mejora la eficiencia del proceso de certificación, sino que también establece un nuevo estándar en la validación de dispositivos para redes inteligentes.

La herramienta, desarrollada en Python y ejecutable en sistemas Windows, está diseñada para ser utilizada tanto por proveedores de equipos que incorporen el protocolo STG-DC para la depuración de sus equipos previos a la certificación en laboratorios reconocidos, como por laboratorios homologados, con el objetivo de facilitar la certificación de concentradores bajo los estándares de i-DE. Al ser una solución gratuita y de código abierto, permite un acceso universal a los actores del sector, promoviendo la interoperabilidad y la estandarización en el ámbito de las redes inteligentes.

Actualmente, la herramienta está en funcionamiento dentro del laboratorio de Smart Cities del GSGIH, sirviendo como referencia para futuras validaciones y como base para la evolución del protocolo STG-DC hacia versiones aún más avanzadas. Este desarrollo representa un hito en la madurez del ecosistema de telegestión en España y un ejemplo de cómo la innovación tecnológica puede impulsar la transformación digital del sector energético.

El testbook de validación del protocolo STG-DC 4.0 se ha definido a partir de los principales documentos técnicos que regulan la arquitectura AMI de segunda generación: la especificación técnica del concentrador, la interfaz del protocolo STG-DC 4.0, la especificación del contador de telegestión y los perfiles DLMS asociados al contador y a los supervisores básico y avanzado de centro de transformación. De este modo, la herramienta permite verificar de forma estructurada que los equipos desarrollados por los proveedores cumplen los requisitos funcionales, de comunicación, interoperabilidad y ciberseguridad definidos por i-DE. Además, al estar basada en documentación técnica conocida por los fabricantes que participan en las licitaciones AMI, facilita tanto la depuración previa de los equipos como su posterior certificación en laboratorio.

SISTEMAS AFECTADOS EN LA PUESTA EN EXPLOTACIÓN (SINTRA, STG Y SIC)

La puesta en explotación de los equipos AMI de segunda generación no depende únicamente de los contadores y concentradores, sino también de su correcta integración con los sistemas corporativos de i-DE que soportan todo el ciclo de vida de la telegestión. Entre ellos destacan SINTRA, como sistema que ordena y controla la metodología de compra, instalación y puesta en servicio de equipos; STG, como plataforma central para la operación, gestión remota y mantenimiento de la telegestión; y SIC, como sistema responsable de la gestión de lecturas, órdenes comerciales y procesos de facturación asociados a los contadores. La evolución coordinada de estos sistemas ha sido uno de los factores clave para el éxito del despliegue y explotación de la telegestión en i-DE.

Sistema de integración de trabajos para puesta en servicio (SINTRA)

Este sistema gestiona los trabajos necesarios desde que se lanza una campaña de renovación de los equipos CT o alta de un CT. Básicamente ha habido que incluir los nuevos equipos TGU, TGUC y TSATi en la lógica y modificar/añadir todos los hitos y comprobaciones nuevas necesarias antes de su puesta en explotación y su alta en el Sistema de Telegestión.

Sistema de telegestión (STG)

El sistema de telegestión de i-DE, o STG, es la plataforma central que permite gestionar de forma remota los equipos de telegestión desplegados en la red de baja tensión: principalmente contadores inteligentes y concentradores de datos. Es lo que normalmente se denomina MDC (Meter Data Collector).

Dicho de forma sencilla, el STG actúa como el "cerebro" operativo de la arquitectura AMI de i-DE. Sus funciones principales son:

- Recibir lecturas de energía, curvas de carga, eventos, valores instantáneos e informes avanzados procedentes de los contadores.
- Lanzar órdenes remotas hacia los contadores a través de los concentradores: altas, bajas, cambios de contrato, reconexiones, parametrizaciones, actualizaciones, etc.
- Comunicarse con los concentradores de datos, que son los equipos instalados en los centros de transformación y que hacen de intermediarios entre el STG y los contadores.
- Integrarse con otros sistemas corporativos, especialmente con el sistema de facturación, para que las lecturas y estados de los equipos puedan usarse en los procesos comerciales y regulatorios.
- Controlar la explotación diaria de la telegestión, monitorizando comunicaciones, disponibilidad de equipos, alarmas, eventos y calidad de los datos.

Por un lado, se ha tenido que incluir en el inventario los nuevos equipos TGUC, TGU y TSATi, los nuevos informes definidos en el protocolo STG-DC 4.0 y además se mantiene el funcionamiento también con los equipos "legacy" (protocolo STG-DC 3.4). Es importantísimo poder leer y operar los nuevos equipos, pero es más importante aún mantener la gestión con los actuales y por tanto poder hacer una renovación de equipos y protocolos ordenada y eficiente.

Sistema de facturación a clientes (SIC)

SIC es el MDM ("Meter Data Management") y es el encargado del gestionar las órdenes que le llegan normalmente de los comercializadores para lanzarlas a los contadores y gestionar las lecturas que le llegan de los concentradores, analizarlas y enviar las definitivas a los comercializadores para la facturación a los clientes.

El terminal portátil de telegestión (TPT) utilizado para la realización de trabajos sobre contadores en campo, recibe y envía toda la información al SIC. Por tanto, hemos tenido que dotar tanto al TPT como a SIC de la gestión de la comunicación PRIME, como la gestión de claves de puerto ótico, como de la diferenciación en el proceso de equipos de primera y segunda generación.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a todas las personas que han participado en este proceso tan complejo, desde que empezamos con una hoja en blanco en 2019 hasta la primera instalación, puesta en marcha y monitorización de los equipos de segunda generación. Estamos hablando de fabricantes de contadores, concentradores, laboratorios certificadores, compañeros de otras distribuidoras y departamentos internos dentro de i-DE como el GSG IH, coordinación medida y lectura, plan director de baja tensión, proyecto PRADA, sistema de telegestión, sistema de información de clientes, etc.

Ha sido un gran reto, pero **con esfuerzo y trabajo en equipo**, se puede superar muchas metas como esta.

REFERENCIAS

BOE - Orden ICT/155/2020, d. 7. (24 de Febrero de 2020). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de https://www.boe.es/eli/es/o/2020/02/07/ict155

Energía, C. (s.f.). *Proyecto Bidelek Sareak* . Obtenido de http://www.clusterenergia.com/proyecto-bidelek-sareak

i-DE, P. S. (s.f.). *Iberdrola*. Obtenido de https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/smart-grids/proyecto-star

PRUEBAS RTDS DE REGULACIÓN POR COMPUNDAJE DE REACTIVA EN TRANSFORMADORES DISPARES

Fhilihp Príncipe, Ingeniero de Aplicación, ZIV Zamudio
César Redondo, Ingeniero de Aplicación, ZIV Zamudio
Iñigo Ferrero, Responsable de Estandarización de Sistemas de Protección y Control, Iberdrola

Resumen: Las subestaciones de transporte sufren ampliaciones a lo largo de su vida útil para adaptarse al crecimiento de la demanda, lo que obliga a incorporar transformadores de potencia nuevos junto a los ya existentes. Sustituir el parque completo por unidades idénticas no siempre es viable, tanto por su elevado coste como por la dificultad de encontrar equipos con las mismas características que los instalados décadas atrás. En consecuencia, es habitual acoplar en paralelo transformadores de dos devanados con características distintas, lo que genera corrientes reactivas circulantes entre ellos y un desgaste prematuro de sus cambiadores de tomas. Este trabajo repasa el origen de dicha corriente circulante y el funcionamiento de un regulador de tensión (RTF) con control por compundaje de reactiva, y evalúa mediante simulación en tiempo real (RTDS) su comportamiento en dos subestaciones reales, ST. Miranda y ST. Villares del Saz, ante el acoplamiento progresivo de hasta cinco transformadores. Los resultados muestran que el sistema regula correctamente la tensión y limita la corriente circulante en la mayoría de los escenarios, si bien a partir de cierto número de unidades de características similares acopladas simultáneamente aparecen casos en los que la desviación no puede mantenerse dentro de la banda sin un número excesivo de cambios de toma.

Palabras clave: Transformadores de potencia, acoplamiento en paralelo, corriente circulante, regulador de tensión, RTF, compundaje de reactiva, OLTC, subestaciones eléctricas, RTDS.

INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son equipos de elevado coste y larga vida útil, diseñados para funcionar durante décadas. Las subestaciones, sin embargo, deben ampliarse conforme crece la demanda o aparecen nuevas cargas, y sustituir todo el parque por unidades idénticas resulta inviable, tanto económica como técnicamente, al no existir en el mercado equipos con las mismas características que los instalados años atrás.

Desde la perspectiva de i-DE, la operación en paralelo de transformadores de potencia constituye una alternativa relevante frente a otras soluciones de ampliación de capacidad, transformadores XXL, desfasadores o *rating* dinámico (DTR), al permitir aprovechar de forma eficiente los activos existentes [1]. Esta operación conjunta de unidades de distintas épocas, con tensiones nominales, impedancias de cortocircuito, potencias y escalones de toma diferentes, exige validar previamente la interacción dinámica entre los reguladores de tensión y los cambiadores de tomas en carga. Trabajos previos han analizado los principales métodos de regulación en paralelo (maestro-esclavo, reactancia negativa, corriente circulante), demostrando mediante simulación en tiempo real sobre RTDS la viabilidad de coordinar hasta cinco reguladores [2], si bien centrados en transformadores de características similares. Ante la previsión de proyectos piloto con entre dos y cinco unidades de generaciones distintas, i-DE planteó un programa de validación específico mediante ensayos *Hardware-in-the-Loop* sobre RTDS, empleando los reguladores reales del fabricante con sus ajustes, lógicas de bloqueo, comunicaciones y retardos, con el fin de confirmar la estabilidad del sistema y definir los límites operativos antes de su aplicación en una subestación real.

CORRIENTE CIRCULANTE, OLTC Y REGULACIÓN

Cuando dos transformadores con distinta tensión de cortocircuito u_z se acoplan en paralelo, la carga no se reparte de forma uniforme entre ellos. Para dos transformadores A y B acoplados en paralelo, sus índices de carga (i_A, i_B) cumplen la relación 1.

$$i_A \cdot u_{zA} = i_B \cdot u_{zB} \quad (1)$$

De modo que el transformador con menor u_z tiende siempre a sobrecargarse. Este reparto desigual hace que la fuerza electromotriz en la rama de vacío de cada transformador no sea exactamente igual entre unidades, por el simple hecho de que las caídas de tensión en los devanados primarios no serán iguales. Puesto que el punto de conexión en el secundario es común a todos los transformadores acoplados, esta pequeña diferencia de f.e.m. se traduce en una corriente reactiva que circula internamente entre los devanados, sin llegar a alimentar la carga. Esta diferencia de tensión puede darse también por diferencias en las potencias nominales, pero se hace aún más acusada cuando las relaciones de transformación son distintas.

Empleando el circuito equivalente del transformador referido al secundario, y aplicando el principio de superposición sobre dicha diferencia de f.e.m. ΔV , la corriente circulante puede obtenerse como en la Ecuación 2.

$$I_{circ} = \frac{\Delta V}{Z'_{e1} + Z'_{e2}} \quad (2)$$

Donde Z'_{e1} y Z'_{e2} son las impedancias equivalentes de cada transformador referidas al secundario, y ΔV es la diferencia entre las tensiones en la rama de vacío (f.e.m.) de ambos transformadores, también referida al secundario. Por su carácter prácticamente inductivo puro, esta corriente es reactiva pura y no consume potencia activa; aun así, si no se limita, puede acortar la vida útil de los devanados.

Cambiador de tomas en carga (OLTC)

La posición de toma de cada transformador se ajusta mediante un OLTC (*On-Load Tap Changer*), capaz de variar la relación de transformación con el equipo en servicio, a diferencia del NLTC, que solo puede operarse desenergizado. El OLTC es el actuador sobre el que el regulador de tensión corrige tanto la tensión como la corriente circulante, mediante alguno de los distintos métodos de regulación existentes para transformadores en paralelo (maestro-esclavo, reactancia negativa, corriente circulante), sin que exista un método universalmente válido para todas las configuraciones [3]. En este trabajo se emplea el método de corriente circulante, materializado en el modo de compundaje de reactiva del RTF.

Regulador de tensión (RTF)

El RTF mantiene la tensión dentro de una banda muerta, definida por una consigna V_D y un grado de insensibilidad (GI), mientras la desviación quede dentro de esa banda, el regulador no actúa, evitando maniobras innecesarias. Si se supera el GI, el RTF espera un tiempo de retardo antes de ordenar un cambio de toma. En el modo de *compundaje de reactiva*, empleado en este trabajo, la referencia de tensión de cada RTF se corrige en función de la corriente circulante medida (Ecuación 3) [4].

$$V_{D,COMP}\ (\%) = V_D\ (\%) + K_R\ (\%) \cdot \frac{I_{circ}}{0{,}1 \cdot I_n} \quad (3)$$

Donde K_R es el ajuste de compundaje, calculado a partir de las reactancias equivalentes de los transformadores acoplados, e I_n la corriente nominal en secundario. La corrección no crece indefinidamente con I_{circ}, ya que se establece un compundaje máximo; en las pruebas de ambas subestaciones dicho límite se fijó en un 10 % de compensación máxima. Así, cada RTF corrige su consigna en función de la corriente que su transformador aporta o consume respecto a los demás, tendiendo a igualar las tensiones de vacío y reducir la corriente circulante.

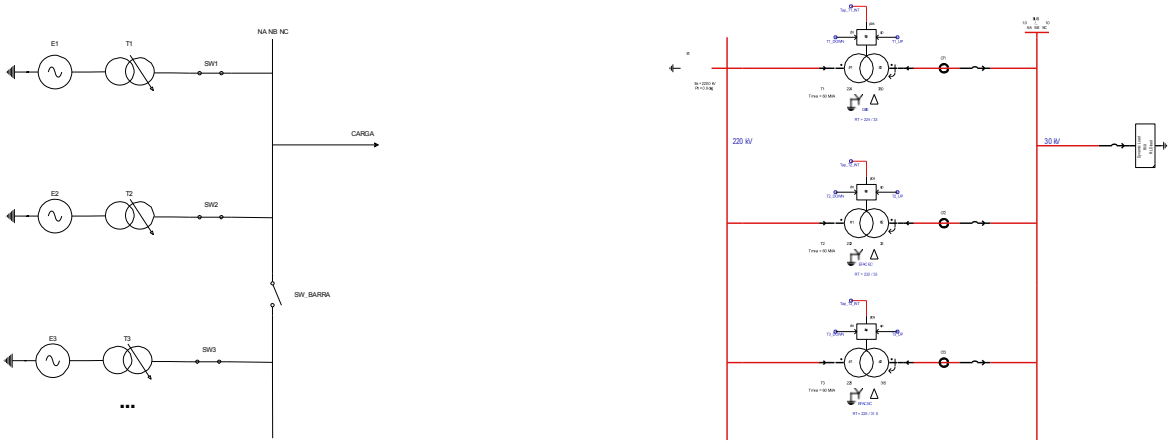
SUBESTACIONES BAJO ESTUDIO

ST. Miranda de Ebro

La subestación ubicada en Miranda de Ebro (Burgos) dispone históricamente de transformadores 220/30 kV de diferentes generaciones y características eléctricas. Dentro de las actuaciones de renovación de la instalación se contempló la com-

pactación del sistema de 30 kV, su integración en un nuevo sistema de control y la reserva de una tercera posición 220/30 kV para permitir futuras ampliaciones de capacidad. Esta evolución conduce a escenarios en los que un nuevo transformador debe operar en paralelo con unidades existentes que presentan diferentes relaciones nominales, impedancias de cortocircuito, rangos de regulación y escalones de toma.

El T1 (1978) fue el transformador original, el T2 (2006) se incorporó para mejorar la calidad de suministro ante el aumento de demanda, y el T3 (2018) completa la tercera posición prevista en la renovación de la instalación. El unifilar simplificado puede verse en la figura 1. Aunque las tres unidades comparten potencia nominal (60 MVA), su u_z y RT difieren notablemente entre sí al proceder de fabricantes y épocas distintas (Tabla I).



(a) Unifilar simplificado de ST. Miranda. *(b) Modelo en RSCAD.*

Figura 1. Subestación de Miranda.

Parámetro	**T1**	**T2**	**TN**
Fabricante	GEE	EFACEC	EFACEC
Año	1978	2006	2018
Potencia	60 MVA	60 MVA	60 MVA
U_{1n} / U_{2n}	224/33 kV	232/33 kV	225/31,5 kV
u_z (mín.–máx.)	11,85–12,15 %	11,6–12,1 %	11,1–12,3 %
Número de tomas	17	17	19
Grupo de conexión	YNd11	YNd11	YNd11

Tabla I. Características de los transformadores de ST. Miranda.

Los RTF de esta subestación operan con un GI (banda muerta) del 1,2 %, y con un compundaje máximo del 10 %.

ST. Villares del Saz

Ubicada en Cuenca, la instalación fue ampliada desde una configuración 66/20 kV hasta una subestación 220/66/20 kV, incorporando un nuevo sistema de 220 kV y posiciones de transformación. Las sucesivas etapas de desarrollo han dado lugar a la coexistencia de transformadores con distintas potencias nominales, relaciones de transformación, impedancias de cortocircuito y características de regulación. Esta heterogeneidad convierte a Villares del Saz en un caso de estudio especialmente exigente para la regulación automática de transformadores en paralelo.

El T1 (1965) fue la unidad original de 60 MVA, mientras que el T2 (2006) y el T3 (2012) se incorporaron en ampliaciones sucesivas, ambos de 125 MVA (Tabla II). El unifilar es análogo al de Miranda (figura 1). La diferencia más relevante respecto a Miranda es que aquí el T1 tiene una potencia muy inferior a las unidades incorporadas después (60 frente a 125 MVA); esta disparidad, sumada a las diferencias de u_z y RT, agrava el reparto de carga y adelanta la aparición de corriente circulante fuera de límites, como se muestra en la sección de resultados.

Parámetro	T1	T2	TN
Fabricante	ABB	GEE	INCOESA
Año	2006	1965	2012
Potencia	125 MVA	60 MVA	125 MVA
U_{1n} / U_{2n}	220/66 kV	220/66 kV	232/66 kV
u_z (mín.–máx.)	14,46–15,21 %	13,79–14,36 %	15,14–16,38 %
Número de tomas	17	9	17
Grupo de conexión	Yyn0d11	Yyn0d11	Yyn0d11

Tabla II. Características de los transformadores de ST. Villares del Saz.

En Villares, la mayor disparidad de características se refleja también en el ajuste de los RTF, que operan con un GI del 2,5 %, más del doble que en Miranda, y con el mismo compundaje máximo del 10 %.

METODOLOGÍA DE LAS PRUEBAS

Para ambas subestaciones se ha empleado la misma metodología, replicando en RTDS la topología real y acoplando progresivamente de dos a cinco transformadores, ensayando los RTF en bucle cerrado. Sobre cada configuración se han repetido los mismos escenarios (Tabla III), variando únicamente los parámetros propios de cada subestación.

Caso	Descripción
Situación normal	Medición de I_{circ} en el acoplamiento base, sin perturbaciones.
Variaciones de tensión	±5 a ±25 kV en la fuente de alimentación, con fuente única o distinta por transformador.
Variaciones de consigna	Cambios de consigna de los reguladores del ±5 % y ±10 %.
Variaciones de potencia	Cambios de carga activa/reactiva (±5–30 MW, ±10 MVAr, según transformadores acoplados).
Simulación de faltas	Disparo forzado de un transformador y posterior reposición en servicio.

Tabla III. Casos de prueba aplicados en ambas subestaciones.

RESULTADOS

En ambas subestaciones, el RTF con control por compundaje de reactiva mantiene la tensión dentro de la banda y limita la corriente circulante en la mayoría de los escenarios de la Tabla III. El comportamiento satisfactorio del sistema no depende únicamente del número de transformadores acoplados o de su potencia nominal, sino del efecto combinado de la RT, la u_z, los escalones de regulación, las condiciones de alimentación, las bandas muertas, los retardos temporales y los límites de compensación de los reguladores. A continuación, se explica un caso ilustrativo de cada subestación.

- **Miranda – Caso 4 (acoplamiento de 5 transformadores, situación inicial sin perturbaciones).** Con los cinco transformadores ya acoplados, sin perturbaciones y con la tensión de bus prácticamente nominal (≈30 kV), cabría esperar tensiones de vacío similares entre unidades. Sin embargo, con las tomas de partida, T1 presenta una tensión de vacío mayor que el resto y genera corriente circulante hacia las demás unidades (ahora también hacia T5, además de T3 y T4), incrementándola respecto al caso de cuatro transformadores.

  El resultado, visible en las desviaciones calculadas por los RTF (Figura 2), es que la desviación de T1 queda fuera de banda pese a que la tensión de bus es prácticamente nominal, lo que origina un cambio de toma. Tras éste, la tensión de vacío de T1 pasa a ser menor que la de los demás (consume potencia reactiva circulante), saliéndose de la banda por el otro extremo. Esto generaría cambios de toma sucesivos entre las tomas 16 y 17, pero T1 se bloquea al alcanzar su toma límite (17). Se confirma así que el acoplamiento de 5 transformadores es el límite práctico de esta subestación.

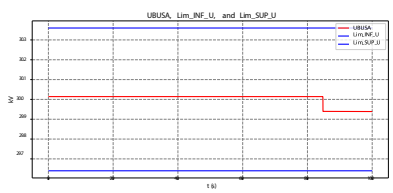
- **Villares – Caso 9.2 (acoplamiento de 4 transformadores, fuentes de alimentación independientes,** $E_I = 205$ **kV).** A diferencia del caso anterior, cada transformador se alimenta de una fuente distinta [5]. Cuando la fuente de T1 cae hasta

205 kV (15 kV por debajo del nominal), el sistema se vuelve inestable, T2 encadenaría cambios de toma casi indefinidamente sin estabilizarse dentro de su banda muerta. El origen es que T2 tiene una tensión entre tomas consecutivas mayor que el resto de unidades, lo que dificulta encontrar una posición de equilibrio estable, a ello se suma el efecto agravante del número de transformadores acoplados, ya observado en Miranda. La Tabla IV recoge la tensión de alimentación de cada transformador (E_i), la toma alcanzada, la RT resultante y la tensión de cada unidad (V_o). Las operaciones entre las tomas 4 y 5 del T2 le hacen pasar de generar a consumir corriente circulante, y su mayor tensión entre tomas hace que su desviación quede fuera de banda ante los sucesivos cambios de toma.

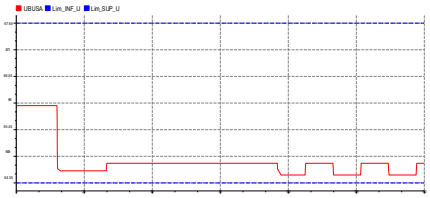
Transformador	E_i (kV)	Toma	RT	V_o (V)
T1	205	17	3,28	62.517,93
T2	220	5	3,31	66.441,96
T2	220	4	3,39	64.821,43
TN	220	14	3,33	66.106,68

Tabla IV. Tensión en la rama de vacío de cada transformador en el Caso 9.2 de Villares.

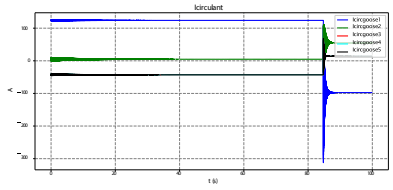
En la Figura 2 se muestra, para ambos casos, la evolución de la tensión del bus, la corriente circulante, la posición de tomas, y las desviaciones calculadas por los RTF.



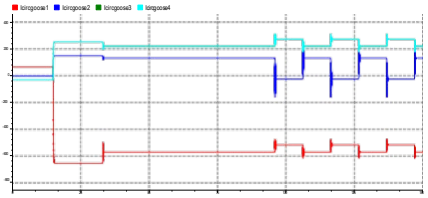
(a) Miranda (Caso 4) – Tensión.



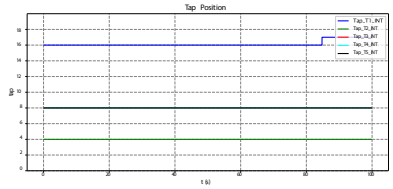
(b) Villares (Caso 9.2) – Tensión.



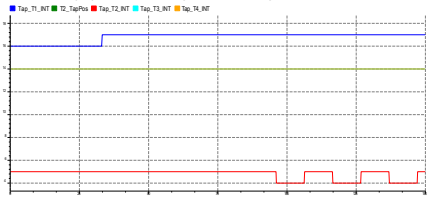
(c) Miranda (Caso 4) – I_{circ}.



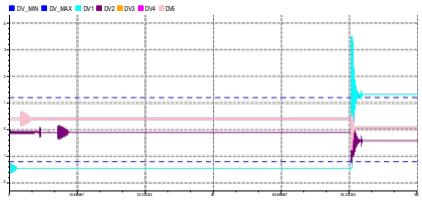
(d) Villares (Caso 9.2) – I_{circ}.



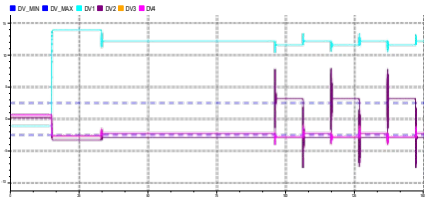
(e) Miranda (Caso 4) – Tomas.



(f) Villares (Caso 9.2) – Tomas.



(g) Miranda (Caso 4) – Desviaciones.



(h) Villares (Caso 9.2) – Desviaciones.

Figura 2. Tensión, corriente circulante, posición de tomas y desviaciones calculadas por los RTF en el Caso 4 de Miranda y el Caso 9.2 de Villares.

No obstante, se han identificado casos donde la regulación no es suficiente. En Miranda, a partir del acoplamiento de cinco transformadores el T1 puede quedar con desviaciones fuera de banda, dando cambios de toma excesivos. En Villares, este efecto se adelanta al acoplamiento de tres transformadores, afectando principalmente al T2, de menor potencia nominal y mayor tensión entre tomas (Tabla V). En ambos casos, el fenómeno se agrava cuanto mayor es el número de transformadores de características similares acoplados simultáneamente, ya que se comportan como una única unidad de mayor potencia, exigiendo más cambios de toma al OLTC.

Subestación	Número de transformadores acoplados
Miranda	No se recomienda a partir de 5 transformadores
Villares del Saz	No se recomienda a partir de 3 transformadores

Tabla V. Límite recomendado de acoplamiento simultáneo.

CONCLUSIONES

El acoplamiento en paralelo de transformadores con características muy distintas genera corriente reactiva circulante y reparto de carga desigual. El RTF con control por compundaje de reactiva constituye una solución eficaz para minimizar estos efectos y permitir la operación coordinada de transformadores heterogéneos, si bien conviene limitar el número de unidades acopladas simultáneamente en cada caso (Tabla V).

Como alternativa, ampliar la banda muerta del RTF (ZIV recomienda un GI en torno al 3 %, superior al 1,2 % de Miranda y próximo al 2,5 % de Villares) o reducir el compundaje máximo a un valor entre el 3 % y el 5 % (frente al 10 % usado en las pruebas) reduce el número de cambios de toma, a costa de permitir mayor corriente circulante en régimen permanente. La elección de estos parámetros es un compromiso entre desgaste mecánico del OLTC y corriente circulante admitida, a ajustar según cada subestación.

Desde el punto de vista de la distribuidora, estos resultados confirman que la operación en paralelo de transformadores puede ser una herramienta eficaz para incrementar la capacidad de las subestaciones y aprovechar los activos existentes, si bien cada combinación de unidades presenta particularidades que deben analizarse previamente. La realización de ensayos RTDS con reguladores reales del fabricante proporciona una metodología objetiva y repetible para determinar, antes de su implantación en campo, el dominio de operación admisible de cada combinación, número máximo de transformadores en paralelo, discrepancia inicial de tomas, diferencias admisibles entre tensiones de alimentación y ajustes validados de los reguladores.

Estos resultados evidencian que reutilizar transformadores antiguos junto a nuevas incorporaciones es técnicamente viable siempre que se disponga de un sistema de regulación adecuado, evitando así la sustitución completa de equipos de elevado valor económico y de difícil reposición.

REFERENCIAS

[1] D. Trebolle and B. Valecillos. Optimal operation of paralleled power transformers. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, 2008.

[2] I. Ferrero, R. Cimadevilla, J. M. Yarza, and I. Solaun. Analysis of OLTC of parallel transformers. In *World Protection Relay Conference (WPRC)*, 2013.

[3] IEEE. IEEE guide for paralleling regulating transformers. Technical report, IEEE Std C57.153-2015, 2015.

[4] *Manual de Instrucciones para Modelos RTF. ZIV.*

[5] E. T. Jauch. Advanced transformer paralleling. In *Rural Electric Power Conference*, 2001.

PASSIVE FIBRE-OPTIC MONITORING SYSTEM FOR PARTIAL DISCHARGE DETECTION IN LONG HIGH-VOLTAGE CABLES

Lander Merino Martin, SW Leader HVDC, RDT Lumiker

Resumen: La monitorización de descargas parciales (DP) en cables de alta tensión de gran longitud requiere puntos de medida distribuidos, cuya instrumentación mediante electrónica activa puede aumentar la complejidad y vulnerabilidad del sistema. Este trabajo presenta una arquitectura de monitorización basada en sensores electro-ópticos pasivos que transfieren las señales captadas mediante HFCT a través de fibra óptica hasta un interrogador y un sistema de adquisición y diagnóstico centralizados. Un primer prototipo basado en una arquitectura de dos fibras permitió validar preliminarmente la cadena completa de medida, incluyendo la generación de representaciones PRPD y clustering para actividad de corona controlada. La caracterización posterior identificó limitaciones asociadas al ruido óptico, motivando el desarrollo de una nueva arquitectura de cuatro fibras con caminos separados de emisión y recepción. El nuevo prototipo ha demostrado una mejora significativa de sensibilidad, con formas de onda claramente distinguibles desde aproximadamente 5 pC bajo inyección directa, así como un comportamiento estable del ruido tras introducir 16 km de fibra óptica. Los siguientes trabajos abordarán la validación del nuevo prototipo bajo condiciones representativas de propagación en cables HV y su integración con herramientas de diagnóstico de DP.

Palabras clave: Partial discharge, fibre-optic sensing, passive sensor, HV cables.

INTRODUCTION

Partial discharge (PD) monitoring is widely used for condition assessment of high-voltage cable systems, as PD activity can provide an early indication of insulation defects. In long cable links, however, the attenuation and distortion of PD pulses during propagation make distributed measurement points necessary at joints, terminations or grounding locations. Conventional monitoring architectures generally require local acquisition electronics, power supply and communication infrastructure at these positions, increasing installation complexity and exposing the equipment to demanding environmental and electrical conditions.

Within the EasyDC-FOS EU funded project, a passive fibre-optic PD monitoring architecture has been developed to transfer discharge-related signals from distributed cable sensing points to centralised acquisition and diagnostic equipment. An initial two-fibre prototype was used to demonstrate the complete monitoring chain, including subsequent PD processing. Based on the optical-noise limitations identified during its experimental characterisation, an improved four-fibre interrogation architecture was subsequently developed to increase the detection margin and improve long-distance operation. This work presents the system concept, the evolution of its optical implementation and the main experimental results obtained in terms of end-to-end functionality, sensitivity and long-distance optical performance.

The proposed approach aims to facilitate distributed PD monitoring in long cable systems by removing the need for powered acquisition electronics at remote sensing locations.

SYSTEM CONCEPT AND FUNCTIONAL ARCHITECTURE

The proposed monitoring system enables distributed PD measurements along high-voltage cable systems while keeping the remote sensing points completely passive. All active optical, acquisition and processing functions are concentrated at a centralised monitoring location, whereas only the passive sensing elements are installed at intermediate positions such as joints, terminations or grounding connections. This avoids the need for local power supply and communication electronics along the cable, simplifying the deployment of distributed monitoring points and reducing the exposure of active equipment to the demanding electrical and environmental conditions of HV cable installations.

At each sensing position, a High-Frequency Current Transformer (HFCT) detects the fast transient currents associated with PD activity in the cable screen or grounding circuit. The HFCT output is directly coupled to a passive electro-optic transducer, which transfers the information contained in the electrical transient to an optical carrier. The modulated optical signal is then transported through the fibre link to the centralised interrogator. At the centralised monitoring end, the interrogator provides the required optical excitation, receives the sensor response and recovers an analogue

electrical representation of the detected PD waveform. This output can subsequently be connected to conventional high-frequency acquisition equipment while keeping the complete sensing position electrically passive.

The architecture is conceived for distributed monitoring of long cable systems. Several sensing positions can be incorporated within the same monitoring infrastructure by wavelength-based optical multiplexing, allowing individual measurement points to be addressed from the centralised interrogator. This provides a scalable approach for monitoring locations distributed along the cable while avoiding the deployment of active acquisition electronics at each position.

Once recovered by the interrogator, the analogue signal is delivered to the PD acquisition unit, where signal conditioning, filtering and pulse detection are performed while retaining the waveform information required for further analysis. The acquisition system also coordinates sensor selection and synchronised measurements when information from different sensing positions must be combined. The resulting PD data can then be transferred to the analysis and diagnosis platform for functions including PRPD-based assessment and waveform clustering, as well as more advanced localisation and classification functions supported by the complete monitoring concept.

Figure 1 illustrates the complete signal path and highlights the separation between the distributed passive sensing domain and the centralised active monitoring domain.

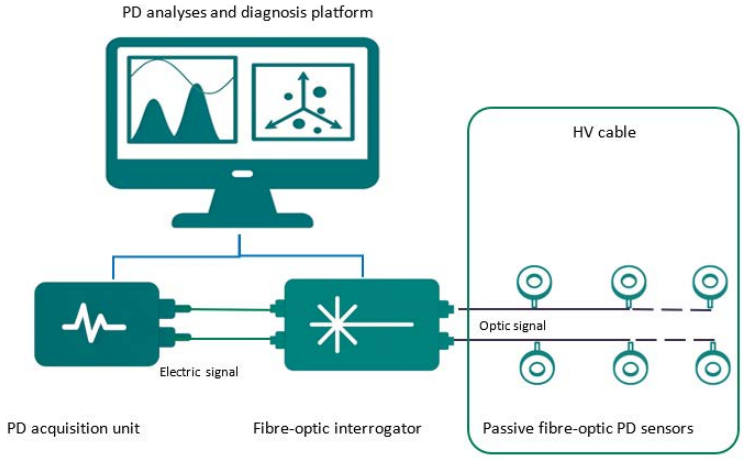


Figure 1. Functional architecture of the passive fibre-optic PD monitoring system.

PROTOTYPE IMPLEMENTATION AND VALIDATION METHODOLOGY

Prototype optical implementation

The first implementation of the monitoring system used a two-fibre optical interrogation architecture supporting wavelength-multiplexed passive sensing. This configuration was used in the preliminary end-to-end validation of the complete monitoring chain described in the next section.

Subsequent experimental characterisation identified an increasing contribution of optical noise when emission and reception shared the same optical paths. Rayleigh backscattering, optical reflections and other parasitic contributions reduced the available signal-to-noise ratio, particularly as the optical link length increased.

An improved four-fibre interrogator architecture was therefore developed, using two independent fibres per interrogation channel for optical emission and reception. The passive sensing principle remained unchanged, while separating both paths reduced the parasitic optical contribution reaching the receiver. Part of the polarisation management was also transferred from the remote sensing head to the centralised interrogator, simplifying the passive sensor implementation.

A previous implementation based on shared emission and reception paths was retained as an experimental reference. Its comparison with the current prototype is used in next section to quantify the effect of the architectural changes on sensitivity and long-distance noise performance.

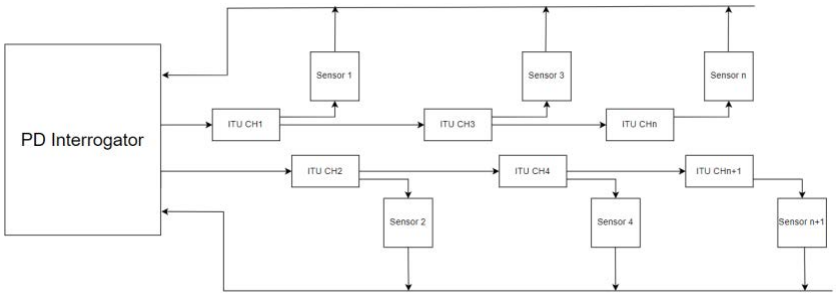


Figure 2. Improved four-fibre implementation with separated emission and reception paths.

Experimental validation methodology

The experimental validation followed the evolution of the monitoring prototype. The initial two-fibre implementation was first characterised by injecting calibrated PD pulses directly into the HFCT and comparing the interrogator output with the electrical HFCT reference. These tests were used to assess sensitivity, baseline noise and waveform preservation, with approximately 100 pC taken as a representative sensitivity reference for the first prototype.

The same two-fibre implementation was subsequently integrated into the complete PD monitoring chain and evaluated on a short HV cable in a noisy laboratory environment. A controlled corona source was used to verify that the waveform recovered after optical transmission retained sufficient information for subsequent PRPD representation and waveform-based clustering.

A complementary campaign using the UPM HV cable mock-up, a laboratory platform developed by Universidad Politécnica de Madrid to reproduce PD propagation conditions in long HV cable systems, was also performed with the two-fibre architecture to obtain preliminary information on attenuation, waveform distortion and the effective frequency content of PD events after cable propagation.

Following the development of the four-fibre interrogator, direct-injection measurements were repeated without signal averaging or additional filtering. Finally, a 16 km single-mode fibre section was introduced to compare the influence of optical distance on baseline noise and recovered PD amplitude for both interrogation architectures.

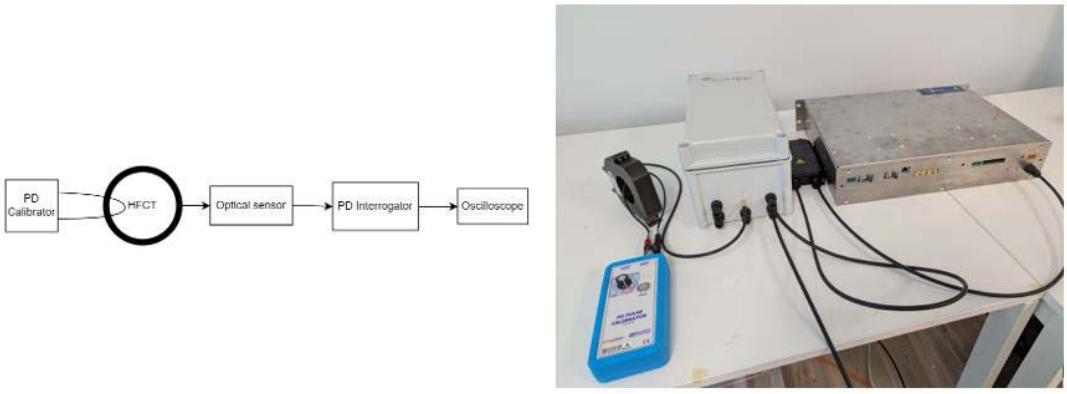


Figure 3. Direct-injection setup for characterisation of the fibre-optic PD sensing chain.

RESULTS AND DISCUSSION

Sensitivity and waveform recovery

The controlled direct-injection tests first allowed the intrinsic sensitivity of the optical sensing chain to be assessed without the additional attenuation and distortion introduced by cable propagation. The previous shared-path implementation provided distinguishable PD responses down to approximately 100 pC. Below this level, the recovered signals became comparable to the baseline noise, limiting reliable identification of low-amplitude events.

The current separated-path prototype showed a substantial reduction of this limitation. Calibrated PD pulses could be observed down to 1 pC at the interrogator output, although at this level the response remained close to the baseline noise and the available detection margin was limited. From approximately 5 pC, the recovered transient became clearly distinguishable and its waveform could be identified more reliably. These results demonstrate that the optical transmission and interrogation process can preserve relevant information from low-amplitude PD transients while maintaining passive operation at the sensing point.

The recovered amplitude was approximately one third of the direct HFCT amplitude over a significant part of the tested range, confirming a consistent relationship between both signals. This ratio is not a fixed calibration factor, however, since it depends on interrogator gain, optical power, link losses and sensor operating point; per-channel calibration would therefore be required to derive an equivalent PD charge.

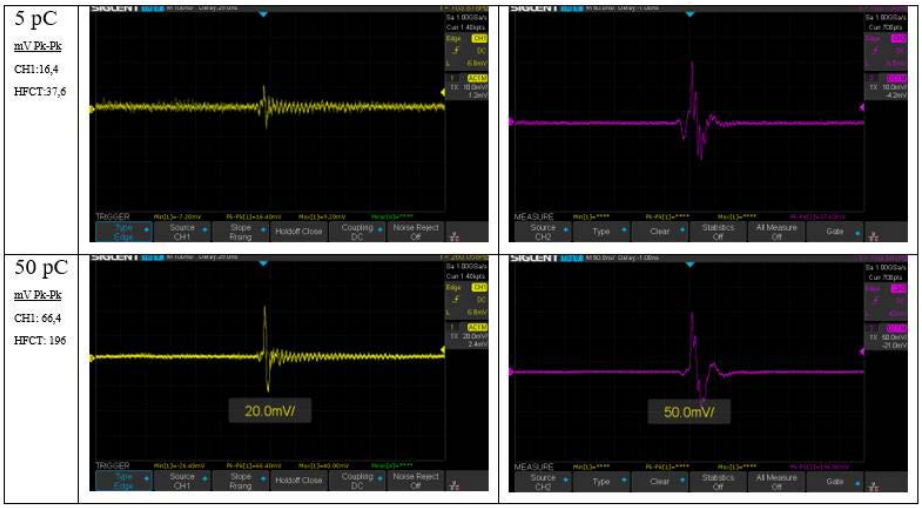


Figure 4. Interrogator output (left) compared with the direct output of the HFCT (right) for injected PD levels 50 pC and 5 pC.

Long-distance optical performance

Long-distance measurements showed that optical link length affects the two implementations in very different ways. With the previous shared-path configuration, the measured baseline noise increased from 8.8 mVpp without the additional fibre to 39.2 mVpp after introducing 16 km of single-mode fibre. In contrast, the current separated-path prototype showed only a small variation, from 5.2 to 5.8 mVpp under the same optical-distance comparison.

This result indicates that the main benefit of separating the emission and reception paths is not the elimination of fibre attenuation, but the reduction of parasitic optical contributions reaching the receiver. The useful PD signal still decreases with optical distance: for example, the recovered amplitude for a 50 pC event decreased from 43 to 32 mVpp after insertion of the 16 km fibre section. The remaining distance limitation can therefore be addressed through the optical power budget, whereas the strong increase in receiver noise observed with the shared-path architecture is largely avoided.

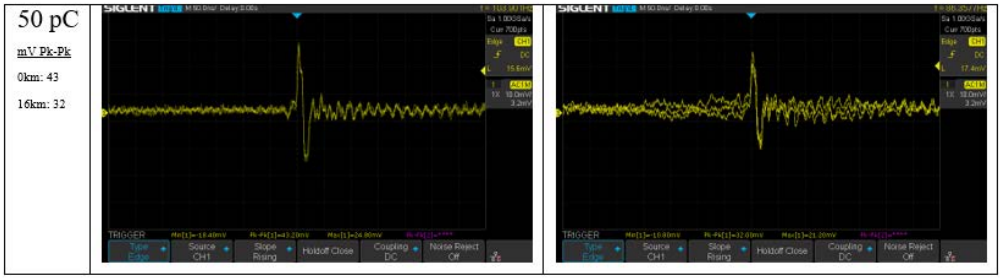


Figure 5. Interrogator output without 16 km fibre (left) compared with the output with 16 km fibre (right).

Preliminary cable-propagation and end-to-end PD processing

Preliminary cable-propagation measurements were performed using the earlier two-fibre implementation on the UPM cable mock-up. The tests showed progressive signal attenuation with propagation distance and a shift in dominant frequency content from approximately 1–2 MHz at short distances towards 0.5–1 MHz at longer distances. These observations indicate that the HFCT front-end should be selected according to the effective frequency content of the propagated PD signal rather than nominal bandwidth alone. Since these measurements were obtained with the previous interrogation architecture, they provide the basis for repeating the campaign with the current four-fibre prototype.

The two-fibre prototype was also evaluated in a preliminary end-to-end configuration using a 4 m HV cable, commercial HFCTs, the passive electro-optic sensing system, the fibre-optic interrogator and the PD acquisition unit. A controlled corona source was applied in a noisy laboratory environment, while a synthetic generator provided the phase-voltage reference required for phase-resolved analysis.

The recovered events could be represented as PRPD patterns and in a three-dimensional feature space derived from waveform-shape parameters. Clustering enabled the corona-related population to be separated from other acquired activity, demonstrating that the optical chain preserves information suitable not only for transient detection but also for subsequent waveform-based PD analysis. These preliminary end-to-end results, obtained in collaboration with Ampacimon, were previously reported in (Ortego et. al, 2026). More advanced functions such as automatic classification and localisation remain to be validated at system level.

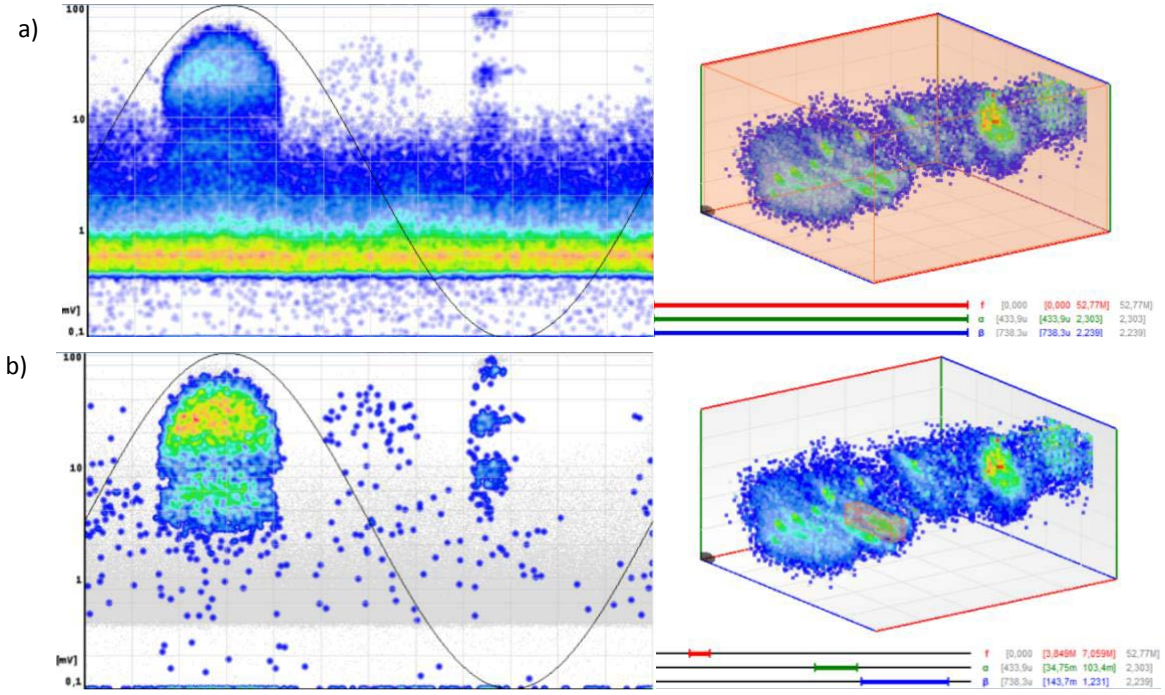


Figure 6. Preliminary end-to-end PD analysis using the two-fibre prototype: (a) PRPD and three-dimensional waveform-feature representation; (b) corona-related population after clustering. Adapted from (Ortego et. al, 2026).

CONCLUSIONS

A passive fibre-optic architecture for distributed partial discharge monitoring in long high-voltage cable systems has been developed and experimentally evaluated. The proposed concept keeps the remote sensing points passive while centralising optical interrogation, acquisition and diagnostic functions.

The initial two-fibre prototype demonstrated the feasibility of the complete monitoring chain, with a representative direct-injection sensitivity of approximately 100 pC. Preliminary end-to-end tests on a short HV cable further showed

that the recovered signals retained sufficient information for PRPD representation and waveform-based clustering of controlled corona activity in a noisy environment.

The improved four-fibre architecture significantly reduced the optical-noise limitations of the first prototype. Under direct HFCT injection, PD waveforms were clearly distinguishable from approximately 5 pC, while 1 pC events remained observable close to the baseline noise. Long-distance tests also showed only a small increase in receiver noise after introducing 16 km of optical fibre.

Preliminary measurements on the UPM cable mock-up showed that cable propagation introduces both attenuation and spectral distortion, with the dominant frequency content shifting towards lower frequencies as distance increases. The next validation stage will therefore repeat these tests using the four-fibre interrogator and controlled discharge patterns injected at different positions, followed by PD analysis to assess clustering, pattern identification and localisation under conditions closer to long HVAC/HVDC cable installations.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors acknowledge the support of the EasyDC-FOS project, funded by the European Union under Grant Agreement No. 101172806. The authors also thank Ampacimon for its contribution to the PD acquisition and analysis activities and Universidad Politécnica de Madrid for the development and availability of the HV cable mock-up used in the preliminary cable-propagation tests.

REFERENCES

[1] Ortego, J., Jara, I., Domingos de Medeiros, W., Merino, L. & Chamorro-Posada, P., 2026, Novel passive signal acquisition system for PD monitoring of very long cables based on optical fibre, CIGRE Paris Session 2026, Paper 11380, Paris, France.

ADVANCED EARTH-FAULT DETECTION AND LOCATION IN RESONANT-EARTHED DISTRIBUTION NETWORKS: RESULTS FROM A 33/11 KV UTILITY FIELD TRIAL

Robert Wilcox, Business Development, Megger Grid Analytics
Alessandro Tesse, Business Development Manager, Megger GmbH

Abstract: Resonant earthing using Arc Suppression Coils (ASC) can improve continuity of supply in medium-voltage distribution networks by limiting earth-fault currents and allowing the network to remain energized during certain fault conditions. However, the resulting low fault-current levels and complex transient behavior can make reliable fault detection and location challenging, particularly in meshed networks with distributed generation and changing power flows. This paper presents results from a utility field trial of a distributed monitoring and fault-analytics system deployed on operational 33 kV and 11 kV ASC-earthed networks in the United Kingdom. Line-mounted sensors acquired electrical quantities and fault waveforms, while local and central analytics were used to determine fault characteristics, direction and location. The trial captured real network events including transient earth faults extinguished by the ASC and a fault developing from a transient into a permanent condition. Correlation and analysis of time-stamped measurements from multiple network locations enabled fault direction and affected network sections to be identified, with the results subsequently validated through field inspections and measurements by the network operator. The results demonstrate how distributed sensing and advanced fault analytics can increase observability of resonant-earthed distribution networks and provide actionable information to support fault management, network operation and grid resilience.

Keywords: Distribution networks, earth-fault detection, resonant earthing, distributed monitoring, fault analytics, grid resilience.

1. INTRODUCTION AND BACKGROUND

Reliability and continuity of supply are fundamental requirements for electricity distribution networks. Earth faults represent a particular operational challenge in networks using resonant earthing. In these systems, Arc Suppression Coils (ASC), also known as Petersen coils, compensate the capacitive earth-fault current and limit the residual current flowing at the fault location. This can reduce damage to network assets and, under appropriate conditions, allow electricity supply to continue while an earth fault is present.

The same characteristics that provide this continuity-of-supply advantage can make earth-fault detection and location difficult. High-impedance faults may occur without producing large changes in current or voltage, while resonant network behavior can influence the transient signals associated with the event. Although the occurrence of a fault may therefore be detectable, determining the affected feeder, fault direction and location can remain challenging. Network control engineers may consequently need to perform strategic switching to isolate the faulted section, potentially disconnecting customers supplied through healthy parts of the network.

This challenge is increasingly relevant in distribution networks characterized by changing and potentially complex power-flow conditions. The field trial considered in this paper included a meshed 33 kV network with more than 40 MW of directly connected distributed generation, including wind, photovoltaic and combined heat and power generation.

The project investigated whether distributed line monitoring and fault analytics could provide additional visibility of earth-fault events on ASC-earthed networks. Its objectives included accurate fault location, support for faster field investigation, and detection of transient faults that could provide information about potential network weak spots.

This paper describes the monitoring approach and field methodology and analyses three representative earth-fault events recorded on operational 33 kV and 11 kV networks. Particular attention is given to faults that were either extinguished by the ASC or developed from transient into permanent conditions.

2. DISTRIBUTED MONITORING AND FAULT-ANALYTICS APPROACH

The monitoring approach combines distributed measurement directly on the overhead network with local event processing (edge-computing) and centralized fault analytics. The field implementation used Megger MS5000 line sensors, communication gateways and the MGA Software analytics platform. Rather than relying exclusively on measurements at substations, the system provides electrical information from multiple locations along the overhead network.

Each measurement location consists of three line-mounted sensors, one per phase, and a pole-mounted gateway. The sensors continuously monitor phase current and electrical field and calculate voltage and other electrical parameters. When abnormal network events are detected, detailed current and voltage waveform information is recorded for analysis.

Accurate timing is important when transient events recorded at different network locations are compared. Within each three-phase sensor set, phase synchronization is better than 30 µs. Events recorded by geographically separated sensor sets carry precise timestamps, allowing the associated measurements and fault waveforms to be correlated.

Local algorithms process the three-phase information at each measurement location (edge computing of each set). When a fault is identified, the event information is transmitted to the central analytics platform, where information from distributed measurement locations is combined to determine fault characteristics, affected phase, direction and location. The results can be presented geographically or on network schematic representations.

For permanent earth faults, the deployed system can additionally analyze the fifth-harmonic component of the zero-sequence current to provide directional information. This enables the fault direction to continue to be evaluated under network reconfiguration, where the direction of fault-current flow may change.

Two communication architectures were evaluated: a secure mesh-radio system connected through existing substation RTU infrastructure and the network operator's cellular APN network connected to its SCADA environment. The monitoring system operates as an information and decision-support layer rather than as part of the primary protection system and does not initiate protection or automatic switching operations.

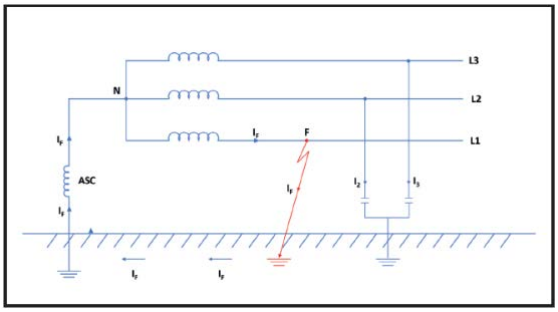


Figure 1. Schematic of a resonant-earthed network using an Arc Suppression Coil (Petersen coil).

Parameter	**Characteristic**
Measurement configuration	Three line sensors per location, one per phase
Waveform sampling rate	4.096 ksps
Intra-set phase synchronization	< 30 µs
Typical CT precision	< 0,5 %
Communications evaluated	Mesh radio & cellular APN
System fuction	Monitoring, analytics and operator decision support

Table I. Key characteristics of the monitoring system

3. FIELD TRIAL AND METHODOLOGY

The trial formed part of the Arc-Aid innovation project investigating methods for locating earth faults on ASC networks more rapidly and cost-effectively than traditional approaches. The National Grid deployment began in February 2020 and was completed in May 2022.

A meshed network supplied from the St Austell 132/33 kV bulk supply point in Southwest England was selected as the principal 33 kV trial area. Its relatively compact geographical footprint enabled distributed sensor coverage, while significant levels of wind, solar and CHP generation provided an operational environment with potentially complex power flows.

The deployment plan comprised 20 measurement locations, each consisting of three line-mounted sensors and a gateway. Sixteen sets used cellular communications, while mesh-radio communication through existing infrastructure was also evaluated. Sensor locations were selected after considering communication availability and network coverage and were frequently positioned at opposite ends of overhead-line sections to enable comparison of directional fault information.

Additional sensors were installed on the 11 kV network supplied from the Davidstow 33/11 kV primary substation. This network had experienced a higher frequency of earth-fault events and provided additional opportunities to evaluate both transient and permanent faults.

For detected events, time-stamped measurements and fault waveforms from distributed locations were analyzed to determine affected phase, direction and network section. The resulting indications were subsequently validated by National Grid personnel through field inspections and network measurements.



Figure 2. Three-phase sensor set installed on the St Austell 33 kV network (photo courtesy of National Grid).

4. FIELD RESULTS

Three representative events illustrate different fault behaviors and the information obtained from the distributed monitoring system.

4.1 Blackpool 2L5 – ASC-extinguished transient fault

On 14 June 2021, a transient earth fault occurred on the Blackpool 2L5–Mevagissey 1L3 feeder of the St Austell 33 kV network. The feeder also supplies the Ninnis and Manor solar farms. The fault was extinguished by the ASC and the feeder remained energized. Despite its short duration, the event was detected and recorded by the distributed monitoring system.

Measurements at locations P9 and P7 identified a transient disturbance on Phase C. Comparison of the zero-sequence active fault-current waveforms showed that the transient signatures at the two locations were approximately **180° out of phase**. The opposite directional indications demonstrated that P7 and P9 were located on opposite sides of the fault, allowing the affected overhead-line section to be identified as the section between the two measurement points.

The event is significant because the ASC extinguished the fault without interruption of supply, yet distributed monitoring retained both a detailed record of the transient and spatial information about its origin for subsequent investigation.

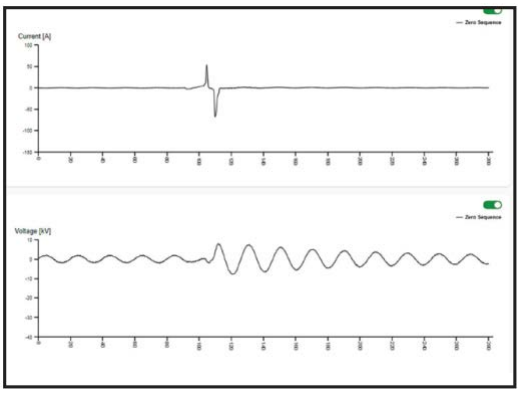


Figure 3. Zero-sequence active fault current recorded at P9 during the Blackpool transient earth fault.

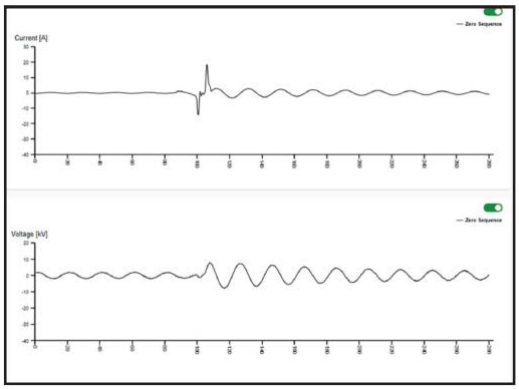


Figure 4. Zero-sequence active fault current recorded at P7 during the Blackpool transient earth fault.

4.2 West Carclaze – Confirmation of fault direction

On 14 March 2022, a phase-to-earth fault was detected downstream of the West Carclaze 6L5 feeder. The event was subsequently confirmed to be associated with a **33 kV cable-joint failure**. The arc was extinguished and did not develop into a permanent fault after the Solar Park circuit breaker opened and isolated the affected section.

Analysis of the zero-sequence quantities indicated that the fault was in the backward direction relative to the measurement point. This calculated direction corresponded with the subsequently confirmed physical location of the cable failure, providing an independent example of agreement between the analytical indication and the actual network fault.

4.3 Davidstow – Transient-to-permanent earth fault

On 27 November 2021, an earth fault was recorded on the 11 kV Davidstow network. The event initially appeared as a transient fault but was not extinguished by the ASC and subsequently developed into a permanent earth fault.

Detailed analysis at measurement location 43K83 showed an active fault current of only **1.14 A**. Transient waveform analysis identified Phase A as the affected phase and indicated the fault in the forward direction relative to the measurement location.

As the fault became permanent, the fifth-harmonic directional algorithm was also triggered. Analysis of the fifth-harmonic component of the zero-sequence current provided an additional directional indication, allowing permanent fault direction to continue to be assessed under network reconfiguration.

The Davidstow event complements the 33 kV transient cases by demonstrating directional analysis of an earth fault that persisted after the initial transient and at a relatively low active fault-current level.

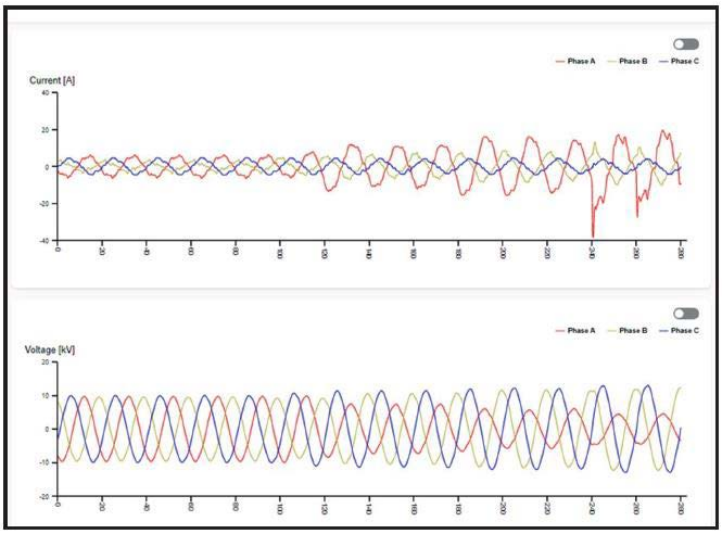


Figure 5. Transient earth-fault waveforms recorded at 43K83 on the Davidstow 11 kV network.

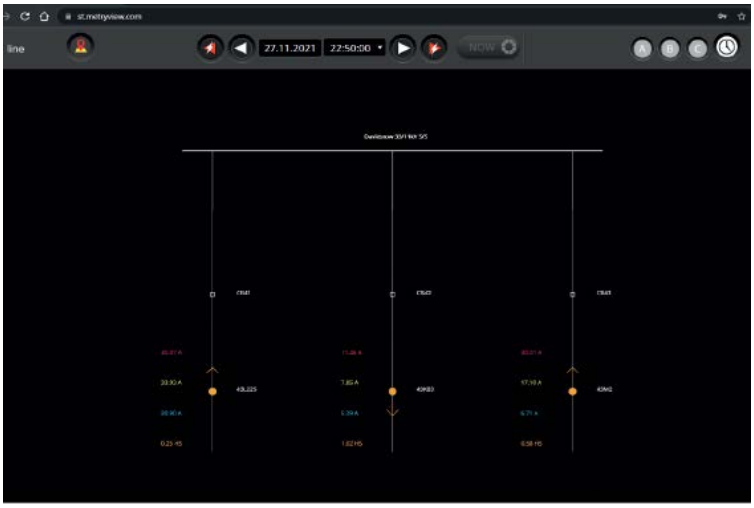


Figure 6. Fifth-harmonic directional indication for the permanent Davidstow earth fault.

4.4 Davidstow – Transient-to-permanent earth fault

The three events demonstrate complementary aspects of the distributed monitoring approach. Transient faults were captured even where they were extinguished before developing into permanent faults; distributed directional measurements enabled an affected network section to be identified; and directional information could also be obtained for a permanent earth fault.

Event	Network voltage	Fault behavior	Main result	Validation
Blackpool 2L5	33 kV	Transient; extinguished by ASC	Fault section identified betweenP7 and P9	Utility inspection / measurement
West Carclaze	33 kV	Phase-to-earth transient	Backward fault direction identified	Confirmed 33kV cable joint failure
Davidstow	11 kV	Transient to permanent	Phase and direction identified; 5th harmonic directional analysis	Utility inspection / measurement

Table II. Summary of representative field events

Following the trial, data from the installed sensors and MGA Software platform were integrated into National Grid's Network Management System, enabling control engineers to observe fault-location information on their operational mimic screens. This provides a direct connection between distributed network measurements, analytical results and operational decision support.

5. CONCLUSIONS

The field trial demonstrated the detection and analysis of transient and permanent earth faults on operational 33 kV and 11 kV resonant-earthed distribution networks. In the representative events considered, distributed measurements provided information not only on the occurrence and affected phase of a fault, but also on its direction and affected network section.

The Blackpool event demonstrated that a short transient extinguished by the ASC could nevertheless be captured and localized through correlation of measurements from different network locations. The West Carclaze event provided correspondence between calculated fault direction and a subsequently confirmed physical cable failure, while the Davidstow case demonstrated directional analysis of a low-current fault developing from transient to permanent behavior.

Taken together, the results indicate that distributed sensing, precise event timing, waveform analysis and directional algorithms can increase the observability of resonant-earthed networks and provide spatial fault information that may not be readily available from conventional substation measurements alone.

The principal 33 kV deployment was conducted on an operational meshed network with more than 40 MW of directly connected generation, demonstrating application of the approach under representative utility operating conditions. Integration of fault-location information into the Network Management System further demonstrates a practical pathway from distributed measurement to operator decision support.

The trial did not establish a quantified relationship between the monitoring system and reductions in restoration time or Customer Minutes Lost. Nevertheless, more precise information on fault direction and location can support targeted field investigation and reduce the need for diagnostic network switching. Distributed monitoring and fault analytics can therefore provide a complementary tool for fault management and for improving the resilience of increasingly complex distribution networks.

6. ACKNOWLDGMENTS

The authors acknowledge National Grid Electricity Distribution for its collaboration in the field trial and for the operational validation of the results. The work presented is based on project activities carried out by J. Sleep of National Grid Electricity Distribution and Dan Hardman of GHD.

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUAR Y REDUCIR LA INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA INCORPORACIÓN DE EQUIPOS PRIME 1.4 EN LA RED DE TELEGESTIÓN DE UFD

Jose Vicente Rocamonde Navarro, Responsable I+D Tecnologías de Red, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Christian Machuca Encalada, Técnico de I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Juan Manuel Galan Sanjuan, Servicios Técnicos Especializados (STE), UFD
Jean Gardy Germain, Servicios Técnicos Especializados (STE), UFD

Resumen: La renovación del parque de medida de UFD y la incorporación progresiva de PRIME 1.4 hacen necesario evaluar cómo se comportan los nuevos contadores cuando se integran en redes donde conviven distintas tecnologías, fabricantes y condiciones de propagación. Con este objetivo, UFD e ITE han definido una metodología experimental basada en ensayos controlados, repetibles y comparables en el Laboratorio de Interoperabilidad de ITE, con capacidad para 352 contadores. La metodología combina dos configuraciones de red, urbana y rural, tres escenarios con distinta proporción de equipos evaluados y de referencia, y campañas con PRIME 1.3.6 y PRIME 1.4, de forma que sea posible analizar por separado la influencia de la red, la composición de la población y la versión del protocolo. Los resultados incluidos en este trabajo corresponden únicamente al Escenario 3, en el que 32 equipos evaluados se integran en una red de 320 equipos de referencia. En las campañas realizadas hasta el momento, una disponibilidad cercana al 100 % no siempre se traduce en un comportamiento equivalente, ya que aparecen diferencias en el éxito y la duración de los ciclos de comunicación y en la formación de la topología. Esto confirma la necesidad de analizar varios indicadores de forma conjunta y de evaluar estas diferencias antes de ampliar la presencia de nuevos equipos en la red.

Palabras clave: smart metering, interoperabilidad, comunicaciones PLC, tecnología PRIME 1.4

INTRODUCCIÓN

La digitalización de las redes de distribución está impulsando la incorporación de nuevas generaciones de contadores y la evolución de sus tecnologías de comunicación. Verificar su cumplimiento funcional y de protocolo es necesario, pero no permite anticipar por sí solo su comportamiento cuando conviven en una misma red PLC distintas implementaciones, proporciones de equipos y condiciones de propagación. Este reto es especialmente relevante para UFD por la escala y diversidad de su red, con más de 116.600 km y 3,9 millones de puntos de suministro.

Entre 2025 y 2035 está prevista una nueva etapa de renovación del parque de contadores, con unas 400.000 sustituciones anuales y una transición progresiva de PRIME 1.3.6 a PRIME 1.4. Durante este proceso coexistirán distintas generaciones de equipos, versiones de protocolo y fabricantes sobre una misma infraestructura de baja tensión. El objetivo no es comprobar PRIME 1.4 de forma aislada, sino reducir la incertidumbre asociada a la incorporación de nuevas implementaciones en condiciones de red muy diferentes.

Partiendo de la experiencia de ITE en interoperabilidad de equipos de telegestión, se ha definido junto con UFD una metodología experimental adaptada a las características de su red. Mediante ensayos de laboratorio controlados y repetibles se estudia la influencia de las condiciones físicas, la proporción de los distintos equipos y la versión de PRIME, con el fin de detectar posibles sensibilidades y disponer de evidencias antes de su despliegue.

METODOLOGÍA DE ENSAYO

La metodología se ha planteado para reproducir en laboratorio condiciones representativas de integración de equipos PRIME y poder comparar su comportamiento de forma consistente. Para ello se combinan distintas condiciones físicas de red y diferentes proporciones de equipos, manteniendo controladas las variables de ensayo para separar, en la medida de lo posible, el efecto de cada factor sobre las comunicaciones.

Entorno de laboratorio

Los ensayos se realizan en el Laboratorio de Interoperabilidad de ITE, diseñado para reproducir redes de baja tensión en condiciones controladas. La instalación dispone de 352 posiciones para contadores, distribuidas en ocho

centralizaciones (MR) con capacidad para 44 equipos cada una. Esta capacidad permite trabajar con redes de tamaño suficiente para estudiar comportamientos que, en campo, resultan difíciles de aislar y repetir.

Cada centralización se divide en dos zonas, A y B. La zona B incorpora filtros configurables, lo que permite comparar equipos situados en una misma ubicación con y sin esta condición. La infraestructura permite además definir qué equipos ocupan cada posición, modificar su distribución en la red, configurar la longitud y disposición de las acometidas desde el centro de transformación (CT) e introducir ruido en puntos concretos.

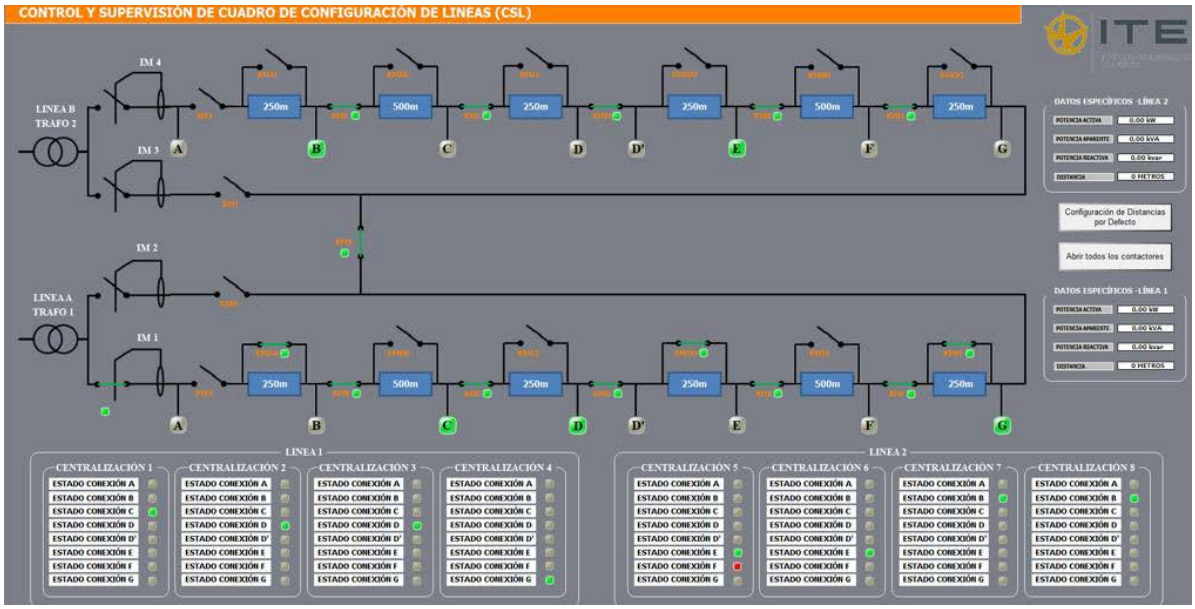


Figura 1. SCADA de control y monitorización del laboratorio de ITE

La principal ventaja del laboratorio es que permite modificar una condición de ensayo manteniendo controladas las demás. Sobre una misma infraestructura completamente automatizada pueden reproducirse distintas configuraciones físicas, variar la proporción entre equipos evaluados y equipos de referencia y realizar ensayos con PRIME 1.3.6 y PRIME 1.4. Todos ellos se registran con los mismos criterios, lo que permite comparar de forma coherente la topología, la disponibilidad y el comportamiento de las comunicaciones.

Configuraciones de la red

La red de UFD se extiende por territorios con características muy diferentes, desde áreas metropolitanas densas hasta zonas rurales con mayor dispersión geográfica y longitudes de red superiores. Esta diversidad hace poco representativo evaluar los equipos bajo una única condición física. Por ello, la metodología define dos configuraciones de laboratorio que no pretenden reproducir un emplazamiento concreto, sino capturar dos casuísticas de propagación suficientemente diferenciadas. La configuración urbana representa una red de menor extensión, con una distancia máxima desde cabecera de 1000 m y posiciones distribuidas regularmente. La configuración rural amplía la longitud hasta 3000 m y utiliza separaciones progresivamente mayores. En ambos casos se mantienen posiciones con y sin filtrado y se inyecta ruido de forma controlada en un punto intermedio de la línea.

Red urbana

La configuración urbana limita la distancia máxima desde cabecera a 1.000 m y distribuye las ubicaciones de forma regular, con incrementos de 250 m. El ruido se inyecta en un punto intermedio de la línea, situado a 500 m de la cabecera. Esta configuración busca representar una red con mayor concentración de nodos y recorridos relativamente cortos, donde la exigencia no viene únicamente determinada por la distancia de propagación. La convivencia de numerosos equipos, las diferentes posiciones dentro de la topología y la presencia de perturbaciones permiten estudiar estabilidad, formación de rutas y calidad de las comunicaciones en una condición asociada a redes de mayor densidad.

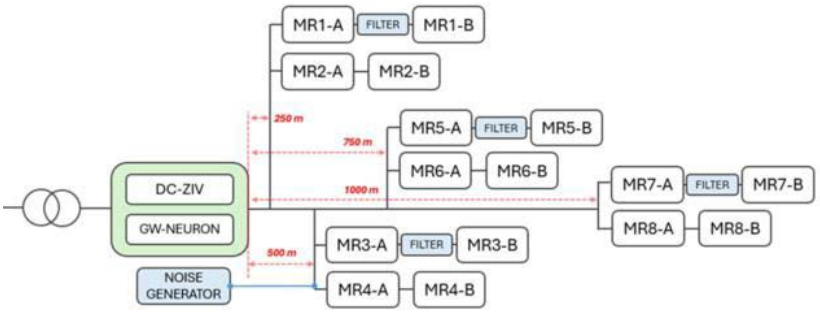


Figura 2. Esquema de red urbana configurada en el laboratorio

Red rural

La configuración rural amplía la distancia máxima hasta 3.000 m y distribuye las ubicaciones de forma progresiva a lo largo de la línea. La configuración utilizada sitúa centralizaciones a distancias representativas de 500, 750, 1.250, 2.000 y 3.000 m desde cabecera. El objetivo es aumentar la exigencia asociada a la propagación sobre líneas más extensas y analizar cómo evoluciona el comportamiento cuando los nodos se encuentran más alejados de la cabecera. La comparación con la configuración urbana permite comprobar si un equipo mantiene su comportamiento o presenta sensibilidad frente a una red más larga y dispersa.

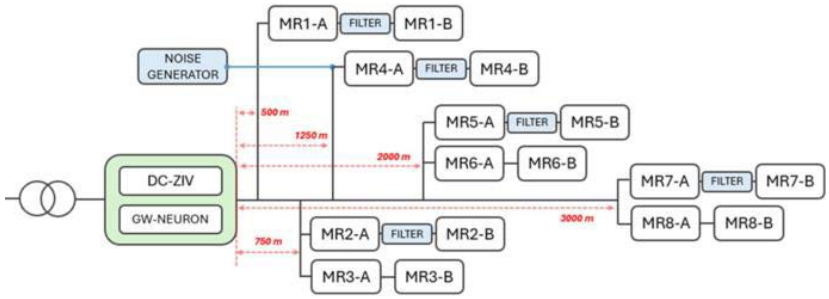


Figura 3. Esquema de red rural configurada en el laboratorio

Escenario de ensayo

Además de las condiciones físicas de la red, se modifica la proporción entre los equipos evaluados (ED) y los equipos de referencia (N-ED). Se han definido tres escenarios que van desde una presencia similar de los distintos equipos, hasta una situación en la que los ED representan una parte reducida de una red completa. Esto permite estudiar cómo influye la coexistencia entre distintas implementaciones sin confundir este efecto con el asociado a la configuración física de la red.

Escenario 1: interoperabilidad con presencia equilibrada

En el primer escenario participan 32 contadores de cada fabricante, de forma que las distintas implementaciones tienen una presencia similar en la red. El objetivo es comprobar su capacidad para convivir y comunicarse dentro de una misma topología sin que ninguna tecnología tenga un peso dominante. Este escenario proporciona una primera referencia de interoperabilidad y permite detectar incompatibilidades, diferencias en la formación de la topología o degradaciones en las comunicaciones asociadas a una implementación concreta.

Escenario 2: robustez local con proporción equilibrada

El segundo escenario combina 32 equipos ED y 32 equipos N-ED. Los equipos se distribuyen en dos centralizaciones mixtas y se mantienen las posiciones definidas para los equipos de referencia, lo que permite realizar la comparación bajo las mismas condiciones físicas. Con esta configuración se analiza si el equipo evaluado mantiene un comportamiento estable cuando comparte rutas y condiciones de propagación con la tecnología de referencia, concentrando la interacción entre ambas implementaciones en una parte limitada de la red.

Escenario 3: integración minoritaria en una red completa

El tercer escenario utiliza la capacidad completa del laboratorio, con 320 equipos N-ED y 32 equipos ED. Los equipos evaluados representan aproximadamente el 10 % del total y se integran, por tanto, como una tecnología minoritaria dentro de una red formada mayoritariamente por equipos de referencia. Este escenario reproduce una situación cercana a la incorporación progresiva de nuevos equipos en una red existente. Permite comprobar si un número reducido de equipos se integra correctamente en la topología y mantiene valores adecuados de disponibilidad, éxito y tiempo de comunicación.

INDICADORES Y KPIS

La evaluación no se reduce a comprobar si un contador llega a comunicar. La metodología utiliza indicadores que describen cómo se forma la red, cuánto tiempo permanecen accesibles los equipos y con qué calidad se completan las operaciones repetitivas. Los KPIs se calculan de forma homogénea para todas las campañas y se analizan tanto en términos medios como sobre los equipos con peor comportamiento.

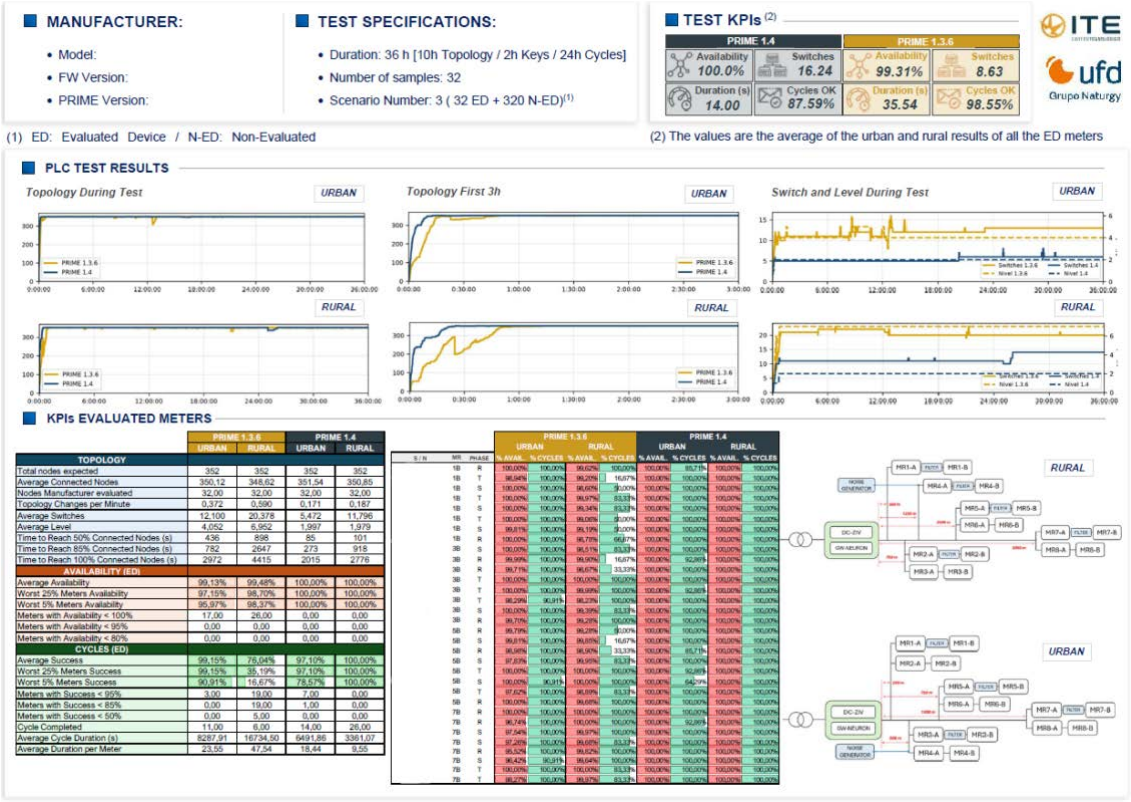


Figura 4. Informe de resultados de ensayos sobre ED

Indicadores de topología

Cambios de topología por minuto

Mide la frecuencia con la que cambia la estructura de la red. Una tasa elevada no implica necesariamente pérdida de comunicación, pero sí una topología menos estable y potencialmente mayor variabilidad en el comportamiento de las comunicaciones.

Número medio de switches

Refleja el número medio de switches presentes en la topología durante el ensayo. Se utiliza como medida de la estructura que adopta la red y permite comparar si una implementación necesita apoyarse en una topología más compleja para mantener conectados los nodos.

Nivel medio de profundidad

Representa la profundidad relativa alcanzada por los nodos dentro de la topología PRIME. Valores mayores indican, en términos generales, una mayor dependencia de saltos intermedios respecto a la cabecera. Su interpretación se realiza conjuntamente con switches, estabilidad y tiempos de conexión.

Tiempo de formación de red

Registra el tiempo necesario para alcanzar el 50 %, el 85 % y el 100 % de los nodos conectados. El uso de tres umbrales permite distinguir entre una incorporación inicial rápida y la convergencia completa de la red. Este KPI es especialmente útil para detectar casos en los que la mayor parte de los nodos se conecta pronto, pero un subconjunto necesita tiempos muy superiores.

Indicadores de disponibilidad

Disponibilidad media

Resume el porcentaje de disponibilidad registrado para los ED durante el periodo de observación. Se utiliza como indicador general de continuidad de la comunicación y la inestabilidad presentada por la red.

Equipos por debajo de umbrales

Indica cuántos contadores presentan disponibilidad inferior al 100 %, al 95 % y al 80 %. Los umbrales permiten pasar de una medida agregada a una lectura operativa y localizar si los problemas afectan a casos aislados o a un número significativo de equipos.

Indicadores de ciclos de comunicación

Éxito medio de ciclos

Expresa el porcentaje de ciclos de comunicación completados con éxito por los ED. A diferencia de la disponibilidad, este indicador exige completar la operación definida por el procedimiento y por ello proporciona información directa sobre la capacidad de ejecutar comunicaciones repetitivas de forma efectiva.

Equipos por debajo de umbrales de éxito

Se contabilizan los ED con éxito inferior al 95 %, al 85 % y al 50 %. Esta lectura permite identificar no solo si existe degradación, sino su severidad y extensión dentro de la muestra evaluada.

Duración media de ciclo y por contador

La duración media del ciclo y el tiempo medio por contador cuantifican el rendimiento temporal de las comunicaciones. Estos KPIs son relevantes para telegestión porque permiten diferenciar equipos que permanecen disponibles pero necesitan tiempos significativamente distintos para completar las mismas operaciones.

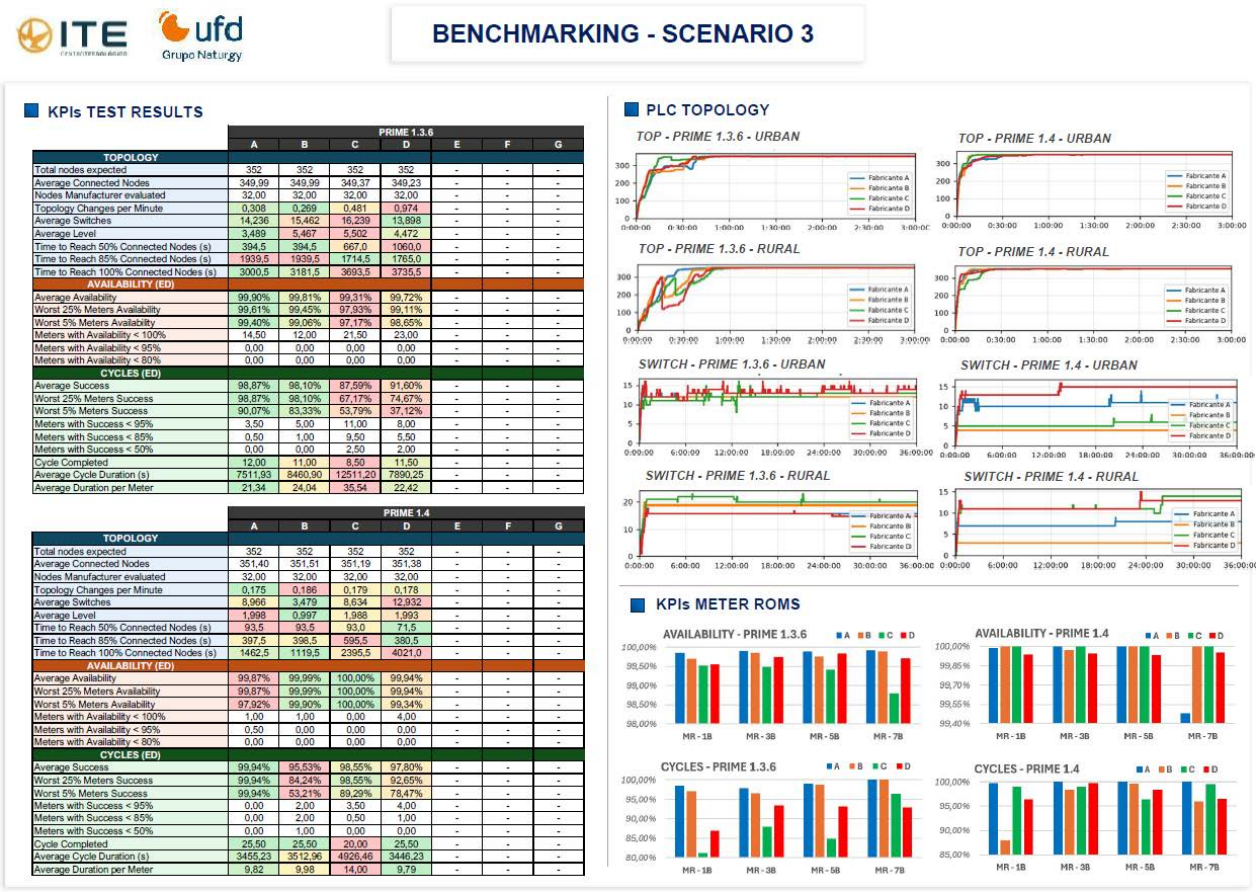
RESULTADOS

Los resultados disponibles del Escenario 3 corresponden a cuatro equipos evaluados siguiendo la metodología expuesta. La disponibilidad es elevada en todos los casos: entre 99,13 % y 99,98 % con PRIME 1.3.6 y entre 99,74 % y 100 % con PRIME 1.4. Sin embargo, esta similitud desaparece al analizar el éxito de los ciclos de comunicación. Con PRIME 1.3.6 los valores se sitúan entre 76,04 % y 99,43 %, mientras que con PRIME 1.4 aumentan hasta un rango de 91,17 % a 100 %. La mejora es general, pero no uniforme entre equipos y configuraciones.

La diferencia es todavía más clara en los tiempos de comunicación. La duración media por contador pasa de 19,42 - 47,54 s con PRIME 1.3.6 a 8,91 - 18,44 s con PRIME 1.4, reduciendo de forma importante el tiempo necesario para completar las operaciones en la mayoría de los casos.

La formación de la topología muestra un comportamiento menos homogéneo. PRIME 1.4 reduce de forma notable el tiempo necesario para alcanzar el 100 % de nodos conectados en varias configuraciones, aunque uno de los casos presenta un tiempo superior al obtenido con PRIME 1.3.6. Este resultado confirma que la mejora observada en términos generales no puede extrapolarse directamente a todas las implementaciones y condiciones de red.

En conjunto, los ensayos realizados hasta ahora muestran que una disponibilidad próxima al 100 % no es suficiente para caracterizar el comportamiento de un equipo. El éxito de las operaciones, su duración y la formación de la topología aportan diferencias que no aparecen en ese indicador y que resultan relevantes antes de ampliar la incorporación de nuevos equipos.



PRIME 1.3.6	A	B	C	D	E	F	G
TOPOLOGY							
Total nodes expected	352	352	352	352	-	-	-
Average Connected Nodes	349,99	349,99	349,37	349,23	-	-	-
Nodes Manufacturer evaluated	32,00	32,00	32,00	32,00	-	-	-
Topology Changes per Minute	0,308	0,269	0,481	0,974	-	-	-
Average Switches	14,236	15,462	16,239	13,898	-	-	-
Average Level	3,489	5,467	5,502	4,472	-	-	-
Time to Reach 50% Connected Nodes (s)	394,5	394,5	667,0	1060,0	-	-	-
Time to Reach 85% Connected Nodes (s)	1939,5	1939,5	1714,5	1765,0	-	-	-
Time to Reach 100% Connected Nodes (s)	3000,5	3181,5	3693,5	3735,5	-	-	-
AVAILABILITY (ED)							
Average Availability	99,90%	99,81%	99,31%	99,72%	-	-	-
Worst 25% Meters Availability	99,61%	99,45%	97,93%	99,11%	-	-	-
Worst 5% Meters Availability	99,40%	99,06%	97,17%	98,65%	-	-	-
Meters with Availability < 100%	14,50	12,00	21,50	23,00	-	-	-
Meters with Availability < 95%	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-
Meters with Availability < 80%	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-
CYCLES (ED)							
Average Success	98,87%	98,10%	87,59%	91,60%	-	-	-
Worst 25% Meters Success	98,87%	98,10%	67,17%	74,67%	-	-	-
Worst 5% Meters Success	90,07%	83,33%	53,79%	37,12%	-	-	-
Meters with Success < 95%	3,50	5,00	11,00	8,00	-	-	-
Meters with Success < 85%	0,50	1,00	9,50	5,50	-	-	-
Meters with Success < 50%	0,00	0,00	2,50	2,00	-	-	-
Cycle Completed	12,00	11,00	8,50	11,50	-	-	-
Average Cycle Duration (s)	7511,93	8460,90	12511,20	7890,25	-	-	-
Average Duration per Meter	21,34	24,04	35,54	22,42	-	-	-

PRIME 1.4	A	B	C	D	E	F	G
TOPOLOGY							
Total nodes expected	352	352	352	352	-	-	-
Average Connected Nodes	351,40	351,51	351,19	351,38	-	-	-
Nodes Manufacturer evaluated	32,00	32,00	32,00	32,00	-	-	-
Topology Changes per Minute	0,175	0,186	0,179	0,178	-	-	-
Average Switches	8,966	3,479	8,634	12,932	-	-	-
Average Level	1,998	0,997	1,988	1,993	-	-	-
Time to Reach 50% Connected Nodes (s)	93,5	93,5	93,0	71,5	-	-	-
Time to Reach 85% Connected Nodes (s)	397,5	396,5	595,5	380,5	-	-	-
Time to Reach 100% Connected Nodes (s)	1462,5	1119,5	2395,5	4021,0	-	-	-
AVAILABILITY (ED)							
Average Availability	99,87%	99,99%	100,00%	99,94%	-	-	-
Worst 25% Meters Availability	99,87%	99,99%	100,00%	99,94%	-	-	-
Worst 5% Meters Availability	97,92%	99,90%	100,00%	99,34%	-	-	-
Meters with Availability < 100%	1,00	1,00	0,00	4,00	-	-	-
Meters with Availability < 95%	0,50	0,00	0,00	0,00	-	-	-
Meters with Availability < 80%	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-
CYCLES (ED)							
Average Success	99,94%	95,53%	98,55%	97,80%	-	-	-
Worst 25% Meters Success	99,94%	84,24%	98,55%	92,65%	-	-	-
Worst 5% Meters Success	99,94%	53,21%	89,29%	78,47%	-	-	-
Meters with Success < 95%	0,00	2,00	3,50	4,00	-	-	-
Meters with Success < 85%	0,00	2,00	0,50	1,00	-	-	-
Meters with Success < 50%	0,00	1,00	0,00	0,00	-	-	-
Cycle Completed	25,50	25,50	20,00	25,50	-	-	-
Average Cycle Duration (s)	3455,23	3512,96	4926,46	3446,23	-	-	-
Average Duration per Meter	9,82	9,98	14,00	9,79	-	-	-

Figura 4. Informe de resultados globales del escenario 3

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos hasta el momento en el Escenario 3 muestran que una disponibilidad próxima al 100 % no es suficiente para valorar el comportamiento de un equipo en una red PLC. Se han observado diferencias relevantes en el éxito y la duración de las comunicaciones y en el tiempo de formación de la topología, incluso entre configuraciones con niveles de disponibilidad muy similares. La evaluación conjunta de estos indicadores permite detectar comportamientos que pasarían desapercibidos si el análisis se limitase a una única métrica.

Los ensayos realizados también muestran que PRIME 1.4 mejora de forma general el rendimiento respecto a PRIME 1.3.6, especialmente en los tiempos de comunicación, pero esta mejora no se reproduce de forma idéntica en todos los equipos ni en todas las condiciones de red. Esto refuerza la necesidad de evaluar cada implementación en condiciones comparables antes de ampliar su presencia en campo.

El principal valor de la metodología es precisamente reducir esa incertidumbre antes del despliegue, identificando qué combinaciones de equipo, configuración de red y versión de PRIME presentan un comportamiento adecuado y cuáles requieren un análisis adicional. El trabajo continúa actualmente con los restantes escenarios definidos y con la consolidación de los resultados e informes de cada equipo, con el objetivo de completar una evaluación progresiva de su interoperabilidad y robustez antes de su incorporación a mayor escala.

DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UN SMART BMS INALÁMBRICO PARA LA MONITORIZACIÓN, PROTECCIÓN Y GESTIÓN AVANZADA DE BATERÍAS

Cristina Herrero Ponce , Investigadora I+D Baterías, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Juan Carlos Ferrándiz Pardo , Investigador I+D Tecnologías de Red, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Jose Vicente Rocamonde Navarro, Responsable I+D Tecnologías de Red, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: En el proyecto TRACA se ha desarrollado un Smart BMS distribuido e inalámbrico formado por nodos sensores asociados a cada celda y un nodo maestro encargado de coordinar el conjunto. Los nodos miden tensión y temperatura y ejecutan el equilibrado pasivo; el maestro mide la corriente del paquete, gobierna los contactores, aplica las protecciones y coordina la estimación del estado de carga. Las funciones críticas permanecen en el propio BMS, mientras que la conexión exterior se utiliza para registrar los datos y alimentar cálculos más exigentes. La validación funcional se realizó en banco mediante dos parametrizaciones de referencia basadas en modelos comerciales de batería, con curvas OCV-SOC y límites de operación distintos. Las tensiones de celda se reprodujeron de forma controlada con una fuente DC regulable y se contrastaron con multímetro. Se comprobaron la medida de tensión, la transmisión de datos, el ajuste del SOC, la activación del equilibrado y las señales de protección. Posteriormente se realizaron demostraciones con empresas del sector utilizando fuentes de laboratorio, que permitieron contrastar la arquitectura y señalar la continuidad del enlace inalámbrico como el principal aspecto que debe reforzarse en la siguiente etapa.

Palabras clave: Smart BMS, BMS inalámbrico, baterías, monitorización, almacenamiento energético.

INTRODUCCIÓN

El BMS es la electrónica que mantiene las celdas dentro de sus límites seguros de tensión, corriente y temperatura, estima su estado de carga y coordina funciones como el equilibrado y la apertura de contactores. A medida que las baterías ganan peso en movilidad y almacenamiento, al BMS se le exige algo más que una supervisión básica: debe ofrecer información individual de cada celda, adaptarse a configuraciones distintas y hacerlo sin comprometer las funciones de protección. Las arquitecturas inalámbricas reducen el cableado de señales y facilitan la modularidad, pero trasladan parte del reto de integración a la disponibilidad y robustez de las comunicaciones (Lelie et. al, 2018; Samanta & Williamson, 2021).

Este trabajo se ha realizado dentro del proyecto TRACA. Aunque el proyecto aborda también la trazabilidad y el tratamiento avanzado de datos, esta comunicación se centra en el BMS desarrollado y en su validación funcional en banco: arquitectura hardware, variables medidas, protecciones, equilibrado, parametrización y comportamiento ante dos configuraciones de referencia basadas en modelos comerciales de batería. La plataforma externa se trata únicamente como una extensión del BMS para monitorización, registro y cálculo avanzado; las decisiones eléctricas que afectan a la seguridad permanecen en el sistema local.

ARQUITECTURA DEL SMART BMS

El BMS desarrollado presenta una arquitectura distribuida e inalámbrica con un nodo sensor conectado a cada celda y un nodo maestro común al paquete. Cada nodo sensor mide de forma continua la tensión de celda y la temperatura superficial e incorpora el circuito de equilibrado pasivo, basado en una resistencia de descarga gobernada mediante MOSFET. El nodo no decide por sí solo cuándo equilibrar, sino que ejecuta la orden recibida desde el maestro, de modo que la estrategia se mantiene coordinada para todo el conjunto.

El nodo maestro concentra la supervisión del paquete. Mide la corriente global, reúne las tensiones y temperaturas enviadas por los nodos, coordina el equilibrado y gobierna los contactores de potencia. Esta separación mantiene la electrónica de celda sencilla y repetible, mientras que las decisiones que afectan al conjunto se concentran en un único nivel de control. El desarrollo se materializó en prototipos específicos de nodo sensor y nodo maestro, que constituyen la base hardware del sistema validado.

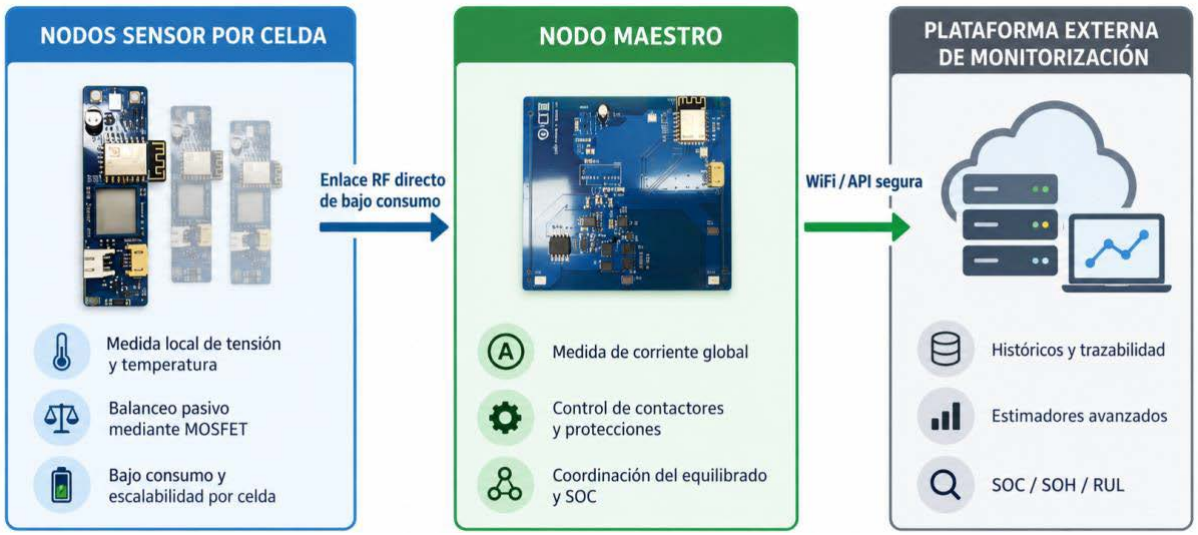


Figura 1. Arquitectura funcional del Smart BMS

Funciones eléctricas y de control

La protección se configura mediante umbrales de sobretensión y subtensión por celda (OVP y UVP), límites superior e inferior de temperatura (OTP y UTP) y condiciones de activación del equilibrado. Cuando se rebasa un límite, el maestro genera la señal de seguridad correspondiente y dispone del mando de los contactores para aislar el paquete. Para estimar el SOC se combina el conteo de culombios, referenciado a la capacidad nominal configurada, con la corrección mediante la curva OCV-SOC cuando la batería se encuentra en reposo. Esta corrección resulta especialmente útil en baterías cuya tensión cambia poco en una parte amplia del intervalo de SOC (Plett, 2004).

El equilibrado es pasivo y su inicio depende de una tensión configurable, además de las condiciones definidas en el firmware. La parametrización considera la curva OCV-SOC, los límites de protección, la capacidad nominal y el umbral de equilibrado de cada configuración de batería. Mantener estos valores como parámetros permite utilizar la misma arquitectura electrónica con paquetes de características muy diferentes sin rediseñar el BMS.

Comunicaciones y plataforma externa de monitorización

La comunicación se divide en dos enlaces con funciones claramente diferenciadas. Entre los nodos de celda y el maestro se utiliza radiofrecuencia de enlace directo y bajo consumo, de forma que cada nodo transmite sus medidas en intervalos breves y vuelve después a un estado de consumo reducido. El maestro concentra la información del conjunto y la envía por WiFi a la infraestructura externa mediante una API autenticada. En cada transmisión se agrupan la tensión, la temperatura, la corriente, los ciclos parciales y el SOC en un único mensaje, asociado a una marca temporal y a un identificador que permite mantener la trazabilidad de los datos. El envío solo se da por completado cuando el servidor confirma correctamente su recepción; si la comunicación falla, la información se conserva para volver a intentarlo en el siguiente ciclo.

La plataforma externa se ha planteado como una extensión de las capacidades de supervisión y análisis del BMS, no como parte de su cadena de seguridad. La API permite almacenar las variables eléctricas y térmicas en una base de datos de series temporales y conectar estos registros con los módulos de cálculo desarrollados en el proyecto. Sobre esta información se ejecutan los estimadores de estado de salud y vida útil remanente, cuyos resultados se almacenan de nuevo asociados a la celda y a sus registros temporales. La arquitectura incorpora además autenticación mediante tokens y sincronización horaria mediante NTP para mantener el control de acceso y la coherencia temporal de las medidas.

Esta separación permite que medida, equilibrado, protecciones y mando de contactores sigan dependiendo del propio BMS, mientras que la infraestructura externa se ocupa del histórico, la monitorización y de los cálculos que requieren mayor capacidad de procesamiento.

VALIDACIÓN FUNCIONAL EN BANCO

La validación funcional se realizó íntegramente en banco. Se seleccionaron dos modelos comerciales de batería como referencia y se definieron dos parametrizaciones con curvas OCV-SOC, límites de protección, capacidad nominal y umbral de equilibrado diferentes. Estos parámetros se incorporaron al firmware para comprobar que la misma arquitectura de BMS podía adaptarse a configuraciones eléctricas distintas. La Tabla I recoge los valores empleados en las dos configuraciones de referencia.

Parámetro	Caso 1	Caso 2
OVP	4,25 V	3,60 V
UVP	3,00 V	2,50 V
OTP	45 °C	55 °C
UTP	-20 °C	-10 °C
Capacidad nominal	100 Ah	3,5 Ah
Umbral de equilibrado	4,10 V	3,40 V

Tabla I. Parámetros eléctricos y operativos de las dos configuraciones de referencia empleadas en la validación en banco.

La comprobación funcional se realizó con una fuente DC regulable para reproducir la tensión de una celda y recorrer de forma controlada los puntos de operación, los valores de la curva OCV-SOC y los umbrales OVP, UVP y de equilibrado de cada configuración. La tensión aplicada se contrastó localmente con un multímetro digital. Sobre este montaje se comprobaron cinco funciones del BMS: correspondencia entre la tensión aplicada y la medida, representación y envío de los datos, ajuste del SOC a la curva OCV-SOC configurada, activación del equilibrado al cumplirse sus condiciones y generación de las señales de seguridad al superar los límites establecidos. Una vez completadas estas comprobaciones, el mismo tipo de montaje con fuentes de laboratorio se utilizó para realizar demostraciones del sistema a Hybrid Energy Storage Solutions Ltd y Endurance Motive S.A. Estas sesiones tuvieron carácter demostrativo y de contraste técnico.

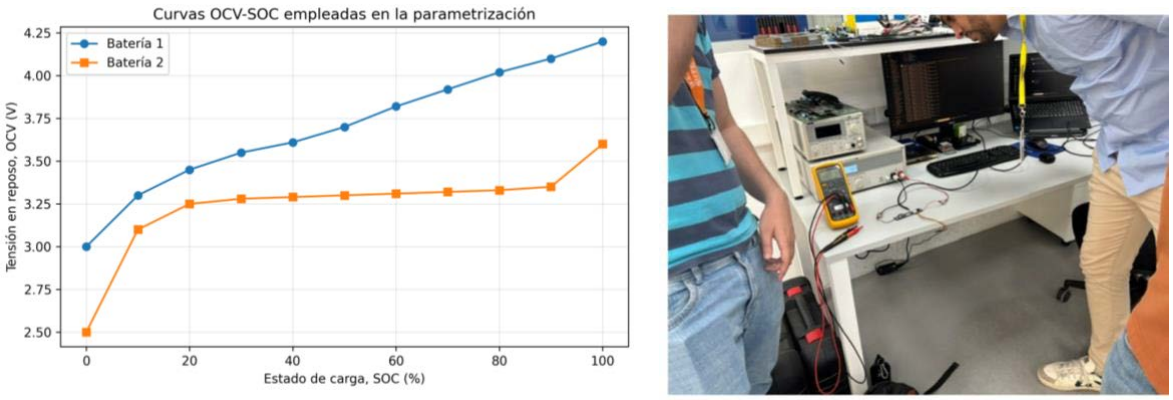


Figura 2. Curvas OCV-SOC configuradas y demostración funcional del Smart BMS con fuente DC

RESULTADOS

Verificación eléctrica y funcional

Las pruebas confirmaron el funcionamiento conjunto de la medida, la estimación de SOC, el equilibrado, las protecciones y la comunicación. Las tensiones generadas por la fuente fueron adquiridas por el BMS y enviadas al sistema de monitorización. En los puntos ensayados, el SOC se ajustó a la curva OCV-SOC seleccionada, el equilibrado se activó al alcanzarse el umbral configurado y las señales de seguridad aparecieron al rebasar los límites definidos. El mismo hardware pudo configurarse para dos parametrizaciones de referencia con capacidades, tensiones y ventanas térmicas claramente diferentes.

Este resultado es relevante porque la adaptación se realiza principalmente mediante parámetros y firmware, no mediante cambios en la arquitectura electrónica. El maestro conserva las funciones de supervisión y seguridad del paquete, mientras que la conexión exterior aporta registro histórico y capacidad de cálculo adicional. De esta forma, una actualización de los estimadores externos no obliga a modificar los nodos de celda ni desplaza fuera del BMS las decisiones de protección.

Demostración y contraste con empresas del sector

Las sesiones realizadas con Hybrid Energy Storage Solutions y Endurance Motive tuvieron carácter demostrativo y de contraste técnico. El funcionamiento del Smart BMS se mostró mediante fuentes de laboratorio, sin integrar baterías aportadas por las empresas. A partir de estas demostraciones, Hybrid Energy Storage Solutions valoró positivamente la mejora de los estimadores y el hecho de trasladar parte del cálculo avanzado fuera del BMS, pero advirtió de posibles interferencias causadas por el chasis y la envolvente de la batería. Endurance Motive destacó como punto fuerte la arquitectura modular y puso el foco en la continuidad de las comunicaciones: una conexión inalámbrica convencional puede no ofrecer por sí sola la estabilidad necesaria en todos los entornos. Como alternativa se planteó estudiar conectividad celular o IoT. Por tanto, el contraste fue favorable en cuanto al enfoque de la arquitectura, pero no constituye una validación del BMS integrado en baterías de las empresas; la robustez del enlace inalámbrico sigue siendo el principal aspecto que debe comprobarse antes de avanzar hacia una aplicación industrial.

PRÓXIMOS PASOS DEL DESARROLLO

El desarrollo aporta tres elementos especialmente útiles. Primero, lleva la medida de tensión y temperatura y el equilibrado hasta la propia celda, reduciendo el cableado de señales. Segundo, concentra en el maestro la corriente de paquete, las protecciones y el mando de contactores, de manera que las funciones críticas no dependen de la conexión con sistemas externos. Tercero, la parametrización permite adaptar el mismo hardware a configuraciones de batería muy distintas, como se ha comprobado en banco con los dos casos de referencia. La conexión exterior completa la arquitectura con registro histórico y cálculo avanzado, pero no sustituye al control local.

La validación realizada demuestra la validez de las funciones principales en un banco controlado y permite comprobar la adaptación del BMS a distintas parametrizaciones. El contraste posterior con las empresas señala además dónde está el siguiente reto: comprobar la continuidad y calidad del enlace inalámbrico cuando el sistema se integre en una batería real y en su envolvente definitiva. La siguiente evolución debería centrarse, por tanto, en ensayar las comunicaciones con el conjunto mecánico final y en definir un modo de conexión exterior acorde con el entorno de uso. Si WiFi no ofrece la disponibilidad necesaria, la conectividad celular o IoT planteada durante el contraste con las empresas es una alternativa razonable.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos confirman la viabilidad funcional de una arquitectura de BMS distribuida e inalámbrica en la que las funciones críticas de supervisión, protección y actuación permanecen dentro del propio sistema, mientras que la conexión exterior se reserva para el registro de datos y el cálculo avanzado. Esta separación resulta especialmente relevante, ya que permite aprovechar capacidades de procesamiento externas sin hacer depender la seguridad inmediata de la batería de la disponibilidad de las comunicaciones.

Las pruebas en banco con dos parametrizaciones basadas en modelos comerciales de características eléctricas claramente diferentes muestran además que la arquitectura desarrollada no está ligada a una única configuración de batería, sino que puede adaptarse mediante la parametrización de las curvas OCV-SOC, los límites de protección, la

capacidad nominal y las condiciones de equilibrado. Por tanto, una de las principales aportaciones del desarrollo es disponer de una base hardware común sobre la que configurar distintos sistemas de almacenamiento sin modificar la arquitectura del BMS. Las comprobaciones realizadas confirmaron el funcionamiento conjunto de la medida, la estimación de SOC, el equilibrado, las protecciones y la transmisión de información en el entorno controlado de laboratorio.

Las demostraciones realizadas con Hybrid Energy Storage Solutions y Endurance Motive permitieron contrastar dos decisiones de diseño: la modularidad del sistema y la separación entre el control local y el procesamiento externo. Al mismo tiempo, pusieron de manifiesto que la fiabilidad del enlace inalámbrico será uno de los aspectos determinantes para avanzar hacia una solución industrial, especialmente por la posible atenuación producida por el chasis y la envolvente de una batería real.

En conjunto, el trabajo permite concluir que el Smart BMS desarrollado constituye una base tecnológica configurable y funcional cuya electrónica y lógica principal han sido verificadas en banco. El siguiente salto de madurez requiere integrar el sistema en baterías reales y ensayarlo en condiciones más próximas a la aplicación final, con especial atención a la robustez de las comunicaciones inalámbricas y a su comportamiento dentro de la envolvente mecánica.

AGRADECIMIENTOS

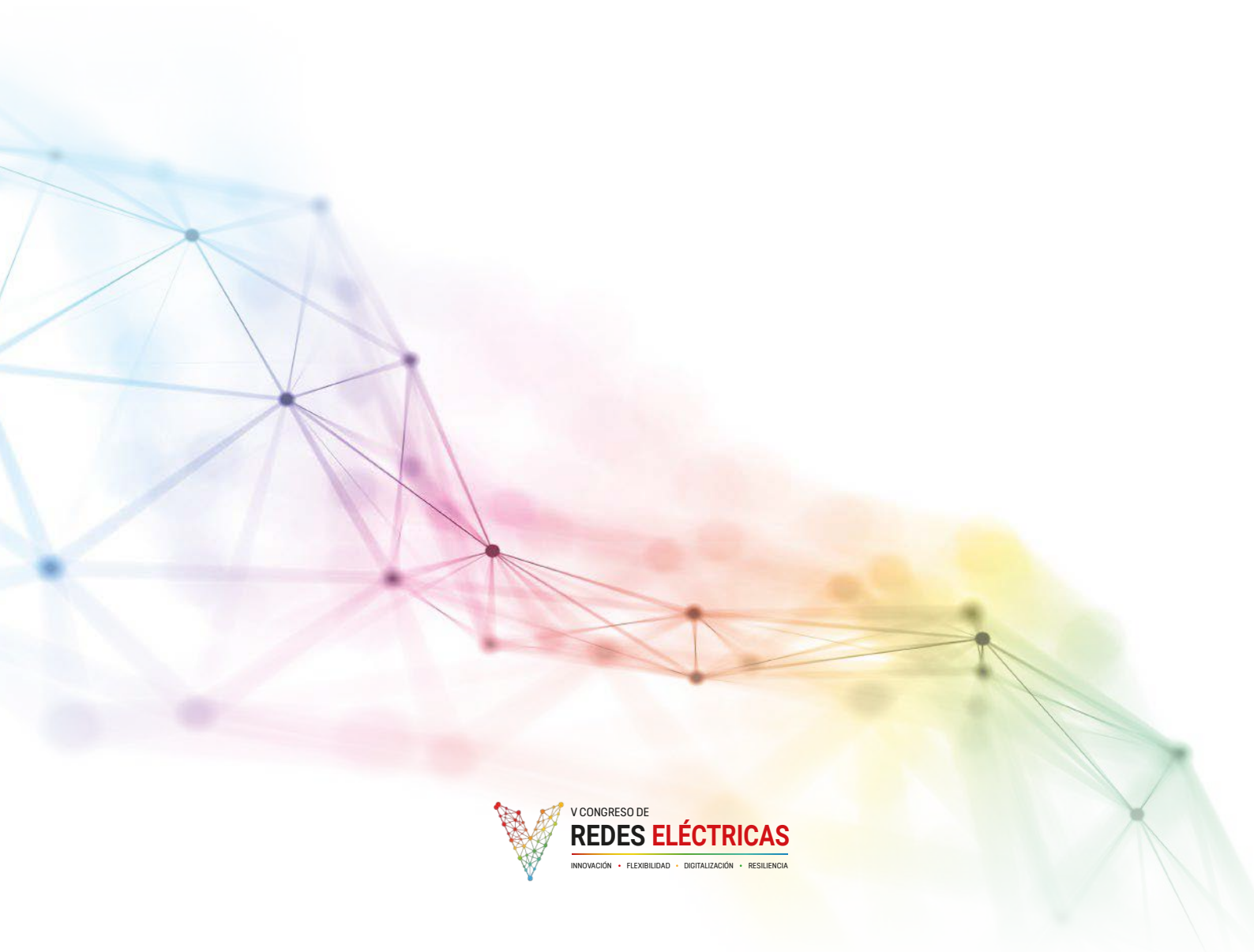
Las actividades descritas se han desarrollado en el proyecto TRACA, cofinanciado por l'Institut Valencià de Competitivitat Empresarial (IVACE+i) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), dentro del Programa Proyectos de I+D en Cooperación con Empresas, ejercicio 2025. Expediente ITE: IMDEEA/2025/49. Se agradece la colaboración de Hybrid Energy Storage Solutions Ltd y Endurance Motive S.A. en las sesiones de demostración y contraste técnico del Smart BMS.

REFERENCIAS

- Lelie, M., Braun, T., Knips, M., Nordmann, H., Ringbeck, F., Zappen, H. & Sauer, D.U., 2018, Battery management system hardware concepts: An overview, Applied Sciences, 8(4), 534.
- Plett, G.L., 2004, Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs. Part 1: Background, Journal of Power Sources, 134(2), 252-261.
- Samanta, A. & Williamson, S.S., 2021, A survey of wireless battery management system: Topology, emerging trends, and challenges, Electronics, 10(18), 2193.

06

SECCIÓN ACADÉMICA



V CONGRESO DE
REDES ELÉCTRICAS
INNOVACIÓN • FLEXIBILIDAD • DIGITALIZACIÓN • RESILIENCIA

MODELADO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS TRIFÁSICOS DESEQUILIBRADOS EN VERAGRID

Alex Blanco Castro, Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTech / Trabajo final de máster en Electric Power Systems and Drives. Doctorando industrial en Ingeniería Eléctrica, eRoots Analytics.

Supervisores: Eduardo Prieto Araujo, Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTech; Josep Fanals Batllori, eRoots Analytics.

Resumen: La creciente penetración de recursos distribuidos, cargas monofásicas y generación basada en convertidores hace que las aproximaciones equilibradas de secuencia positiva resulten insuficientes para estudiar muchas redes eléctricas reales. Este trabajo final de máster desarrolla en VeraGrid, evolución del entorno GridCal empleado en el TFM, un marco de análisis en dominio de fases para redes trifásicas desequilibradas. La contribución incluye modelos detallados de líneas aéreas, transformadores estrella, triángulo y zig-zag, cargas ZIP, compensación reactiva y una formulación inicial orientada a convertidores. Sobre esta base se implementa un flujo de cargas Newton-Raphson en coordenadas abc y un módulo de cortocircuito que calcula tensiones y corrientes físicas de fase sin ensamblar redes de secuencia. La validación con el IEEE 13 Node Test Feeder y el IEEE European Low Voltage Test Feeder muestra una concordancia excelente con referencias de la literatura. Además, el trabajo constituye el punto de partida de una tesis doctoral industrial dedicada al análisis de cortocircuitos en redes dominadas por generación renovable y convertidores.

Palabras clave: VeraGrid, desequilibrio, flujo, cortocircuitos, protección, renovables, distribución, convertidores.

Documento original del TFM: https://upcommons.upc.edu/bitstreams/a54bf77c-0f6b-4ac1-ac1f-d89c68ad4bdb/download

INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN

Los sistemas eléctricos de transmisión y distribución se han analizado tradicionalmente mediante modelos equilibrados, muy eficaces para muchos estudios clásicos pero cada vez menos representativos de la realidad operativa. Las redes de distribución incluyen ramales monofásicos y bifásicos, cargas muy desiguales entre fases, líneas no transpuestas y transformadores con conexiones diversas; al mismo tiempo, la generación renovable y los recursos conectados mediante electrónica de potencia modifican la respuesta de la red ante perturbaciones y faltas.

El TFM aborda esta necesidad desde una perspectiva práctica: dotar a VeraGrid de capacidades abiertas para modelar, calcular y validar redes desequilibradas directamente en coordenadas de fase. La aportación se alinea con las prioridades actuales de digitalización, resiliencia, integración renovable y mejora de las herramientas de operación y protección de redes eléctricas.

OBJETIVOS Y ALCANCE

El proyecto se desarrolló en colaboración entre la Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTech y eRoots Analytics, con el objetivo de transformar una necesidad de investigación en una funcionalidad implementada dentro de una herramienta de simulación abierta. Los objetivos principales fueron:

- formular una biblioteca de modelos trifásicos desequilibrados para líneas, transformadores, cargas, compensación reactiva y convertidores;
- normalizar los elementos de red a equivalentes coherentes de tres hilos en estrella, conservando el efecto de conexiones en triángulo y zig-zag;
- implementar un flujo de cargas Newton-Raphson en dominio de fases, válido para buses trifásicos, bifásicos y monofásicos;
- extender el análisis de cortocircuitos para obtener tensiones y corrientes abc ante faltas desequilibradas, partiendo del punto de operación prefalta;
- validar los resultados con redes de referencia ampliamente utilizadas por la comunidad IEEE.

METODOLOGÍA DESARROLLADA

La metodología se apoya en una representación nodal de la red en dominio de fases. En líneas aéreas, las impedancias se calculan a partir de la geometría de los conductores, incorporando acoplamientos propios y mutuos, retorno por tierra mediante el método de Carson y reducción de Kron cuando procede. En transformadores se construyen matrices primitivas y matrices de conectividad para representar configuraciones estrella, triángulo y zig-zag, incluyendo los desfases y los acoplamientos entre fases. Las cargas y elementos shunt se expresan de forma consistente como modelos de impedancia, corriente o potencia, de modo que los elementos monofásicos, bifásicos y trifásicos puedan convivir en una misma formulación.

Sobre esta capa de modelado se formula el flujo de cargas trifásico. El algoritmo resuelve de forma iterativa las tensiones complejas de cada fase mediante Newton-Raphson, y utiliza una máscara de buses para activar únicamente las fases existentes en cada nodo. Esto evita forzar artificialmente redes equilibradas y permite representar sistemas reales de distribución con ramales de distinta naturaleza.

El módulo de cortocircuitos reutiliza el resultado del flujo de cargas prefalta. A continuación linealiza cargas y elementos shunt alrededor del punto de operación, representa los generadores mediante equivalentes de Norton e incorpora la admitancia de falta en el bus y fases seleccionadas. Así se obtienen tensiones postfalta y corrientes de cortocircuito directamente como magnitudes físicas de fase, lo que facilita su interpretación para estudios de protección, selectividad y resiliencia.

RESULTADOS Y VALIDACIÓN

La validación se planteó con bancos de prueba públicos para que los resultados fueran reproducibles. La Tabla I resume los casos más representativos y el papel de cada uno dentro de la verificación del trabajo.

Caso de validación	Qué se comprobó	Resultado principal
IEEE 13 Node Test Feeder	Sistema radial con fases mixtas, cargas ZIP, transformadores y bancos de condensadores.	Las magnitudes y ángulos de tensión en las fases a, b y c reproducen los valores de referencia con coincidencia prácticamente exacta.
IEEE European Low Voltage Test Feeder	Red europea de baja tensión de 906 buses, 905 líneas y perfiles temporales de carga.	Las curvas de tensión en buses representativos muestran muy alta concordancia con las referencias OpenDSS/GridLAB-D; las pequeñas diferencias proceden de la conversión de datos de secuencia a abc.
Cortocircuito fase-tierra en bus 634	Falta monofásica a tierra sobre la red IEEE 13 Node para distintos valores de resistencia de falta.	El método reproduce la caída de tensión en la fase afectada, el impacto en el bus aguas arriba y la redistribución de tensiones en las fases sanas.

Tabla I. Síntesis de los principales ensayos de validación.

La validación del flujo de cargas demuestra que el modelo no solo reproduce redes trifásicas completas, sino también sistemas de distribución con fases ausentes y cargas desbalanceadas. En el caso de cortocircuito, el resultado más relevante es que el usuario obtiene directamente la evolución espacial de las tensiones de cada fase, sin tener que reconstruirlas a partir de componentes de secuencia. Esto aporta una lectura más transparente del comportamiento de la red ante faltas asimétricas.

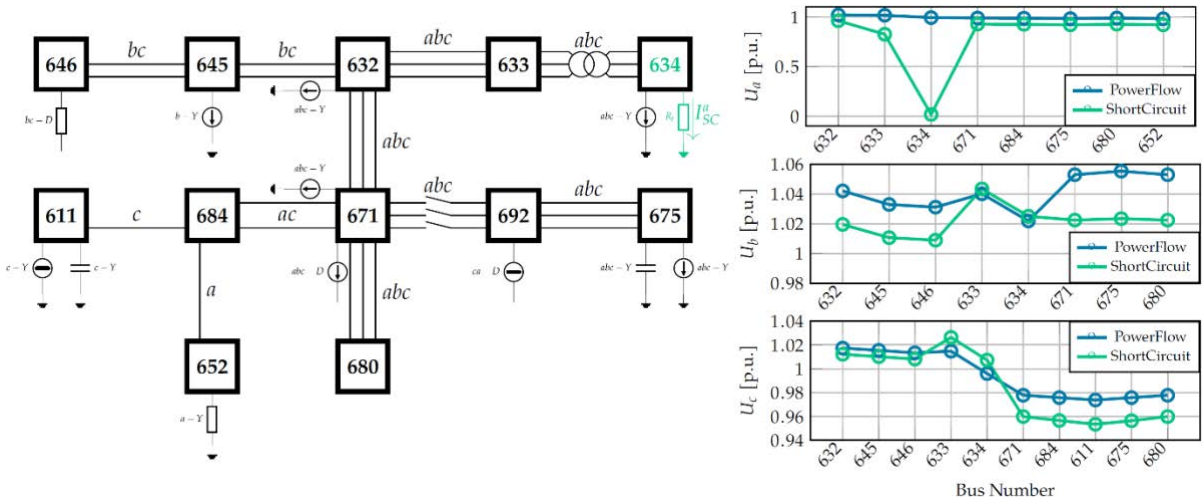


Figura 1. Red IEEE 13 y respuesta trifásica obtenida con VeraGrid ante un cortocircuito monofásico a tierra en el bus 634.

IMPACTO Y CONTINUIDAD DOCTORAL

El impacto del TFM reside en combinar rigor matemático, implementación software y validación reproducible. Al integrarse en VeraGrid, los modelos no quedan como una formulación aislada, sino como una capacidad disponible para investigación, formación y estudios de red. Esto es especialmente útil en escenarios donde la planificación y operación deben considerar generación distribuida, autoconsumo, electrificación de la demanda, recursos flexibles y protecciones sensibles a la respuesta fase a fase.

El trabajo también ha sido decisivo para abrir la línea de investigación doctoral que el autor desarrolla actualmente dentro de un doctorado industrial en ingeniería eléctrica. La tesis doctoral, titulada provisionalmente Static and Dynamic Analysis of Balanced and Unbalanced Short-Circuits in Modern Power Systems Dominated by Renewable Generation, parte de la formulación prefalta en dominio de fases desarrollada en este TFM y la extiende hacia redes dominadas por convertidores. En esa continuación se estudian límites de corriente de VSC, prioridades de control, PLL, lógica de fault-ride-through y validación frente a simulaciones dinámicas detalladas, aspectos en los que los métodos normalizados como IEC 60909 resultan limitados para ciertos sistemas modernos.

De este modo, el TFM constituye una primera pieza de una línea más amplia: pasar de herramientas equilibradas y simplificadas a plataformas abiertas capaces de representar redes reales, híbridas y desequilibradas con suficiente fidelidad para apoyar decisiones de diseño, operación y protección.

CONCLUSIONES

- Se ha desarrollado un marco de modelado trifásico en dominio de fases que permite representar líneas, transformadores, cargas, shunts y convertidores con el desequilibrio propio de redes reales.
- Se ha implementado un flujo de cargas Newton-Raphson en abc, con tratamiento explícito de fases ausentes, validado frente a sistemas IEEE de referencia.
- Se ha extendido el análisis de cortocircuitos para faltas tanto equilibradas como desequilibradas, obteniendo tensiones y corrientes físicas directamente interpretables por fase.
- La implementación en VeraGrid aporta valor práctico al sector eléctrico al acercar estas capacidades a una herramienta abierta y extensible.
- El TFM ha servido como base metodológica para una tesis doctoral industrial centrada en cortocircuitos en redes con alta penetración renovable y convertidores de potencia.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a Eduardo Prieto Araujo y Josep Fanals i Batllori su supervisión durante el TFM, así como a la Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTech y eRoots Analytics por facilitar un entorno en el que la investigación académica pudo trasladarse a una herramienta software con vocación industrial.

REFERENCIAS

Blanco Castro, A., 2025, Modelling and Analysis of Three-phase Unbalanced Electric Power Systems, Trabajo Final de Máster, Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTech, UPCommons: https://upcommons.upc.edu/bitstreams/a54bf77c-0f6b-4ac1-ac1f-d89c68ad4bdb/download

Laughton, M., 1968, System representation in phase frame of reference - analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase-coordinates, Proceedings of the IEE.

Wasley, R. & Shlash, M.A., 1974, Newton-Raphson algorithm for 3-phase load flow, Proceedings of the Institution of Electrical Engineers.

Carson, J.R., 1926, Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal, 5(4), pp. 539-554.

IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, 2004, IEEE 13 Node Test Feeder.

Schneider, K.P. et al., 2017, Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders, IEEE Transactions on Power Systems.

Song, J., Fanals-Batllori, J., Marín, L., Cheah-Mane, M., Prieto-Araujo, E., Bullich-Massagué, E. & Gomis-Bellmunt, O., 2024, A short-circuit calculation solver for power systems with power electronics converters, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 157, 109839.

Song, J., Cheah-Mane, M., Prieto-Araujo, E. & Gomis-Bellmunt, O., 2025, Short-circuit calculation of power systems with power electronics converters considering asymmetrical faults and converter limits, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 170, 110804.

eRoots Analytics, 2025, Software for modern power systems, https://www.eroots.tech/.

Vera, S.P., 2024, GridCal - Power systems planning and simulation software, eRoots Analytics, https://gridcal.readthedocs.io/en/latest/.

Shlash, M.A., 1974, Three-phase analysis of unbalanced power system networks, Ph.D. dissertation, University of Manchester Institute of Science and Technology, Manchester, UK.

Harker, B. & Arrillaga, J., 1979, Three-phase AC/DC load flow, Proceedings of the Institution of Electrical Engineers.

Anderson, P.M., 1973, Analysis of Faulted Power Systems, Iowa State University Press.

Acha, E., 2015, Three-phase Power Flow Analysis, Coimbra.

Arrillaga, J. & Watson, N.R., 2005, Computer Modelling of Electrical Power Systems, John Wiley & Sons.

DIgSILENT GmbH, 2024, PowerFactory - Power System Analysis Software, Gomaringen, Germany, https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html.

IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee, 2025, IEEE PES Test Feeders - Resources, https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/.

IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee, 2004, IEEE PES Distribution System Radial Test Feeders, http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html.

Electric Power Research Institute, 2025, OpenDSS: Distribution System Simulator, http://sourceforge.net/projects/electricdss/.

U.S. Department of Energy, Pacific Northwest National Laboratory, 2025, GridLAB-D: Power Distribution Simulation Software, http://www.gridlabd.org/.

Dugan, R.C., Kersting, W.H., Carneiro, S., Arritt, R.F. & McDermott, T.E., 2009, Roadmap for the IEEE PES test feeders, IEEE Power & Energy Society General Meeting.

Fanals-Batllori, J., Song, J., Cheah-Mane, M., Prieto-Araujo, E. & Gomis-Bellmunt, O., 2023, Grid code analysis considering converter-based grid voltage support during faults, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 148, 109000.

Dommel, H.W., 1986, Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book, Bonneville Power Administration.

Grainger, J.J. & Stevenson, W.D., Jr., 1994, Power System Analysis, McGraw-Hill.

Nota: comunicación preparada para la sección académica del V Congreso de Redes Eléctricas 2026.

OPTIMIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN EN EL MERCADO DIARIO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE MICRORREDES CON ALMACENAMIENTO HIBRIDO MEDIANTE PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA ENTERA MIXTA CON RESTRICCIONES CUADRÁTICAS

Antonio Otero, Estudiante de Master Ing. Industrial, Dpto. Ing. Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba
Jorge Hurtado, Profesor Sustituto Interino, Dpto. Ing. Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba
Juan José Márquez Quintero, Profesor Sustituto Interino, Dpto. Ing. Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba
Felix Garcia-Torres, Profesor Permanente Laboral, Dpto. Ing. Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba

Resumen: La transición hacia un sistema de generación distribuida, en el que una parte creciente de la producción eléctrica se integra en la red de distribución, modifica de forma sustancial a como se venía realizando la gestión del sistema eléctrico de potencia donde casi toda la generación se realizaba en la red de transporte. La presencia no despreciable de la componente resistiva en estas redes intensifica el acoplamiento entre el control de tensión y el control de frecuencia. Este cambio estructural coincide con un escenario energético dominado por fuentes renovables, donde el almacenamiento se ha asociado principalmente a la provisión de flexibilidad en potencia activa para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos sin considerar la necesidad de compensar reactiva. El trabajo propone un esquema de control basado en programación cuadrática mixta-entera con restricciones cuadráticas (MIQCP,*Mixed-Integer Quadratic Programming with Quadratic Constraints)* para microrredes

Palabras clave: Almacenamiento Híbrido, Optimización de Potencia Activa y Reactiva, Programación Cuadrática Mixta Entera con Restricciones Cuadráticas

INTRODUCCION

El apagón ibérico del 28 de abril de 2025 produjo un colapso sistémico donde el control de tensión y, en particular, el balance de potencia reactiva, desempeñaron un papel central. Los informes técnicos coinciden en que no hubo una causa única, sino una combinación de fallos operativos, tecnológicos y regulatorios que llevaron al sistema a un punto de no retorno. El sistema eléctrico ibérico experimentó un incremento rápido y descontrolado de la tensión, amplificado por oscilaciones locales y continentales. Estas oscilaciones actuaron como una resonancia que tensó la red y redujo progresivamente el margen de estabilidad. Cuando la tensión superó ciertos umbrales, comenzaron desconexiones automáticas de generación, lo que agravó aún más la situación. La potencia reactiva es esencial para mantener la tensión dentro de rangos seguros. Su gestión adecuada permite absorber o suministrar energía reactiva según lo requiera la red. En el apagón ibérico, varios factores convergieron para crear un déficit funcional de capacidad de control de reactiva: i) Los generadores convencionales aportaron una insuficiente provisión de reactiva, algunos generadores no alcanzaron ni el 75% de la potencia reactiva solicitada por el operador del sistema, ii) Muchas plantas solares y eólicas funcionaban bajo esquemas de factor de potencia fijo, lo que impedía ajustar su aporte de reactiva ante variaciones de tensión. Al no participar activamente en el control de tensión, contribuyeron a que el sistema perdiera estabilidad en el momento crítico (ENTSO-E, 2026).

La introducción de energía solar y eólica no aportan inercia al sistema. El uso de microrredes puede aportar por un lado inercia virtual, pero por otro lado pueden aportar servicios de flexibilidad para soporte de potencia activa y reactiva al operador del sistema para compensar desajustes de tensión y frecuencia. El objeto de este trabajo es proporcionar un marco para controlar de manera acoplada la potencia activa y reactiva en microrredes. Con objeto de maximizar la densidad de energía y potencia, mejorando así la respuesta ante transitorios y autonomía del sistema el marco de trabajo se hace con una microrred con almacenamiento híbrido de energía formado por baterías e hidrógeno.

El presente trabajo amplia los desarrollos realizados por los autores en los trabajos presentados en (Garcia-Torres, 2015)) proporcionando un marco completo para optimización conjunta de potencia activa y reactiva microrredes con almacenamiento híbrido.

DISEÑO DEL SISTEMA DE OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

La implementación del controlador se ha realizado en lenguaje Python, utilizando el entorno de optimización Gurobi para la resolución del problema matemático. En su conjunto, proporciona una base sólida para el análisis técnico y económico de estrategias de operación en sistemas energéticos renovables avanzados ya que permite analizar de manera detallada el reparto energético, la evolución de los estados de almacenamiento, la gestión de potencia tanto activa como reactiva, así como, el impacto económico de las decisiones de control.

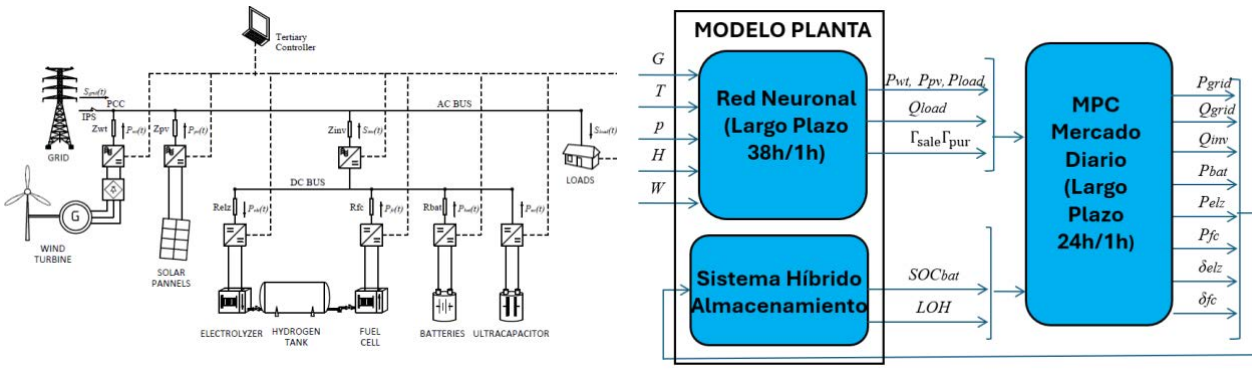


Figura 1. Microrred objeto del estudio y Diagrama de bloques del Controlador

En la *Figura 1*, se muestra tanto la estructura de la microrred como los los elementos que constituyen la integración del controlador en una microrred de generación renovable y almacenamiento híbrido de energía así como la dirección de los flujos de potencia, donde a partir de una red neural usando las variables meteorológicas de irradiancia *G*, temperatura *T*, presión *p*, humedad *H* y velocidad del viento *W* se obtiene una predicción tanto para las potencias de generación de solar P_{pv}, eólica P_{wt}, y de consumo de potencia activa y reactiva de las cargas P_{load} Q_{load} al igual que los precios en el mercado eléctrico de compra y venta de energía Γ_{sale}^{DM} y $\Gamma_{pur}^{DM}(t)$.

El problema de optimización de la potencia activa y reactiva de una microrred mediante el uso de técnicas MPC de una microrred se puede expresar en el marco de la programación entera mixta como un problema de programación cuadrática mixta con restricciones cuadráticas (MIQPQC, *Mixed-Integer Quadratic Programming with Quadratic Constraints).* Este problema puede ser formulado en función de un conjunto de variables de entrada continuas de la microrred, $\boldsymbol{u} \in \mathcal{U}$, de un conjunto de variables lógicas $\boldsymbol{\delta} \in \{0,1\}$, un conjunto de variables de estado $\boldsymbol{x} \in X$,de las variables derivadas del producto mixto entre variables lógicas y continuas $\boldsymbol{z} \in \mathcal{Z}$, de las variables de salida $\boldsymbol{y} \in \mathcal{Y}$ y de las perturbaciones $\boldsymbol{d} \in \mathcal{D}$. Mediante una función de coste (1) y las restricciones que modelan la microrred en el espacio de estados considerando un modelo de planta dinámico lógico mixto (MLD, *Mixed Logic Dynamic*) con restricciones cuadráticas usando las restricciones expresadas en (2)-(5). Las matrices A, B, C, D y Edescriben las relaciones lineales entre las distintas variables que componen el modelo de la microrred, incluyendo tanto la dinámica del sistema como las restricciones lógicas y operativas que gobiernan su funcionamiento. Mientras que las matrices Q se reservan para las relaciones cuadráticas entre variables.

$$\min \sum_{t=t_o}^{t_f} \mathrm{J}(u(t), \delta(t), z(t), x(t), y(t)) \quad \textbf{(1)}$$

$$x(t+1) = A\,x(t) + B_u\,u(t) + B_\delta\,\delta(t) + B_z\,z(t) + B_d\,d(t) \quad \textbf{(2)}$$

$$y(t) = C\,x(t) + D_u\,u(t) + D_\delta\,\delta(t) + D_z\,z(t) + D_d\,d(t) \quad \textbf{(3)}$$

$$E_\delta\,\delta(t) + E_z\,z(t) \leq F_x\,x(t) + E_u\,u(t) + E_d\,d(t) \quad \textbf{(4)}$$

$$x(t)^{\top} Q_x\, x(t) + u(t)^{\top} Q_u\, u(t) + z(t)^{\top} Q_z\, z(t) + \delta(t)^{\top} Q_\delta\, \delta(t) + y(t)^{\top} Q_y\, y(t) \leq r \quad \textbf{(5)}$$

Siguiendo la metodología introducida en (Garcia-Torres, 2015) y añadiendo la reactiva de la microrred el problema puede ser particularizado con las siguientes variables continuas que formaría el vector $\boldsymbol{u}(t)$ formado por $P_{inv}(t), Q_{inv}(t)$ y $S_{inv}(t)$ son la potencia del inversor donde se acopla el bus de continua que integra al electrolizador, la pila y las baterías como se puede observar en la Fig. 3. $P_{elz}(t), P_{fc}(t)$ y $P_{bat}(t)$ son las potencias de consigna horarias para el electrolizador, la pila y las baterías respectivamente. El vector de variables lógicas $\boldsymbol{\delta}(t)$ estaría compuesto por las señales de encendido del electrolizador y la pila de combustible $\delta_{elz}(t), \delta_{fc}(t)$, las variables lógicas auxiliares de arranque del electrolizador y la pila $\sigma_{elz}(t)$ y $\sigma_{fc}(t)$, las variables lógicas auxiliares χ_{elz} y χ_{fc} que detectan aquellos instantes en los que el electrolizador y la pila están encendidos salvo en los instantes de arranque y parada. Se integran también las variables $\delta_{pur}(t), \delta_{sale}(t)$ relacionadas con el signo de $P_{grid}(t)$, estando $\delta_{pur}(t)$=1 cuando la potencia de la red es positiva (proceso de compra) y $\delta_{sale}(t)$=1 para la potencia de red negativa o proceso de venta. Igualmente se incorporan variables con el proceso de carga (potencia de la batería negativa) y descarga de las baterías $\delta_{ch}(t), \delta_{dis}(t)$. El vector de productos mixtos está formado por las operaciones de variables tanto lógicas como continuas, en concreto se tiene las expuestas en las expresiones

$$z_\alpha(t) = P_\beta(t) \cdot \delta_\alpha(t)\big|_{\alpha=pur,dis,elz,fc}^{\beta=grid,bat,elz,fc,} \quad \textbf{(6)}$$

$$z_\alpha(t) = -P_\beta(t) \cdot \delta_\alpha(t)\big|_{\alpha=sale,ch}^{\beta=grid,bat,} \quad \textbf{(7)}$$

$$\vartheta_\alpha(t) = (P_\alpha(t) - P_\alpha(t-1)) \cdot \chi_\alpha(t)\big|_{\alpha=elz,fc} \quad \textbf{(8)}$$

El vector de variables de estado de la planta $\boldsymbol{x}(t)$ está formado por la evolución del estado de carga de las baterías $SOC(t)$ y el nivel de hidrógeno almacenado en el tanque $LOH(t)$. El vector de perturbaciones $\boldsymbol{d}(t)$ o variables no manipulables de la microrred se particulariza para el caso de estudio por la predicción de potencia fotovoltaica P_{pv}(t), la potencia de predicción eólica P_{wt}(t) y la potencia tanto activa como reactiva consumida por las cargas P_{load}(t) y Q_{load}(t).

Finalmente, las variables de salida de la microrred $\boldsymbol{y}(t)$ están formadas por $P_{grid}(t), Q_{grid}(t), S_{grid}(t)$ que son la potencia activa, reactiva y aparente de intercambio con la red principal

$$J = \sum_{t=0}^{24} -\Gamma_{sale}^{DM}(t) z_{sale}(t) + \Gamma_{pur}^{DM}(t) z_{pur}(t) + \sum_{\alpha=elz,fc} \left(\frac{CC_\alpha}{Hours_\alpha} + Cost_{o\&m,\alpha}\right) \delta_\alpha(t) + + Cost_{startup,\alpha} \sigma_\alpha(t) + Cost_{degr,\alpha} \cdot \vartheta_\alpha(t)^2 \quad \textbf{(9)}$$

La función de coste expresada en (1), puede ser particularizada para la planta objeto de éste trabajo, siguiendo la metodología previamente desarrollada por los autores en (Garcia-Torres, 2015) con la ecuación (5). El primer término de la función de coste se busca para maximizar las ventas según el precio de venta de la energía en el mercado diario $\Gamma_{sale}^{DM}(t)$ y el segundo minimizar las compras en el mercado diario $\Gamma_{pur}^{DM}(t)$, el tercer término cuantifica el coste de uso de la baterías según el coste unitario de cada ciclo de las baterías obtenido dividiendo el coste de adquisición de las baterías CC_{bat} por el número de ciclos de las baterías $Cycles_{bat}$, el cuarto término penaliza valores altos en la carga y descarga de las baterías, mientras que el quinto término busca minimizar el coste de uso del electrolizador y la pila de combustible según el coste unitario de cada hora de operación obtenido dividiendo el coste de adquisición de los equipos CC_α por el número de horas de funcionamiento $Hours_\alpha$ y el coste horario por operación y mantenimiento de los equipos $Cost_{o\&m,\alpha}$. El sexto término de la función de coste minimiza los arranques y paradas del electrolizador y pila de combustible debido a que estos procesos producen de degradación en dichos

sistemas. El último minimiza las operaciones fluctuantes del electrolizador y la pila de combustible en todos los instantes de operación salvo en los de arranque y parada de los equipos.

La restricción expresada en (2) es particularizada para la planta mediante las expresiones (10) y (11), donde η_{ch} y η_{dis} son las eficiencias en los procesos de carga y descarga de las baterías. Mientras que $cons_{elz}$ y $cons_{elz}$ marcan los consumos del electrolizador y pila de combustible por kg de hidrógeno producido o consumido respectivamente.

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \left(\frac{\eta_{ch}}{C_{bat}}\right) \cdot z_{ch}(t) - \left(\frac{1}{\eta_{dis} \cdot C_{bat}}\right) \cdot z_{dis}(t) \quad \textbf{(10)}$$

$$LOH(t) = LOH(t-1) \; + \left(\frac{z_{elz}(t)}{cons_{elz}}\right) - \left(z_{fc}(t) \cdot cons_{fc}\right) \quad \textbf{(11)}$$

La expresión (3), se particulariza por el balance de potencias de la microrred expresado (12) y (13). Al igual que la descomposición de P_{grid} y P_{bat} en sus términos semidefinidos positivos indicados en (14)-(15), y el balance de potencia activa en el inversor agregador de sistemas de almacenamiento en el bus de continua vease Figura 1.

$$P_{pv}(t) + P_{wt}(t) - P_{load}(t) + P_{grid}(t) + P_{bat}(t) + z_{fc}(t) - z_{elz}(t) = 0 \quad \textbf{(12)}$$

$$-Q_{load}(t) + Q_{grid}(t) + Q_{inv}(t) = 0 \quad \textbf{(13)}$$

$$P_{grid}(t) = z_{pur}(t) - z_{sale}(t) \quad \textbf{(14)}$$

$$P_{bat}(t) = z_{dis}(t) - z_{ch}(t) \quad \textbf{(15)}$$

$$P_{inv}(t) = P_{bat}(t) + z_{fc}(t) - z_{elz}(t) \quad \textbf{(16)}$$

Los términos de la expresión (4) vienen derivados de la linealización de las relaciones lógicas expresadas en las ecuaciones usando las conversiones definidas en (Bemporad, & Morari, 1999) para el desarrollo de los productos mixtos definidos en (6)-(8) y las relaciones definidas en las expresiones (17)-(20), al igual que las restricciones de desigualdad incluidas en (21).

$$\sigma_{\alpha}(t) = \delta_{\alpha}(t) \; \wedge\backsim \; \delta_{\alpha}(t-1)|_{\alpha=elz,fc} \quad \textbf{(17)}$$

$$\chi_{\alpha}(t) = \delta_{\alpha}(t) \; \wedge \delta_{\alpha}(t-1)|_{\alpha=elz,fc} \quad \textbf{(18)}$$

$$\delta_{\alpha}(t) = 1 \; \Leftrightarrow P_{\beta}(t) \leq 1|_{\alpha=pur,ch}^{\beta=grid,bat} \quad \textbf{(19)}$$

$$\delta_{\alpha}(t) = 1 \; \Leftrightarrow P_{\beta}(t) \leq 1|_{\alpha=pur,ch}^{\beta=grid,bat} \quad \textbf{(20)}$$

$$0 \leq \delta_{\alpha} + \delta_{\beta} \leq 1|_{\alpha=pur,ch,elz}^{\beta=sale,dis,fc} \quad \textbf{(21)}$$

Finalmente, las restricciones cuadráticas introducidas en (5) vienen dadas por las expresiones (22) y (23). La restricción cuadrática (22) establece los limites operativos en términos de potencia aparente, mientras que la (23) busca imponer los límites de potencia según un factor de potencia máximo establecido tanto en la red como en el inversor de los sistemas de almacenamiento.

$$(P_\alpha(t))^2 + (Q_\alpha(t))^2 \leq (S_\alpha^{max})^2|_{\alpha=grid,inv} \quad \textbf{(22)}$$

$$(P_\alpha(t))^2 - (S_\alpha(t) \cdot FP_\alpha^{max})^2 \geq 0|_{\alpha=grid,inv} \quad \textbf{(23)}$$

RESULTADOS

En este punto se presentan una serie de figuras resultado de la simulación del modelo del controlador elaborado en Python y su correspondiente análisis. En la *Figura* 2-izquierda, se refleja el balance de potencia activa de un día tipo. Entre las diversas apreciaciones, se pueden observar comportamientos resultado de algunas de las restricciones impuestas en el código como por ejemplo: no existen puntos en los que se haya compra y venta de energía al mismo tiempo, de igual modo ocurre con la carga y descarga de la batería y con la generación (FC) y el consumo de energía (ELZ) del vector hidrógeno. Todos estos modos de operación están desarrollados en el bloque de restricciones.

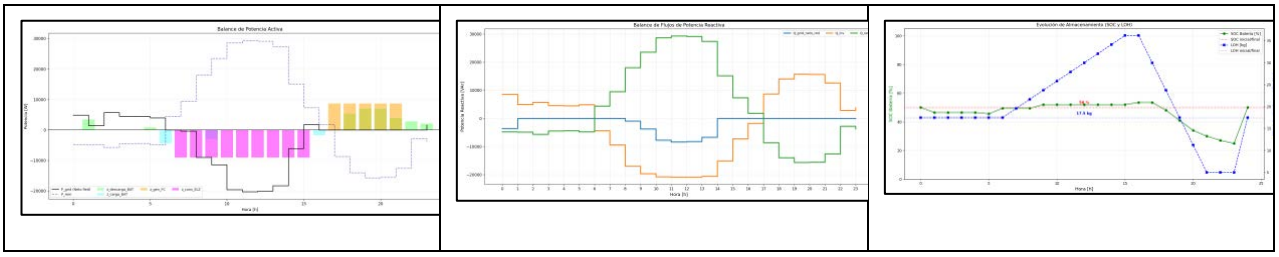


Figura 2. Balance de Potencia Activa (W), reactiva y estado de carga SOC&LOH

En la Figura 3-centro, se observa la evolución de las variables continuas de potencia reactiva, donde el inversor (Q_{inv}) toma un papel fundamental ya que es el encargado de absorber o inyectar energía reactiva para compensar la demanda prevista el día anterior, bajo unos límites de capacidad, por lo que si el remanente excede la capacidad del inversor, el algoritmo debe de tener en cuenta también la potencia activa en todo momento para que la suma geométrica de ambas no sobrepase el límite establecido para la microrred (S_{grid}^{max}), entre otras restricciones. En la Figura 3-derecha, están representados el estado de carga de la batería (SOC-rojo [%]) y el nivel de hidrógeno (LOH-azul [kg H2]). Ambas, variables dinámicas de seguimiento que tienen como restricción terminar el ciclo de operación con el mismo nivel de energía que empezaron (líneas discontinuas).

Por otro lado, se encuentra una de las variables protagonistas del controlador, se trata del coseno de fi o factor de potencia. Este parámetro relaciona la potencia activa, reactiva y aparente (MIQP) y además, existe un límite físico sobre él que consiste en que no puede tomar en ningún momento valores por debajo de 0,8 inductivo o capacitivo para cumplir con unas mínimas condiciones de calidad de la microrred (evitar aumentos de sección por efecto Joule, flujos de potencia inútil, mayor coste económico y complejidad).

En la siguiente figura se observa un diagrama radial de los valores instantáneos de potencia aparente en el que se puede apreciar cómo se dan momentos en los que no existe flujo de potencia entre la microrred y el sistema eléctrico por medio del PCC (Punto de acoplamiento común de la microrred, *Point of Common Coupling*) debido a que no conviene económicamente atendiendo a los límites y restricciones del sistema. Por otro lado, se encuentra un diagrama de barras que representa la evolución temporal que adquiere el coseno de fi, esto resulta útil para demostrar los momentos en los que no existe flujo de energía, los cuales se representan de color gris además de los instantes en los que el coseno de fi llega a su límite de operación marcado de color rojo.

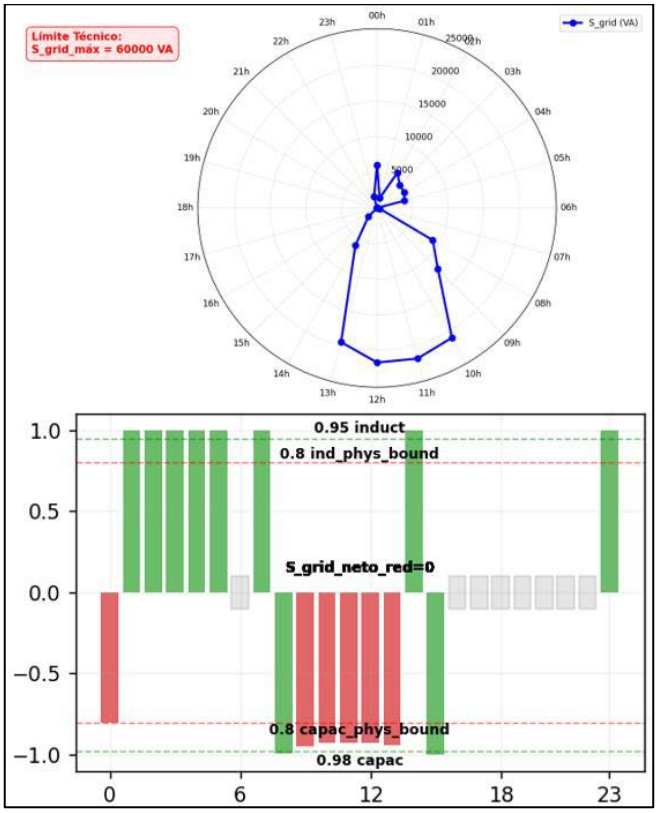


Figura 3. Diagrama radial de S_grid(t). Evolución del cos(φ)

CONCLUSIONES

En el presente trabajo, se presenta un marco de optimización de microrredes con almacenamiento híbrido donde se tienen en cuenta los problemas de optimización conjunta de potencia activa y reactiva en microrredes de almacenamiento híbrido. Se presentan dos posibles funcionalidades tanto la gestión de la participación en el mercado diario considerando las restricciones cuadráticas provenientes del problema acoplado de gestión de energía activa y reactiva, como el cómputo de los servicios de flexibilidad cunado el operador del sistema requiere de provisión de servicios de flexibilidad tanto de potencia activa como reactiva. El trabajo proporciona los estamentos para realizar AC-OPF (Optimal Power Flow usando ecuaciones AC) considerando la integración masiva de microrredes en sistemas eléctricos de potencia.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado parcialmente gracias al apoyo del Ministerio Español de Ciencia, Innovación y Universidades, en el marco del Proyecto ATLAS (PID2024-159933OB-I00) CONTROL AVANZADO PARA INTEGRACION A GRAN ESCALA DE MICRORREDES POWER-TO-X EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

REFERENCIAS

Bemporad, A., & Morari, M. (1999). Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints. *Automatica*, *35*(3), 407-427.

ENTSO-E. (2026). Continental Europe Synchronous Area – Final Report on the Iberian System Disturbance of 28 April 2025. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Expósito, A. G., Conejo, A. J., Cañizares, C., 2016. Electric Energy Systems: Analysis and Operation. CRC Press, Boca Raton.

Garcia-Torres, F., Bordons, C., 2015. Optimal economical schedule of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model predictive control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62(8), 5195–5207. DOI: 10.1109/TIE.2015.2412524

EVALUACIÓN DE DISTINTOS ALGORITMOS DE DESPACHO EN EL SISTEMA ESPAÑOL

Quentin Morvan, INSA Lyon
Jorge Navarro Fidalgo, Universidad Politécnica de Madrid / Máster en ingeniería Industrial
Alex Junior da Cunha Coelho, Universidad Politécnica de Madrid / Doctorando
Supervisores: Araceli Hernández Bayo, Universidad Politécnica de Madrid
Luis Badesa Bernardo, Universidad Politécnica de Madrid

Resumen: Este trabajo evalúa diferentes algoritmos de despacho sobre un modelo simplificado de la red peninsular española extraído de PyPSA-Eur. Se analizan cuatro formulaciones: Despacho Económico (DE), flujo óptimo de potencia linealizado (DC-OPF), flujo óptimo de potencia con las ecuaciones completas del flujo de cargas (AC-OPF) y un AC-OPF modificado para incorporar un factor de penalización de potencia reactiva en la función objetivo. También se implementa una estrategia de redespacho para obtener una solución técnicamente viable a partir de las soluciones del DE y DC-OPF y garantizar una comparación adecuada entre las formulaciones. Los modelos se validan con los datos horarios de demanda y generación disponible durante el año 2023. Los resultados numéricos demuestran que el AC-OPF reduce los costes de operación anuales cerca de un 1,8% comparado al DE y DC-OPF tras tener en cuenta las restricciones técnicas. Además, el modelo propuesto con una penalización de potencia reactiva reduce el perfil de tensiones un 4,5% de media. Estos hallazgos sugieren que incorporar esta penalización junto a restricciones de tensión podrían reducir significativamente la frecuencia de escenarios de sobretensión en el sistema español.

Palabras clave: Mercado eléctrico, redespacho, flujo óptimo de potencia, sistema eléctrico español

INTRODUCCIÓN

La mayoría de países europeos son parte de un sistema que integra sus mercados mayoristas diarios de electricidad llamado *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC). Este sistema se basa en un mercado por zonas, que normalmente abarcan un país completo, e interconexiones entre las mismas, limitadas por la capacidad de transferencia disponible o modelos de flujo de cargas. El algoritmo EUPHEMIA se encarga de la casación de ofertas en un horizonte temporal de 24 horas en bloques de 15 minutos, con el objetivo de optimizar el excedente económico (All NEMO Committee, 2024). Sin embargo, no se tienen en cuenta los parámetros físicos de la red dentro de cada zona. Esto puede dar lugar a líneas congestionadas o variables fuera de los límites de operación. Para asegurar la seguridad del sistema y la viabilidad del programa diario, las restricciones técnicas se resuelven a través de los mercados de ajuste (ACER, 2025).

Las acciones de redespacho han aumentado en los últimos años. Esto se debe en parte al rápido crecimiento de generación renovable, debido a su variabilidad, concentración geográfica en áreas de abundante recurso y bajos costes marginales. En 2024 el volumen de redespacho en el SDAC rozó los 60 TWh con un coste de 4,3 mil millones de euros. Se espera un aumento de hasta cuatro veces este valor para 2040 (Thomassen et. al, 2024). La literatura coincide en la necesidad de aumentar la resolución espacial del mercado para reducir el redespacho. Dado que la revisión de las zonas llevada a cabo por ENTSO-E (Asociación Europea de Redes de Transporte), conocida como la *Bidding Zone Review*, ha sido larga y poco eficaz, la adopción de un sistema híbrido zonal/nodal o uno puramente nodal (como en partes de Estados Unidos) ha ganado popularidad (Neuhoff et. al, 2025). La principal causa de redespacho es la congestión dentro de las zonas (ACER, 2025), por lo que a menudo se propone el flujo de potencia óptimo linealizado (DC-OPF) como algoritmo de programación de la generación para el mercado nodal (European Commission, 2020).

Sin embargo, en España el 53% del volumen de redespacho desde 2022 hasta 2024 se debe a problemas con los límites de tensión (ACER, 2025). El DC-OPF asume tensiones idénticas y unitarias en todos los nudos y desprecia el flujo de potencia reactiva y restricciones de tensión, todos posibles factores importantes de redespacho en España. Por lo tanto, es poco probable que una programación basada en este algoritmo reduzca su volumen. Además, la solución óptima del DC-OPF nunca satisface las ecuaciones completas del flujo de cargas (Baker, 2021), por lo que es complicado obtener una solución técnicamente viable.

A partir de lo expuesto anteriormente, este trabajo investiga si una representación más detallada de la red en los algoritmos de despacho puede mejorar la eficiencia y reducir el coste de operación del sistema eléctrico español. Se explora la transición del Despacho Económico (DE) al DC-OPF en la red de transmisión española y se evalúan las acciones correctivas, cuantificando el volumen necesario para obtener un punto de operación viable. Para ello, se

formula una estrategia de redespacho que, sujeta a las ecuaciones completas del flujo de cargas, busca minimizar la desviación de la solución inicial. Los resultados del DE y el DC-OPF se comparan sistemáticamente con los de un modelo de referencia AC-OPF, que integra la optimización de costes y todas las restricciones físicas de la red. Finalmente, este trabajo evalúa el impacto de penalizar explícitamente la potencia reactiva en la función objetivo del AC-OPF, poniendo de manifiesto su papel en la reducción de escenarios de sobretensión en la red española.

METODOLOGÍA

Modelo de red y parámetros

El modelo de la red española se extrae de PyPSA-Eur, una base de datos y modelo del sistema de transmisión europeo de código abierto (Hörsch et. al, 2018). A través de un algoritmo de *clustering* incluido en PyPSA, la red española se simplifica a un modelo de 50 nudos, mostrado en la figura 1. Los datos obtenidos de PyPSA incluyen datos de operación y tecno-económicos para las unidades de generación, junto a los parámetros de las líneas de transmisión. También incluyen una serie temporal con resolución horaria de la demanda eléctrica y el recurso renovable para el año 2023.

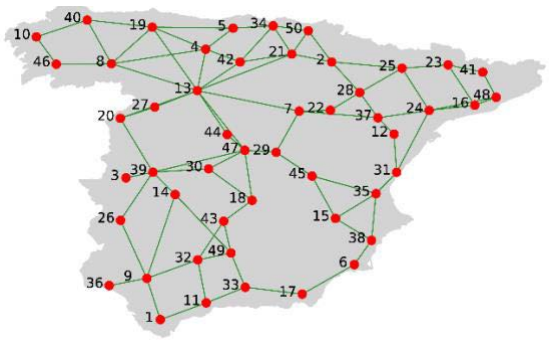


Figura 1. Modelo simplificado de la red española reducido a 50 nudos.

DE y DC-OPF

Tanto el DE como el DC-OPF asignan la potencia (P_g) de los generadores disponibles ($\mathcal{G}$) para cubrir la demanda total del sistema minimizando los costes de operación, tal y como se define en:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^P \, P_g$$

El DE solo considera el balance de potencia a todo el sistema y los límites de potencia activa de los generadores, sin representación explicita de la red. Por tanto, el precio de la energía es el mismo para todos los agentes del mercado. Por otra parte, el DC-OPF extiende la formulación anterior al incorporar las ecuaciones linealizadas del flujo de potencia activa y restricciones a la capacidad de las líneas de transmisión. Esta representación simplificada de la red refleja problemas de congestión y los internaliza en la solución. Las formulaciones matemáticas del DE y DC-OPF no se incluyen en este trabajo, al seguir modelos estándar recogidos extensamente en la literatura (Taylor, 2015).

AC-OPF

Esta formulación mantiene la misma función objetivo, pero amplía las restricciones a las ecuaciones completas del flujo de cargas. Incluye los balances, el flujo y los límites de los generadores sobre la potencia activa y reactiva, límites de tensión en los nudos y límites térmicos de las líneas. El modelo se toma como referencia para comparar el resto. Además, permite evaluar el impacto de incorporar la representación completa de la red directamente en el despacho, en lugar de resolver las restricciones de tensión *ex post* a través de acciones correctivas.

Estrategia de redespacho para DE y DC-OPF

Se aplica la misma estrategia de redespacho a las soluciones del DE y el DC-OPF. El objetivo de esta etapa es recuperar un punto de operación técnicamente viable lo más cerca posible de la solución inicial, reduciendo así el volumen de acciones correctivas. Este proceso se expresa como un problema de optimización.

Su formulación es similar al AC-OPF anterior, pero sustituyendo la función objetivo por la minimización de volumen redespachado. También varía el balance de potencia activa y se restringe el valor de potencia a corregir en cada generador en función de sus límites. Una vez obtenidos los valores de ajuste de potencia al alza y a la baja para cada nudo, se distribuyen entre los generadores conectados a este siguiendo el orden de mérito (o a la inversa a la baja).

Es importante enfatizar que esta estrategia de redespacho representa el proceso que haría el operador del sistema para identificar un punto de operación viable. Trata de respetar en la medida de lo posible la solución obtenida en el despacho inicial. Esta metodología no distingue los precios de la regulación al alza o a la baja, tomándose el coste marginal de los generadores. Sin embargo, se pueden adoptar otros valores, como el precio del mercado de ajuste.

AC-OPF con penalización de potencia reactiva (RPP AC-OPF)

Esta formulación (*Reactive Power Penalized AC-OPF*, RPP AC-OPF) expande el AC-OPF añadiendo un nuevo término de coste asociado a la potencia reactiva inyectada o absorbida por los generadores. Debido a la relación intrínseca entre las magnitudes de tensión y la potencia reactiva, el objetivo es estudiar si penalizar esta última afecta al perfil de tensiones del sistema de transmisión español y a otras magnitudes de interés como las pérdidas en la red. La penalización se modela como un coeficiente linear c_g^Q aplicado por igual a todos los generadores. La formulación propuesta es idéntica a la del AC-OPF ya descrita, reemplazando la función objetivo por:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} \left(c_g^P P_g + c_g^Q |Q_g| \right)$$

RESULTADOS NUMÉRICOS

En esta sección se presentan seis casos de estudio (DE y su redespacho, DC-OPF y su redespacho, DC-OPF y RPP AC-OPF) sobre el modelo simplificado de la red española. Se simula cada hora del año 2023 de forma independiente, sin relaciones temporales entre horas sucesivas. Los problemas de optimización se implementan en Julia-JuMP y se resuelven usando Gurobi para los problemas convexos y IPOPT para los no convexos. El código y los datos de este estudio están disponibles en el repositorio (Morvan, 2026). Las tensiones se limitan a [0,95-1,087] p.u. de acuerdo con el código de red español (CNMC, 1998). La penalización de potencia reactiva para el modelo RPP AC-OPF es 1 €/Mvarh.

Costes y redespacho

Esta sección evalúa los costes de operación asociados a los modelos descritos. La tabla I recoge las desviaciones porcentuales de cada modelo respecto al caso base (AC-OPF), que resultó en una generación total anual de 254,253 TWh a un coste de 3,903 €bn en 2023.

Modelo	**Activa**		**Reactiva**		
	Coste (%)	Volumen (%)	Volumen absoluto (%)	Inyectada (%)	Absorbida (%)
ED	-1,6	-0,7	-	-	-
Redespacho	1,8	0,2	1,3	12,8	-4,8
DC-OPF	-1,6	-0,7	-	-	-
Redespacho	1,7	0,2	0.3	10,3	-5,0
RPP AC-OPF	0,1	0,1	-62,6	-59,4	-64,3

Tabla I. Diferencia porcentual entre la programación de la generación de los distintos modelos frente al AC-OPF.

Antes del redespacho, los costes y el volumen del DE como el DC-OPF son menores que los del AC-OPF, ya que estas formulaciones omiten las pérdidas de las líneas. Además, apenas hay diferencia entre sus resultados, indicando que la congestión de las líneas no ha sido un factor importante en el sistema de 50 nudos durante el periodo estudiado.

Sin embargo, al aplicar la estrategia de redespacho para obtener una solución viable, el coste total de potencia activa aumenta un 1,8% para el DE y un 1,7% para el DC-OPF. Aunque el volumen total de energía solo se incrementa un 0,2 %, el aumento de coste es notable; esto se debe a las tecnologías empleadas en las acciones correctivas. La mayoría de subidas de potencia necesarias para satisfacer el flujo de cargas corresponden a unidades más caras que no se habían asignado en el despacho inicial. Por el contrario, los resultados del RPP AC-OPF son prácticamente idénticos al AC-OPF estándar en términos de coste y volumen de potencia activa. En cuanto a la potencia reactiva, el redespacho del DE requiere un volumen absoluto un 1,3% por encima del AC-OPF, mientras que el DC-OPF solo necesita 0,3% más.

Es destacable que la penalización de potencia reactiva disminuye el volumen total un 62,6 %. Como se ve en la tabla I, esta reducción está equilibrada entre potencia absorbida e inyectada.

La figura 2 muestra el coste de potencia activa medio por horas para 2023. Las mayores diferencias entre modelos se dan entre las 08:00 y las 16:00, coincidiendo con las horas con mayor recurso solar disponible. Durante este periodo, los resultados iniciales del DE y DC-OPF subestiman los costes (casi un 8 %) ya que sus simplificaciones priorizan la generación renovable con bajo coste marginal y desprecian las pérdidas y los límites operativos de tensión. Sin embargo, tras el redespacho estos ahorros se convierten en pérdidas, con las curvas de costes del DE y DC-OPF redespachados alcanzando un valor máximo aproximadamente un 10% por encima del base. Esta diferencia se debe principalmente a que las líneas están más cargadas durante las horas centrales del día, lo que resulta en mayores pérdidas y desemboca en más acciones correctivas para resolver infracciones técnicas.

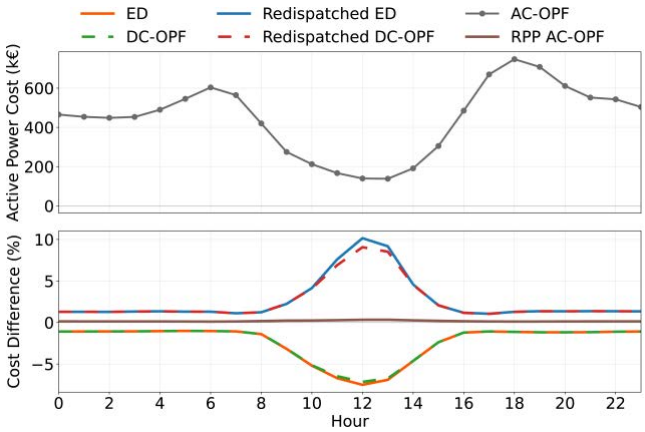


Figura 3. Evolución diaria del coste de operación del AC-OPF, promediada durante el año (arriba) y diferencia porcentual en el coste del resto de modelos comparados con el AC-OPF (abajo).

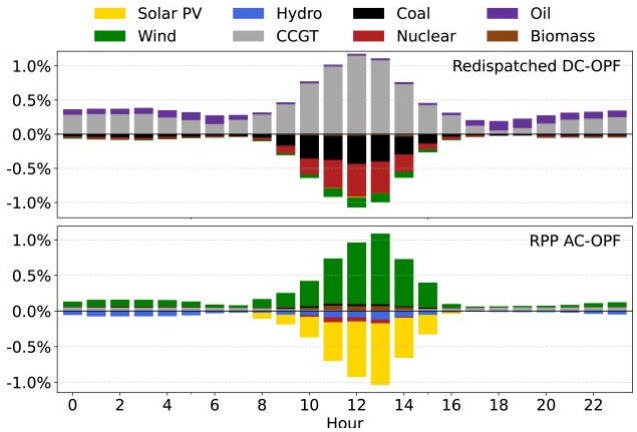


Figura 2. Diferencia total por horas de la generación programada por el redespacho del DC-OPF (arriba) y el RPP AC-OPF (abajo) respecto a la referencia base del AC-OPF. Los valores se expresan como porcentajes del volumen de generación del AC-OPF; los valores positivos indican más potencia programada que la referencia.

Las discrepancias en los costes de potencia activa vienen dadas por el *mix* de generación que prioriza cada algoritmo. La figura 3 muestra las diferencias de generación por horas agrupadas según la tecnología para el redespacho del DC-OPF y el RPP AC-OPF respecto al AC-OPF. En el gráfico superior se evidencia que el redespacho recurre a las centrales de ciclo combinado (CCGTs) en mayor medida durante el día. Por el contrario, el AC-OPF internaliza las restricciones técnicas desde el principio y optimiza de forma más efectiva el despacho de centrales de carbón, nucleares y energía eólica durante las horas de mayor penetración solar. Aunque el desajuste por tecnologías es más pronunciado durante ese periodo, la diferencia en volumen de generación es mayor en horas fuera del pico solar. Esto se debe a una mayor diferencia entre las pérdidas de los modelos causada por un aumento de la carga en las líneas del este de la península a raíz de discrepancias geográficas en el redespacho.

Por el contrario, la programación de generación no renovable del RPP AC-OPF es casi idéntica al modelo base. Las principales diferencias se dan en el *mix* renovable durante las horas de sol. Mientras que el AC-OPF estándar favorece la generación fotovoltaica en el sur, el RPP AC-OPF prioriza la energía eólica en el norte pese a su coste marginal algo mayor. Esto sugiere que el RPP AC-OPF traslada parcialmente generación fuera de áreas con tensiones cerca del límite superior de operación para evitar tener que absorber reactiva como medida de control de tensión. Esto contrasta con la notable absorción de potencia reactiva del AC-OPF en el sureste peninsular, donde se concentra la fotovoltaica.

Penalización de potencia reactiva

Tensión

Esta sección presenta el impacto de penalizar la potencia reactiva en la función objetivo sobre el perfil de tensiones. El valor medio de la tensión de todos los buses a lo largo de un año para el AC-OPF y el redespacho de DE y DC-OPF es cercano al límite superior, i.e., 1,087 p.u. Dado que los tres modelos ofrecen resultados muy similares en este aspecto,

solo se usará el AC-OPF para la comparación con el modelo penalizado. El RPP AC-OPF reduce la tensión un 4,5% de media y un 7% durante las horas nocturnas, mientras que la desviación estándar se triplica.

La figura 4 ilustra la evolución durante un día de la tensión en los nudos, tomando la media sobre todo el año 2023. Por la noche las tensiones son mayores en áreas periféricas de generación (CCGTs, eólica e hidroeléctrica en la mitad norte de la península y nuclear en Extremadura) y alrededor de las líneas poco cargadas que las unen con centros de demanda en Madrid y Andalucia. En estas regiones el RPP AC-OPF mantiene valores cerca de 1,0 p.u., mientras que en el resultado del AC-OPF estándar se acercan al límite superior de operación. Conforme aumenta la demanda, las tensiones del RPP AC-OPF evolucionan en paralelo con el perfil de carga, alcanzando el límite superior únicamente en el suroeste durante las horas pico de generación fotovoltaica. Por el contrario, las tensiones del AC-OPF no aumentan al mismo tiempo que lo hace la demanda, pero la mayoría de nudos alcanzan el límite cuando comienza la generación solar y se mantienen alrededor de este hasta las 17:00. Mientras que las tensiones en el modelo base disminuyen lentamente a partir de esta hora, en el penalizado el descenso es más pronunciado y se alinea con el pico nocturno de demanda, lo que demuestra una respuesta más dinámica ante la carga del sistema.

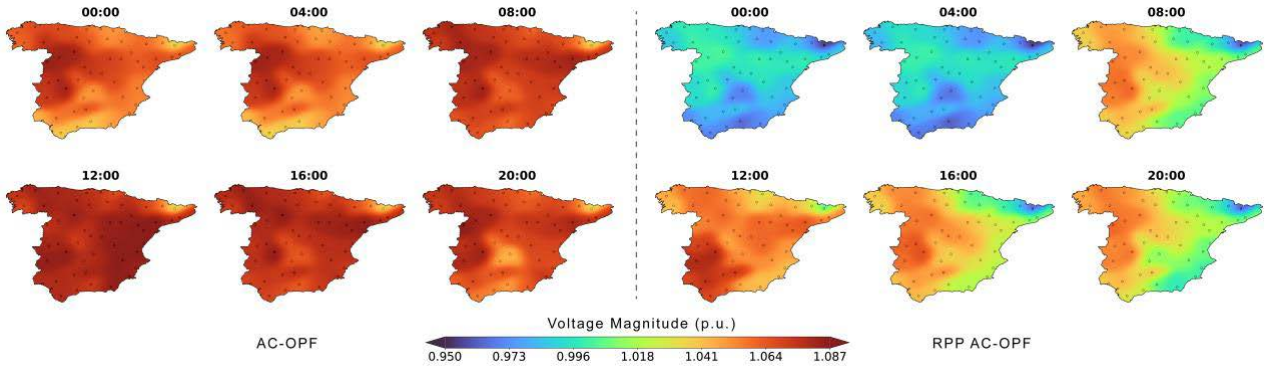


Figura 4. Evolución diaria del perfil de tensiones en todos los nudos, promediado durante el año, para los modelos AC-OPF (izquierda) y RPP AC-OPF (derecha)

Potencia reactiva

Esta sección describe las diferencias en la gestión de la potencia reactiva a raíz de la penalización. Como se muestra en la tabla I, los volúmenes de potencia reactiva en valor absoluto para el AC-OPF y el redespacho de DE y DC-OPF son prácticamente idénticos. Pese a que todos los modelos siguen la misma tendencia diaria, como se ve en la figura 5, absorbiendo potencia reactiva por la noche e inyectándola durante el día, el AC-OPF mantiene valores absolutos dos o tres veces mayores que los del RPP AC-OPF. Por la noche las líneas de transmisión están poco cargadas y domina el efecto capacitivo, que excede la demanda y fuerza a que los generadores absorban este surplus de potencia reactiva. Durante el día, el aumento de la demanda y la concentración de generación fotovoltaica aumentan la carga de las líneas. Durante estas horas el sistema requiere inyección de reactiva. Sin embargo, algunos generadores continúan absorbiendo potencia reactiva para compensar el efecto de las líneas que aún exhiben comportamiento capacitivo.

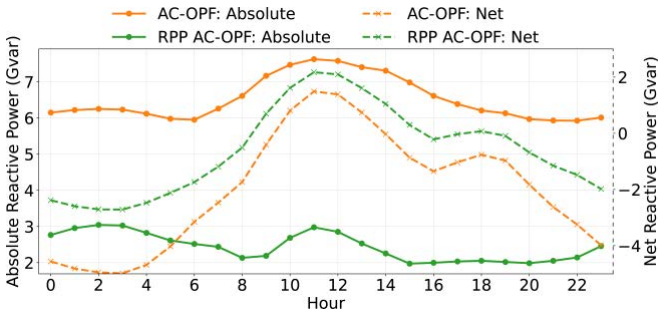


Figura 5. Evolución diaria de la potencia reactiva absoluta y neta, promediada a lo largo del año, para el AC-OPF y RPP AC-OPF.

La tendencia de las tensiones a aproximarse al límite superior en el redespacho y el AC-OPF está ligada a la función objetivo, que da prioridad a minimizar los costes de potencia activa. En estos modelos, la solución tiende a tensiones

más altas para reducir las pérdidas de potencia activa, un 9% inferiores a las del RPP AC-OPF. Por el contrario, el RPP AC-OPF internaliza el coste de la potencia reactiva, lo que lleva al *solver* a reducir los valores de tensión. Esta reducción desemboca en una menor inyección de reactiva por parte de las líneas de transmisión y resulta en un perfil que sigue la demanda más de cerca. Aunque esto aumenta ligeramente las pérdidas de potencia activa, el impacto es despreciable, como demuestra el volumen de generación en la tabla I. Este comportamiento puede atribuirse a la menor sensibilidad de los flujos de potencia activa respecto a variaciones en la tensión comparado a los de reactiva.

Como conclusión, los resultados sugieren que la formulación estándar del AC-OPF puede desembocar en valores de tensión cercanos al límite operativo superior en el sistema español, al igual que los redespachos de DE y DC-OPF. Incorporar una penalización sobre la potencia reactiva mejora significativamente el perfil de tensiones. De forma alternativa, límites de tensión más restrictivos en el AC-OPF estándar podrían ofrecer resultados similares, aunque probablemente a un mayor coste de operación.

CONCLUSIONES

Este trabajo ha investigado el efecto de cuatro algoritmos de despacho en un modelo reducido del sistema eléctrico español. Se ha aplicado un mecanismo de redespacho para obtener puntos de operación coherentes con las ecuaciones completas del flujo de cargas a partir de los resultados del DE y DC-OPF. Pese a que las soluciones iniciales de estos algoritmos tienen un coste más bajo, requieren acciones correctivas debido a las simplificaciones sobre el modelo físico de la red que incrementan enormemente el coste. Estas diferencias son más notables durante las horas diurnas, asociadas al aumento de generación fotovoltaica, ya que las acciones de redespacho asignan generadores de mayor coste para obtener un punto de operación viable.

Una contribución clave de este trabajo es la evaluación de la formulación de AC-OPF con penalización de potencia reactiva. Los resultados en el sistema español indican que este modelo mejora el perfil de tensiones, reduciendo la duración y frecuencia de valores en el límite superior. Bajo las condiciones de modelado consideradas, estos resultados demuestran que incorporar factores de penalización de reactiva en la programación de la generación puede conseguir una operación segura del sistema de forma más eficiente y reducir las acciones correctivas.

Las líneas futuras de investigación se centrarán en incorporar el acoplamiento temporal entre simulaciones (rampa de los generadores, almacenamiento, etc.) y en mejorar la estimación de recurso renovable para escenarios volátiles.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación de la Comunidad de Madrid, a través del Convenio Plurianual 2023-2026 con la Universidad Politécnica de Madrid en la Línea A: Doctores Emergentes (24-DWGG5L-33-SMHGZ1).

REFERENCIAS

[1] All NEMO Committee, 2024, Euphemia public description: Single price coupling algorithm.
[2] ACER, 2025, Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU, 2025 monitoring report.
[3] Thomassen et. Al, 2024, Redispatch and congestion management, European Commission Report
[4] Neuhoff et. Al, 2025, EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints, Energy Policy.
[5] European Commission, 2020, Nodal pricing in the European internal electricity market.
[6] Baker, 2021, Solutions of dc opf are never feasible, 12th ACM International Conference on Future Energy Systems.
[7] Hörsch et. Al, 2018, PyPSAEur: An open optimisation model of the european transmission system, Energy Strategy Reviews.
[8] Taylor, 2015, Convex Optimization of Power Systems, Cmabridge Univesity Press.
[9] Morvan, 2026, Repository of Market Clearing Models for the Spanish Transmission Network https://github.com/qmorvan/market-clearing-models-for-thespanish-transmission-network/tree/main
[10] CNMC, 1998, Resolución de 30 de julio de 1998, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, BOE

CONTROL FCS-MPC DE UN INVERSOR ANPC DE TRES NIVELES CONECTADO A LA RED MEDIANTE UN FILTRO L: COMPENSACIÓN DEL RETARDO Y CONTROL DE LA FRECUENCIA DE CONMUTACIÓN

Noralhda Issa, Universidad Rey Juan Carlos / Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Supervisores: Imene Yahyaoui, Universidad Rey Juan Carlos/ Departamento Matemática Aplicada, Ciencia e Ingeniería de Materiales y Tecnología Electrónica.
Joaquín Vaquero López, Universidad Rey Juan Carlos/ Departamento Matemática Aplicada, Ciencia e Ingeniería de Materiales y Tecnología Electrónica.

Resumen: La integración creciente de energías renovables en la red eléctrica requiere convertidores electrónicos capaces de garantizar una elevada calidad de la energía y un funcionamiento estable. Los inversores multinivel permiten generar formas de onda más próximas a una señal senoidal, reducir el contenido armónico y disminuir el esfuerzo eléctrico soportado por los semiconductores. Entre estas topologías, el inversor ANPC (*Active Neutral Point Clamped*) mejora la distribución de pérdidas y facilita el equilibrio de las tensiones del bus de continua. En este trabajo se modela y simula en MATLAB/Simulink un inversor ANPC trifásico de tres niveles conectado a la red mediante un filtro L y controlado mediante FCS-MPC (*Finite Control Set Model Predictive Control*). Sobre el controlador convencional se implementan la compensación del retardo computacional y la estrategia PCA (*Period Control Approach*). La compensación del retardo computacional reduce el MAE en un 55,7 %, pasando de 0,384 A a 0,170 A, y disminuye la THD del 3,31 % al 1,36 %. Asimismo, el PCA regula la frecuencia media de conmutación en torno a 10 kHz, con un error del 1,87 %.

Palabras clave: FCS-MPC, inversor ANPC, filtro L, compensación del retardo, control de periodo, frecuencia de conmutación.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el aumento de las fuentes de energía renovables ha incrementado el uso de convertidores electrónicos de potencia para adaptar y controlar el flujo de energía entre estas fuentes y la red eléctrica. El control predictivo con conjunto de control finito (FCS-MPC) destaca por su rápida respuesta dinámica y por la posibilidad de integrar varios objetivos en una única función de coste. Sin embargo, el FCS-MPC presenta dos limitaciones relevantes: el retardo computacional entre el cálculo y la aplicación de la acción de control, que puede degradar el seguimiento de corriente, y la frecuencia de conmutación variable, que dificulta el diseño del filtro de salida y la estimación de las pérdidas de conmutación (Kouro et al., 2009).

Para abordar estas limitaciones, se desarrolla un controlador FCS-MPC aplicado a un inversor ANPC trifásico de tres niveles conectado a la red mediante un filtro L. Sobre el controlador convencional se implementan la compensación del retardo computacional, para mejorar el seguimiento de la corriente de referencia, y el *Period Control Approach* (PCA) para regular la frecuencia de conmutación alrededor de un valor de referencia (Aguirre et al., 2018). Ambas estrategias se validan mediante simulaciones en MATLAB/Simulink, evaluando indicadores como el error de seguimiento de corriente (MAE), el desequilibrio de tensiones del bus de continua (ΔV_C), la distorsión armónica total (THD) de la corriente de salida y la frecuencia media de conmutación.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y DEL CONTROLADOR

Inversor ANPC

El inversor ANPC trifásico de tres niveles está constituido por tres ramas de seis interruptores activos alimentadas mediante un bus de continua dividido por dos condensadores en serie. Cada fase puede generar tres niveles de tensión respecto al punto neutro (+VC1, 0 y –VC2), permitiendo reducir la distorsión armónica y mejorar el reparto de pérdidas respecto al NPC convencional (Vaquero et al., 2023).

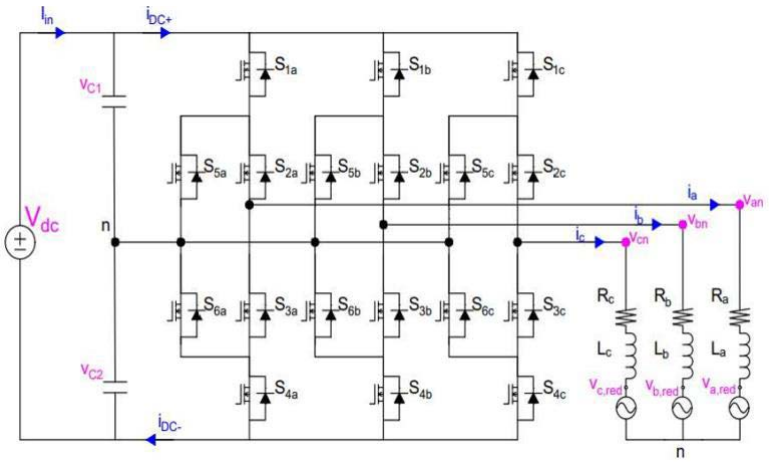


Figura 1. Convertidor trifásico de tres niveles ANPC con filtro de salida L.

Modelo del sistema y control FCS-MPC

El principio de funcionamiento del MPC se ilustra en el diagrama de bloques de la Figura 2. En cada instante de muestreo, el controlador predictivo evalúa todos los estados de conmutación posibles del convertidor ANPC y predice las variables de control en el instante k+1 mediante el modelo discreto del sistema. Para el filtro L se predice la corriente inyectada a la red y las tensiones de los condensadores del bus de continua. A partir de estas predicciones, se selecciona el estado de conmutación óptimo (*Sa, Sb, Sc*), para el cual la función de coste *J* sea mínima (ecuación (7)). Esta función representa la diferencia entre las variables predichas y sus referencias correspondientes, incorporando además criterios adicionales como el equilibrio de las tensiones en los condensadores del bus de continua y el control de la frecuencia de conmutación. De este modo, la secuencia de conmutación óptima se obtiene sin necesidad de moduladores ni de lazos de control adicionales, y se aplica directamente al convertidor en el siguiente periodo de muestreo (Rodríguez & Cortés, 2012).

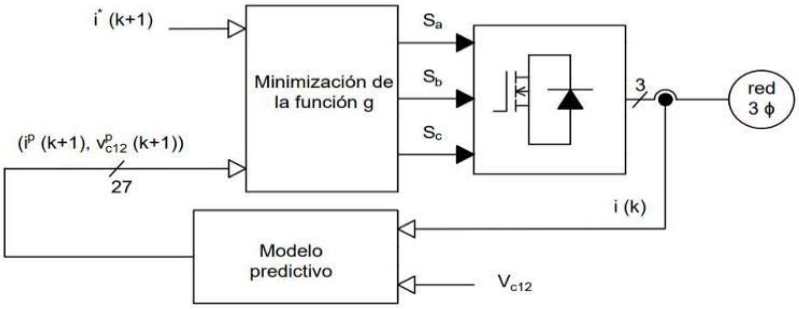


Figura 2. Diagrama de bloques de un control predictivo para un inversor multinivel.

La Figura 3 muestra el modelo monofásico del convertidor ANPC trifásico de tres niveles conectado a la red mediante un filtro L. En este modelo, la tensión generada por el convertidor puede tomar tres niveles ($+V_{C1}$, *0*, $-V_{C2}$), en función del estado de conmutación seleccionado. El comportamiento dinámico del sistema se obtiene a partir de la ecuación diferencial de la inductancia del filtro y se discretiza mediante el método de Euler hacia delante (*Forward Euler*), obteniendo así la ecuación predictiva de la corriente utilizada por el controlador FCS-MPC (Vaquero et al., 2023).

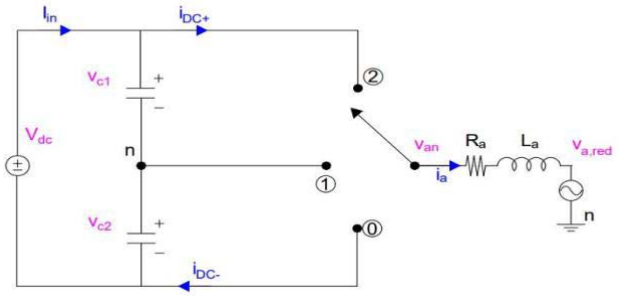


Figura 3. Modelo monofásico del convertidor ANPC con filtro de salida L.

Para un filtro L, en cada fase *x* (*a, b, c*) la corriente puede describirse mediante la ecuación diferencial:

$$\frac{di_x}{dt} = \frac{v_{xn}-v_{x,red}-R_x i_x}{L_x} \tag{1}$$

Aplicando el método de Euler hacia adelante, se obtienen las expresiones de la corriente y de las tensiones de los condensadores en el instante *k+1*:

$$i_x^p(k+1)=i_x(k)+\frac{T_s}{L}\cdot\left(v_{xn}(k)-v_{x,red}(k)-R_x i_x\right) \tag{2}$$

El bus de continua del convertidor ANPC está formado por dos condensadores (C_1 y C_2). Las tensiones de dichos condensadores dependen de la corriente de entrada (I_{in}) y de las corrientes que circulan en cada uno de ellos (i_{DC+} y i_{DC-}). Estas corrientes se calculan a partir de las corrientes de fase y del estado de conmutación candidato:

$$i_{DC+}(k)=P_{2a}\, i_a^p(k)+P_{2b}\, i_b^p(k)+P_{2c}\, i_c^p(k) \tag{3}$$

$$i_{DC-}(k)=-(P_{0a}\, i_a^p(k)+P_{0b}\, i_b^p(k)+P_{0c}\, i_c^p(k)) \tag{4}$$

Donde $P_{2x}=1$ cuando la fase *x* está conectada al nivel superior del bus de continua y $P_{0x}=1$ cuando la fase está conectada al nivel inferior del bus de continua. En caso contrario, estos coeficientes toman el valor de cero. A partir de las ecuaciones continuas y aplicando la discretización mediante Euler hacia adelante, se obtienen las expresiones predictivas empleadas en el control:

$$v_{C1}^p(k+1)=v_{C1}(k)+\frac{T_s}{C1}\cdot(I_{in}(k)-i_{DC-}(k)) \tag{5}$$

$$v_{C2}^p(k+1)=v_{C2}(k)+\frac{T_s}{C2}\cdot(I_{in}(k)-i_{DC+}(k)) \tag{6}$$

En este caso se emplea una función de coste multiobjetivo, que combina el error de seguimiento de corriente en las tres fases con el desequilibrio de las tensiones de los condensadores del bus de continua. La función de coste *J* se define como:

$$J=\left(i_a^*(k+1)-i_a^p(k+1)\right)^2+\left(i_b^*(k+1)-i_b^p(k+1)\right)^2+\left(i_c^*(k+1)-i_c^p(k+1)\right)^2+\lambda_v\,(v_{C1}^p(k+1)-\ v_{C2}^p(k+1))^2 \tag{7}$$

donde $i_x^*(k+1)\ x\in\{a,b,c\}$ representa las corrientes de referencia que se desean seguir. El parámetro λ_v actúa como factor de ponderación que permite ajustar el compromiso entre el seguimiento de corriente y el equilibrio en el punto neutro del bus de continua (Vaquero et al., 2023).

ESTRATEGIAS DE MEJORA DEL CONTROLADOR FCS-MPC

Compensación del retardo computacional

En un controlador predictivo, el tiempo de cálculo corresponde al intervalo necesario para medir las variables del sistema, predecir su evolución, evaluar la función de coste para todos los estados de conmutación posibles y seleccionar el vector óptimo. Si este tiempo no es despreciable respecto al periodo de muestreo, se produce un retardo entre el instante en el que se calcula el estado de conmutación óptimo y el instante en el que este estado se aplica realmente al convertidor. Este retardo puede reducir la precisión del controlador y afectar al seguimiento de la corriente, al rizado y a la distorsión armónica (Rodríguez & Cortés, 2012). Para compensar el retardo computacional,

el controlador emplea una predicción a dos pasos. En primer lugar, las variables del sistema se estiman en el instante *k+1* utilizando el estado de conmutación aplicado en el periodo anterior. Posteriormente, para cada uno de los 27 estados candidatos, se predicen las corrientes y las tensiones del bus de continua en el instante *k+2*:

$$i_x^p(k+2)=\left(1-\frac{RT_s}{L}\right)i_x^p(k+1)+\frac{T_s}{L}\left(v_x(k+1)-v_{x,red}(k+1)\right),\ x\in\{a,b,c\} \quad (8)$$

$$v_{C1}^p(k+2)=v_{C1}(k)+\frac{T_s}{C1}\cdot(I_{in}(k)-i_{DC-}(k+1)) \quad (9)$$

$$v_{C2}^p(k+2)=v_{C2}(k)+\frac{T_s}{C2}\cdot(I_{in}(k)-i_{DC+}(k+1)) \quad (10)$$

Finalmente, la función de coste se evalúa utilizando estas variables predichas y se selecciona el estado de conmutación que minimiza dicha función:

$$J=\left(i_a^*(k)-i_a^p(k+2)\right)^2+\left(i_b^*(k)-i_b^p(k+2)\right)^2+\left(i_c^*(k)-i_c^p(k+2)\right)^2+\lambda_v\left(v_{C1}^p(k+2)-v_{C2}^p(k+2)\right)^2 \quad (11)$$

Control de la frecuencia de conmutación mediante PCA

El FCS-MPC convencional presenta una frecuencia de conmutación variable, lo que dificulta el diseño del filtro y puede incrementar las pérdidas de conmutación. Para reducir este efecto se implementa el *Period Control Approach* (PCA), que regula el tiempo transcurrido entre flancos consecutivos del mismo tipo. Para ello se emplean dos contadores por fase (Q_u y Q_d), asociados a los flancos ascendentes y descendentes de la señal de conmutación, respectivamente (Figura 4) (Aguirre et al., 2018).

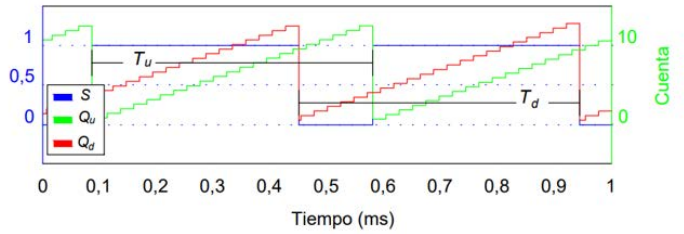


Figura 4. Evolución de los contadores Q_u y Q_d utilizados para medir el periodo de conmutación.

Para cada estado de conmutación candidato se predicen los contadores $Q_{u,x}^p$ y $Q_{d,x}^p$. Si el estado candidato genera una conmutación, el contador correspondiente se reinicia, en caso contrario, se incrementa. Estos contadores predichos se emplean posteriormente para evaluar un término adicional en la función de coste para el control de periodo:

$$J_q=\sum_{x=a,b,c}\left[\left(Q_{u,x}^p-Q_r\right)^2+\left(Q_{d,x}^p-Q_r\right)^2\right] \quad (12)$$

Una vez calculado J_q, este término se incorpora a la función de coste J del FCS-MPC, junto con los demás objetivos de control, que son el término J_i que penaliza el error de seguimiento de corriente y el J_v que penaliza el desequilibrio entre los condensadores del bus de continua:

$$J=\lambda_i\left(i_a^*(k)-i_a^p(k+1)\right)^2+\left(i_b^*(k)-i_b^p(k+1)\right)^2+\left(i_c^*(k)-i_c^p(k+1)\right)^2+\lambda_v\left(v_{C1}^p(k+1)-v_{C2}^p(k+1)\right)^2+\lambda_q J_q$$

(13). Los factores λ_i, λ_v y λ_q son los pesos de ponderación de los distintos términos de la función de coste y permiten ajustar el compromiso entre seguimiento de corriente, equilibrio del bus de continua y regularidad de la conmutación. Tras seleccionar el estado óptimo, se actualizan los contadores reales Q_u y Q_d, y los periodos medidos (Aguirre et al., 2018).

RESULTADOS OBTENIDOS

La Figura 5 compara el seguimiento de la corriente de la fase i_a y el error de seguimiento para el controlador FCS-MPC convencional y el controlador con compensación del retardo computacional, empleando en cada caso su valor óptimo del factor de ponderación ($\lambda_{v,opt}$). Se observa que la estrategia propuesta mejora el seguimiento de la corriente de referencia y disminuye significativamente la amplitud del error de seguimiento. Esta mejora se refleja en una reducción del MAE de 1,92 % a 0,85 % y de la THD del 3,31 % al 1,36 %, tal y como se muestra en la Tabla I.

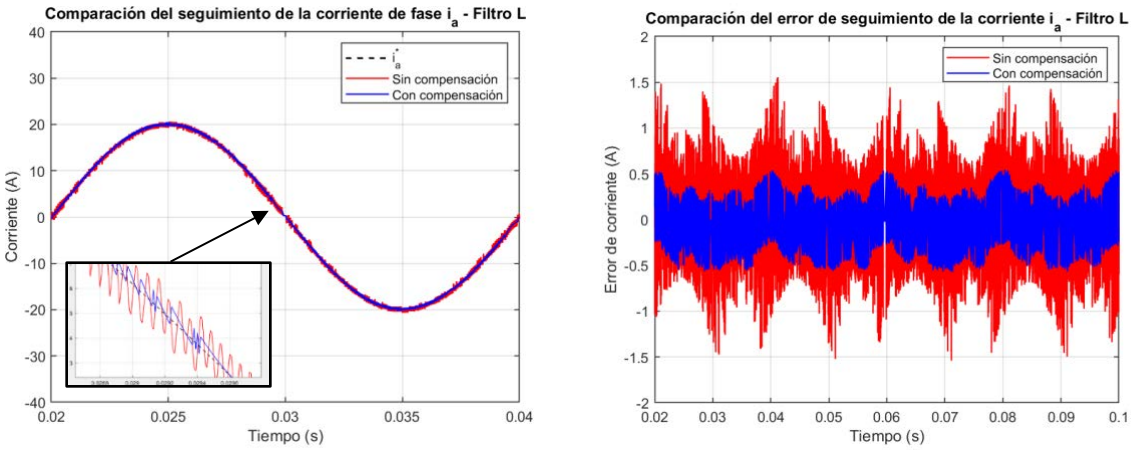


Figura 5. Comparación del seguimiento de la corriente de fase i_a y de su error con filtro L, sin compensación y con compensación del retardo.

Caso	$\lambda_{v,opt}$ $(\frac{A^2}{V^2})$	***MAE* (A)**	***MAE* (%)**	ΔV_C **(V)**	ΔV_C **(%)**	***THD* (%)**
Sin compensación	0,025	0,384	1,92	1,89	0,38	3,31
Con compensación	0,05	0,17	0,85	4,45	0,89	1,36

Tabla I. Comparación de métricas del filtro L sin compensación y con compensación de retardo.

Para determinar los factores de ponderación del PCA se realizó un barrido de los parámetros λ_q y λ_i, manteniendo constante el valor óptimo de $\lambda_{v,opt}$=0,025 A^2/V^2. La Figura 6 muestra la evolución del MAE, ΔV_C, la THD y el error de la frecuencia de conmutación. El análisis conjunto de estas métricas permitió seleccionar λ_i=1 y λ_q=0,2 como configuración óptima, al ofrecer el mejor compromiso entre calidad de corriente y regulación de la frecuencia de conmutación.

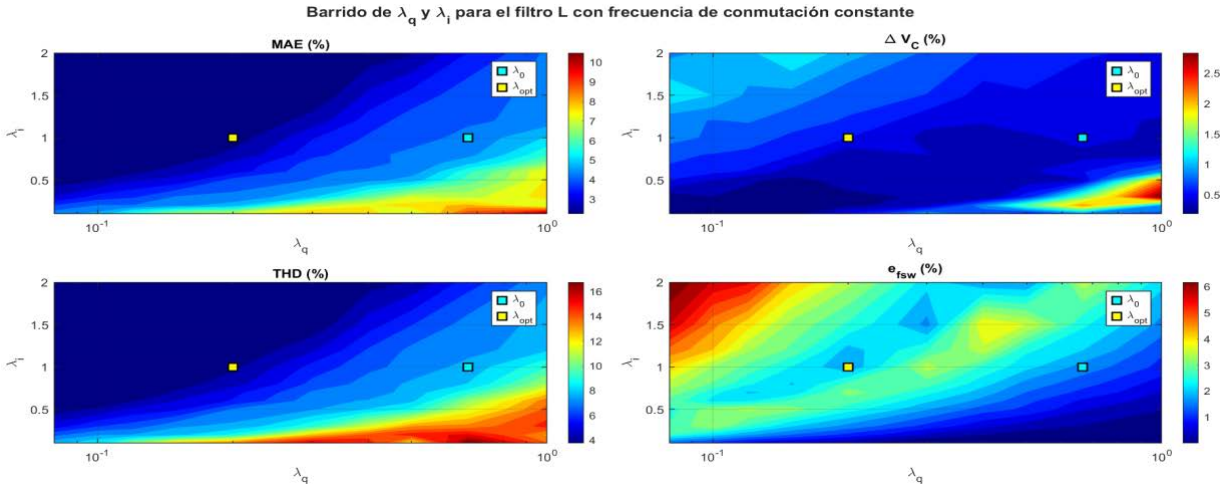


Figura 6. Barrido conjunto de λ_i y λ_q para el filtro L con PCA.

La Figura 7 compara el controlador sin PCA, la configuración PCA inicial y la configuración PCA óptima. Esta última reduce el rizado de corriente respecto al caso inicial. Además, el PCA concentra el contenido armónico de la tensión de línea alrededor de la frecuencia de conmutación de referencia (10 kHz), mientras que sin PCA el espectro presenta una distribución más amplia en frecuencia.

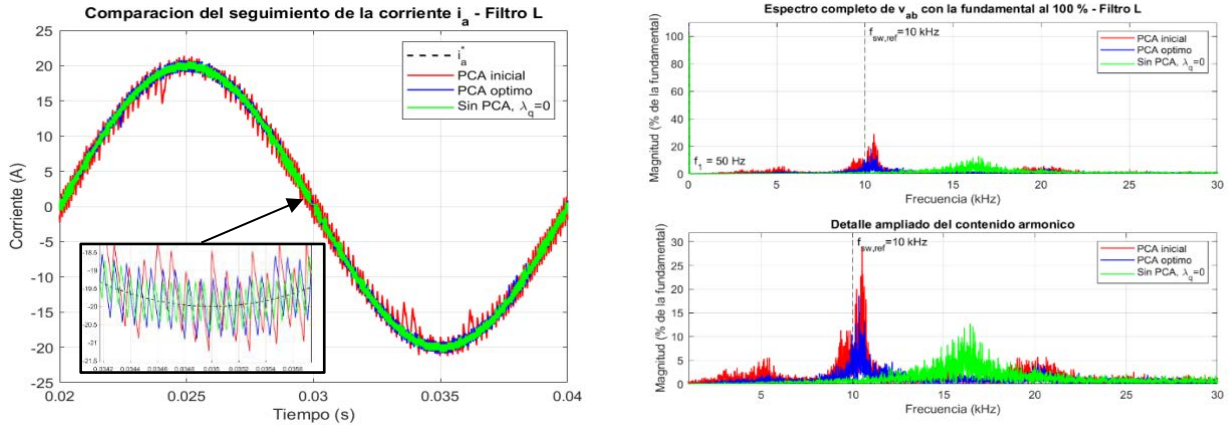


Figura 7. Comparación del seguimiento de corriente de fase i_a y del espectro armónico de la tensión de línea v_{ab} para las configuraciones sin PCA, PCA inicial y PCA óptimo.

Los resultados de la Tabla II muestran que la configuración óptima reduce la frecuencia media de conmutación de 32,8 kHz a 10,2 kHz, con un error del 1,87 % respecto a la referencia. Aunque el MAE y la THD aumentan respecto al caso sin PCA, ambos mejoran de forma notable frente a la configuración PCA inicial. Por tanto, la solución seleccionada ofrece un compromiso adecuado entre calidad de corriente y regulación de la frecuencia de conmutación.

Caso	$\lambda_v \left(\frac{A^2}{V^2}\right)$	λ_i	λ_q	***MAE* (A)**	***MAE* (%)**	ΔV_C **(V)**	ΔV_C **(%)**	***THD* (%)**	$f_{sw,mean}$ **(Hz)**	e_{fsw} **(%)**
PCA inicial	0,025	1	0,67	0,89	4,45	2,44	0,49	7,93	10.172	1,72
PCA óptimo	0,025	1	0,2	0,49	2,44	2,94	0,59	4,25	10.187	1,87
Sin PCA	0,025	1	0	0,38	1,92	1,89	0,38	3,31	32.796	227,96

Tabla II. Comparación de métricas del filtro L para las configuraciones sin PCA, PCA inicial y PCA óptima.

CONCLUSIONES

En este artículo, se ha desarrollado un controlador FCS-MPC para un inversor ANPC trifásico de tres niveles conectado a la red mediante un filtro L. La compensación del retardo computacional reduce el MAE en un 55,7 % y la THD en un 58,9 %. Por su parte, el PCA aproxima la frecuencia media de conmutación a la referencia de 10 kHz con un error inferior al 2 %, aunque introduce incrementos del MAE y de la THD respecto al caso sin PCA. Frente a la configuración PCA inicial, la configuración óptima reduce el MAE y la THD y mantiene la frecuencia media de conmutación próxima a 10 kHz. Estos resultados demuestran que la combinación de compensación del retardo computacional y PCA constituye una solución eficaz para mejorar el desempeño de convertidores ANPC controlados mediante FCS-MPC.

REFERENCIAS

[1] Aguirre, M., Kouro, S., Rojas, C. A., Rodríguez, J. & León, J. I., 2018. Switching Frequency Regulation for FCS-MPC Based on a Period Control Approach. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(7), pp. 5764-5773.

[2] Kouro, S., Cortés, P., Vargas, R., Ammann, U. & Rodríguez, J., 2009. Model Predictive Control-A Simple and Powerful Method to Control Power Converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(6), pp. 1826-1838.

[3] Rodríguez, J. & Cortés, P., 2012. *Predictive Control of Power Converters and Electrical Drives*. Chichester: Wiley-IEEE Press.

[4] Vaquero, J., Sánchez, A., De Castro, A., Vázquez, N., Rodríguez, A., Hernández, C. & Estrada, L., 2023. Control Predictivo por Modos Deslizantes para Convertidores Multinivel ANPC. *SAAEI 2023 (Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación)*. Sevilla: SAAEI.

COORDINACIÓN MEDIANTE CONTROL PREDICTIVO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA, ALMACENAMIENTO Y MOVILIDAD ELÉCTRICA EN UNA VPP

Ángel Rodríguez Tomás, Doctorando, Universidad Rey Juan Carlos

Joaquín Vaquero López, Profesor Titular de Universidad, Universidad Rey Juan Carlos
Yann E. Bouvier, Profesor Ayudante Doctor, Universidad Rey Juan Carlos

Resumen: Se presenta un DERMS (*Distributed Energy Resources Management System*) para coordinar una VPP (*Virtual Power Plant*) con PV (*photovoltaic generation*), un BESS (*Battery Energy Storage System*) y EV *(Electric Vehicles*). La metodología combina MPC *(Model Predictive Control*) con control en horizonte deslizante, MILP *(Mixed-Integer Linear Programming*) y flujo de cargas sobre una red radial de 33 nudos. Con perfiles y precios españoles de cuatro jornadas estacionales de 2025, escalados al alimentador de prueba, se comparan: coordinación PV-BESS sensible a tensión (escenario A), carga inteligente de EV con requisito de movilidad (escenario B) y V2G (*Vehicle-to-Grid*) con reserva y degradación (escenario C). Se obtienen ahorros netos positivos (coste de comprar energía a la red en el caso base menos la suma, con DERMS, del coste de esa energía y del desgaste económico de las baterías), reducciones de pico diario de potencia importada de hasta el 19,47 % y cumplimiento de los límites operativos adoptados, 0,90-1,10 p.u. La descarga V2G óptima es nula: su disponibilidad técnica no garantiza la activación ante almacenamiento estacionario con menor coste marginal de ciclado.

Palabras clave: DERMS, VPP, MPC, MILP, flexibilidad, almacenamiento, vehículo eléctrico, V2G, OMIE, red de distribución.

1. INTRODUCCIÓN

La penetración de recursos energéticos distribuidos transforma la red de distribución en un sistema activo en el que generación renovable, almacenamiento y cargas flexibles deben coordinarse con restricciones económicas y eléctricas. El estándar IEEE 2030.11 identifica el DERMS como la capa funcional que supervisa y optimiza estos recursos [4]. Una VPP agrega activos heterogéneos para producir una respuesta común [2], [6]. La electrificación del transporte añade flexibilidad, pero exige representar la conexión, la energía solicitada, el SOC (*State of Charge*) requerido por el usuario y el desgaste de la operación bidireccional [5], [7].

El MPC anticipa demanda, generación y precios antes de aplicar cada decisión. La literatura incluye formulaciones sensibles a la red para recursos heterogéneos [3] y modelos de flotas eléctricas y V2G con degradación [5], [7]. Son necesarias tres precauciones metodológicas: comparar cada escenario con un caso de referencia que proporcione el mismo servicio energético, validar las consignas mediante flujo de cargas y evitar sobreestimar el valor del V2G cuando se consideran las eficiencias, la reserva de movilidad y la degradación de las baterías.

El objetivo es cuantificar tres niveles progresivos de flexibilidad cuando un DERMS coordina PV, BESS y movilidad eléctrica con perfiles y precios españoles escalados al alimentador de prueba. Se aportan: i) una formulación homogénea con horizonte MPC de seis horas y jornada 18:00-18:00; ii) la adopción de límites operativos de tensión de 0,90-1,10 p.u. y de una banda preferente de 0,95-1,05 p.u., cuya desviación se penaliza; iii) la comparación entre casos base y escenarios controlados que suministran el mismo servicio energético; y iv) la interpretación económica de la no activación de V2G.

2. ARQUITECTURA Y CASO DE ESTUDIO

La Figura 1 resume la arquitectura. OMIE aporta los precios [9] y REE, la demanda y generación [10]. El DERMS optimiza y MATPOWER valida las consignas [8]. La red IEEE de 33 nudos [1] tiene el nudo 1 como conexión aguas arriba. El PV y la BESS se ubican en los nudos terminales 18 y 33 como puntos alejados y eléctricamente sensibles; son

emplazamientos representativos, no óptimos. La flota EV se distribuye según la demanda y admite G2V (Grid-to-Vehicle) y V2G.

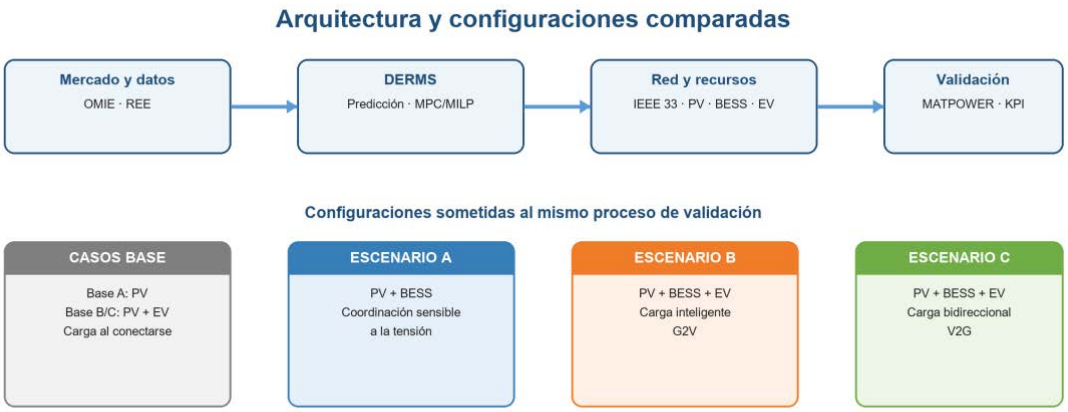


Figura 1. Arquitectura funcional del DERMS y configuración de los casos base y los escenarios A, B y C.

3. METODOLOGÍA

3.1. Datos, jornada y escenarios

Para representar las cuatro estaciones, se seleccionan los días 15 de enero, abril, julio y octubre de 2025, asociados a invierno, primavera, verano y otoño. Se supone que el vehículo permanece conectado entre las 18:00 y las 08:00 del día siguiente, como un patrón simplificado de disponibilidad nocturna. Cada simulación abarca desde las 18:00 del día 15 hasta las 18:00 del día 16, para incluir íntegramente la sesión de conexión y evaluar el cumplimiento del estado de carga requerido a la salida.. Se usan los precios de la zona española del mercado diario de OMIE [9] correspondientes a ambos días; los 96 periodos cuarto-horarios de octubre se agregan mediante promedios horarios. Las series medidas de demanda y generación de REE [10] se normalizan y escalan al tamaño del alimentador, preservando la distribución espacial del caso, y la PV nominal equivale al 20 % de la demanda activa nominal agregada. Los tres escenarios representan niveles crecientes de flexibilidad: A estudia la coordinación PV-BESS; B incorpora conjuntamente la BESS controlada y la carga EV unidireccional y coordinada; y C habilita V2G con reserva y degradación. La comparación de B con su caso base recoge, por tanto, el efecto conjunto de la BESS y de la carga inteligente, mientras que la comparación entre B y C permite analizar específicamente la habilitación de la descarga V2G. Los escenarios y sus casos base se resumen en la Tabla I. Las cuatro jornadas estacionales seleccionadas permiten comparar condiciones estacionales, pero no constituyen una extrapolación anual.

Escenario.	Recursos coordinados	Característica	Caso base
A	PV + BESS	MILP económico PV-BESS con restricciones y penalizaciones de tensión	PV sin BESS
B	PV + BESS + EV	MILP PV-BESS-EV con carga inteligente G2V y requisito de SOC de salida	Carga EV inmediata con igual energía y SOC de salida; sin BESS
C	PV + BESS + EV	MILP PV-BESS-EV con V2G, reserva de movilidad y degradación de la batería EV	Mismo caso base que en B

Tabla I. Definición de escenarios y casos base.

3.2. Formulación del control

Cada hora se construye una predicción de seis intervalos, se resuelve un MILP, se aplica únicamente la primera decisión y se actualizan los estados. Cerca del final de la jornada el horizonte se reduce. La condición terminal de la BESS se introduce cuando el final del día entra en el horizonte, evitando imponer artificialmente el SOC inicial al final de cada ventana. El balance de potencia activa agregado se expresa en (1):

$$P_{grid,k} + P_{B,dis,k} + P_{EV,dis,k} = P_{L,k} - P_{PV,k} + P_{B,ch,k} + P_{EV,ch,k} \quad (1)$$

En (1), k es el intervalo; Pgrid,k, la potencia importada de la red; PB,dis,k/PB,ch,k, la descarga/carga de la BESS; PEV,dis,k/PEV,ch,k, la descarga/carga agregada de la flota EV; PL,k, la demanda, y PPV,k, la generación fotovoltaica. Cada potencia es positiva en el sentido indicado.

Las pérdidas no se introducen en el balance lineal; se calculan posteriormente mediante flujo de cargas. La dinámica de cada almacenamiento j se representa mediante (2):

$$SOC_{j,k+1} = SOC_{j,k} + \eta_{j,ch} P_{j,ch,k} \Delta t/E_j - P_{j,dis,k} \Delta t/(\eta_{j,dis} E_j) \quad (2)$$

En (2), j identifica la BESS o la flota EV; SOCj,k es el estado de carga; ηj,ch/ηj,dis, las eficiencias de carga/descarga; Pj,ch,k/Pj,dis,k, las potencias correspondientes; Δt, la duración del intervalo, y Ej, la capacidad energética nominal. Variables binarias impiden carga y descarga simultáneas. La BESS tiene 0,50 MW/2,00 MWh, eficiencias del 95 %, SOC inicial y terminal del 50 % y límites 20-90 %. La flota agregada dispone de 0,20 MW/3,00 MWh, llega con SOC del 30 % y debe alcanzar el 60 % a las 08:00. El escenario B permite solo carga; el escenario C añade descarga V2G, eficiencia del 95 %, reserva mínima del 30 % y coste incremental de degradación de 20 EUR/MWh interno. En cada intervalo se comprueba que, utilizando toda la potencia de carga disponible durante el tiempo restante hasta la salida, todavía sea posible alcanzar el SOC objetivo. Esta restricción impide que el MPC posponga excesivamente la carga y haga imposible satisfacer posteriormente el requisito de movilidad.

Las sensibilidades de tensión se obtienen por diferencias finitas mediante flujos de cargas y se calculan para todos los nudos de la red; después se utilizan en cada intervalo del horizonte de predicción. Se adoptan límites operativos de 0,90-1,10 p.u., que se imponen como restricciones, y una banda preferente de 0,95-1,05 p.u., cuya desviación se penaliza. Esta separación distingue el cumplimiento de los límites adoptados de la mejora uniforme de la calidad de tensión.

La función objetivo suma coste de importación, energía total procesada de la BESS, degradación V2G, pico previsto y desviación respecto a la banda preferente. La inclusión conjunta de red y degradación es coherente con formulaciones recientes de cooptimización VPP-red [6]; el coste de las baterías de los vehículos sigue el enfoque de compensación por desgaste de [5], [7]. El coste operativo controlado es el coste energético más la degradación; el ahorro neto es la diferencia frente al caso base. Los pesos de pico y tensión son parámetros de control, no pagos reales de mercado. La Tabla II reúne los parámetros principales. El paso horario sigue la resolución de los datos y el horizonte de seis horas equilibra anticipación y cálculo. Las capacidades son compatibles con la escala de la red; SOC, eficiencias y reserva preservan la operación y la movilidad. Los costes distinguen el uso de la BESS del desgaste V2G, y las bandas de tensión separan límite operativo y calidad preferente.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Muestreo / horizonte	1 h / 6 h	BESS	0,50 MW / 2,00 MWh
SOC BESS	50 % inicial/final	Eficiencia BESS	95 % / 95 %
Flota EV	0,20 MW / 3,00 MWh	SOC EV	30 % llegada; 60 % salida
Reserva V2G	30 %	Coste BESS / V2G	2 / 20 EUR/MWh
Límites operativos adoptados	0,90-1,10 p.u.	Banda preferente	0,95-1,05 p.u.

Tabla II. Parámetros principales de simulación.

Para un horizonte H, las funciones objetivo de los escenarios A, B y C se expresan, respectivamente, en (3), (4) y (5):

$$J_A = \Sigma_k [\lambda_k Pgrid,k \Delta t + cB (PB,ch,k + PB,dis,k) \Delta t + (cV \Delta t/Nb) \Sigma_i (\varepsilon^-_{i,k} + \varepsilon^+_{i,k})] + cp\ Ppeak \quad (3)$$

$$J_B = \Sigma_k [\lambda_k Pgrid,k \Delta t + cB (PB,ch,k + PB,dis,k) \Delta t + (cV \Delta t/Nb) \Sigma_i (\varepsilon^-_{i,k} + \varepsilon^+_{i,k})] + cp\ Ppeak \quad (4)$$

$$J_C = J_B + cEV \Sigma_k [\eta EV,ch\ PEV,ch,k + PEV,dis,k/\eta EV,dis] \Delta t \quad (5)$$

En (3)-(5), λk es el precio; cB, cEV, cp y cV ponderan el uso de la BESS, la degradación EV, el pico y la desviación de tensión; Nb es el número de nudos; y ε−/ε+ miden la desviación respecto a la banda preferente. La ecuación (3) corresponde al escenario A. En (4), la carga EV no se penaliza directamente, pero modifica importación, pico y tensiones. La ecuación (5) añade a (4) el desgaste de la batería EV asociado a V2G.

4. RESULTADOS

4.1. Coordinación PV-BESS: escenario A

Como recoge la Tabla III, el escenario A produce ahorro operativo neto en las cuatro estaciones, entre el 0,80 % y el 3,73 %, y reduce el pico entre el 6,00 % y el 14,04 %. La primavera ofrece el mayor ahorro relativo por su estructura de precios. La BESS incrementa ligeramente la importación y las pérdidas debido a la eficiencia de ida y vuelta; el beneficio procede del desplazamiento de energía a horas de menor precio y de la reducción del máximo, no de una reducción de energía neta.

Estación	Ahorro neto (%)	Red. pico (%)	Δ import. (MWh)	Δ pérdidas (%)	Vmin base/control
Invierno	0,80	6,85	+0,256	+0,82	0,9131 / 0,9170
Primavera	3,73	14,04	+0,192	+0,97	0,9303 / 0,9341
Verano	0,92	6,00	+0,184	+0,99	0,9226 / 0,9136
Otoño	0,91	11,11	+0,219	+1,02	0,9279 / 0,9331

Tabla III. Resultados principales del escenario A.

4.2. Carga coordinada del vehículo: escenario B

La carga coordinada suministra exactamente 0,947 MWh de red en todas las jornadas, coherente con elevar 3 MWh desde el 30 % hasta el 60 % con eficiencia del 95 %. El caso base recibe la misma energía mediante carga al conectarse; el ahorro no procede de reducir la movilidad. Frente a ese caso base, el escenario B logra ahorros del 0,80-5,06 % y reducciones de pico del 11,37-19,47 %, atribuibles al efecto conjunto de la BESS controlada y la carga inteligente, no exclusivamente a esta última. Los picos controlados coinciden prácticamente con el escenario A: el DERMS desplaza la carga EV fuera de los instantes críticos. La Tabla IV permite comparar estos resultados con los del escenario C; ambos coinciden porque no se activa la descarga V2G.

4.3. Habilitación V2G: escenario C

Aunque el MILP permite carga y descarga y respeta reserva y SOC final, la descarga óptima es nula en las cuatro estaciones (Tabla IV). La BESS estacionaria, cuyo coste de uso es inferior, ya realiza el arbitraje energético y la reducción de pico que resultan rentables. Descargar las baterías de los vehículos añadiría pérdidas, degradación y restricciones de movilidad sin producir un ahorro adicional. Por ello, bajo los precios y parámetros considerados, el optimizador mantiene nula la descarga V2G. Este resultado refleja una falta de rentabilidad del V2G en el caso analizado, no un error del modelo. La comparación gráfica de ahorro y reducción de pico se presenta en la Figura 2.

Estación	Ahorro neto (%)	Red. pico (%)	Carga EV (MWh)	Descarga V2G (MWh)	SOC salida
Invierno	1,27	11,72	0,947	0,000	60 %
Primavera	5,06	19,47	0,947	0,000	60 %
Verano	0,80	11,37	0,947	0,000	60 %
Otoño	1,39	16,56	0,947	0,000	60 %

Tabla IV. Comparación de los escenarios B y C; los resultados coinciden al no activarse V2G.

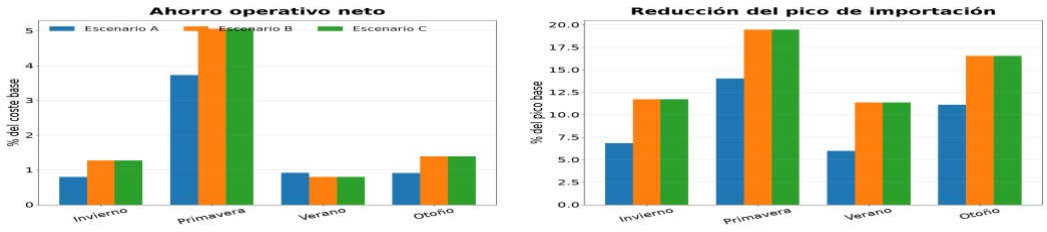


Figura 2. Ahorro operativo neto y reducción del pico por escenario y estación.

4.4. Tensión, pérdidas e importación

Todos los casos cumplen los límites operativos adoptados de 0,90-1,10 p.u., pero la banda preferente no mejora de forma uniforme, como detalla la Tabla V. En el escenario A el mínimo aumenta en invierno, primavera y otoño y disminuye 0,0090 p.u. en verano; el porcentaje de horas-nudo fuera de 0,95-1,05 p.u. aumenta 3,03 puntos en invierno y 1,52 en otoño, pero disminuye 0,38 y 0,13 puntos en primavera y verano. El escenario B presenta el mismo mínimo controlado, con variaciones del porcentaje fuera de banda preferente de +3,28, +0,63, +0,63 y +3,91 puntos. Los indicadores del escenario C coinciden con los de B porque la descarga V2G es nula. Por ello, el término sensible a tensión indica la incorporación de restricciones y penalizaciones de red; no implica la mejora de todos los indicadores.

Estación	Vmin A/B	Δ fuera banda A (pp)	Δ fuera banda B (pp)
Invierno	0,9170	+3,03	+3,28
Primavera	0,9341	-0,38	+0,63
Verano	0,9136	-0,13	+0,63
Otoño	0,9331	+1,52	+3,91

Tabla V. Indicadores de tensión de los casos controlados; el escenario C coincide con B.

5. DISCUSIÓN

Los resultados confirman que la principal aportación del DERMS es coordinar recursos con objetivos concurrentes y validar eléctricamente las decisiones. La BESS proporciona ahorros modestos pero consistentes y reducción de pico. La carga EV flexible puede integrarse sin aumentar el máximo y manteniendo el servicio de movilidad. Sin embargo, la importación y las pérdidas aumentan ligeramente por las eficiencias, y la calidad de tensión relativa depende de la estación y del caso base.

La ausencia de V2G demuestra que un recurso técnicamente disponible puede no ser económicamente competitivo. Con remuneración solo energética, la BESS desplaza al vehículo por su menor coste de ciclo y la ausencia de reserva de movilidad. La compensación requerida por el propietario depende del desgaste, el patrón de operación y el valor obtenido por la flota [5], [7]. Por tanto, V2G no carece de valor general: su activación depende de la remuneración, el desgaste, los precios y la flexibilidad ya instalada. Una extensión de este trabajo debe estudiar el coste de degradación, la potencia BESS y la remuneración por capacidad o soporte de red.

Las limitaciones son cuatro jornadas estacionales seleccionadas, predicción perfecta, flota agregada, sensibilidades lineales validadas a posteriori y ausencia de potencia reactiva controlable, regulación de transformador, límites térmicos y servicios complementarios. Por ello, los resultados no se extrapolan directamente al año ni constituyen un dimensionamiento óptimo de activos.

5.1. Implicaciones y trabajo futuro

La flexibilidad debe evaluarse como una cartera, no como una suma independiente de tecnologías. El DERMS emplea la BESS para arbitraje y reducción del pico y desplaza la recarga para preservar la movilidad y los límites eléctricos, pero la competencia entre recursos modifica su valor marginal. Con una señal solo energética puede activarse el almacenamiento estacionario y permanecer inactivo V2G. La remuneración por capacidad, congestión o soporte de tensión podría alterar esta selección.

La continuación debe incorporar un año completo, incertidumbre de demanda, PV, precios y disponibilidad EV, y un benchmark con BESS controlada y carga EV inmediata. También debe calcularse la frontera de activación V2G frente al coste de degradación, la potencia BESS y la reserva de movilidad. La extensión eléctrica debe coordinar potencia activa y reactiva, regulación del transformador y límites térmicos mediante OPF (Optimal Power Flow) o MPC multivariable, separando el valor energético, el valor de red y la robustez de cada recurso.

6. CONCLUSIONES

Se ha desarrollado una arquitectura DERMS-VPP para coordinar PV, BESS y movilidad eléctrica con perfiles de OMIE y REE escalados a una red IEEE de 33 nudos. El escenario A logra ahorros del 0,80-3,73 % y reducciones de pico del 6,00-14,04 %. El escenario B garantiza 0,947 MWh de movilidad y un SOC del 60 %, con ahorros del 0,80-5,06 % y reducciones de pico del 11,37-19,47 %; frente a su base, estas diferencias combinan BESS y carga inteligente. Todos los casos respetan los límites adoptados de 0,90-1,10 p.u. En C, la reserva del 30 %, la degradación de 20 EUR/MWh y el menor coste marginal de ciclado de la BESS hacen nula la descarga V2G.

REFERENCIAS

[1] Dolatabadi, S.H. et al., 2021, “An Enhanced IEEE 33-Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies”, IEEE Trans. Power Syst., 36(3), 2565-2572. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3038030.

[2] Gough, M. et al., 2022, “Operation of a Technical Virtual Power Plant Considering Diverse Distributed Energy Resources”, IEEE Trans. Ind. Appl., 58(2), 2547-2558. DOI: 10.1109/TIA.2022.3143479.

[3] Gupta, R. et al., 2021, “Grid-Aware Distributed Model Predictive Control of Heterogeneous Resources in a Distribution Network: Theory and Experimental Validation”, IEEE Trans. Energy Convers., 36(2), 1392-1402. DOI: 10.1109/TEC.2020.3015271.

[4] IEEE Power and Energy Society, 2021, IEEE Guide for Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) Functional Specification, IEEE Std 2030.11-2021. DOI: 10.1109/IEEESTD.2021.9447316.

[5] Leippi, A. et al., 2024, “Optimizing Electric Vehicle Fleet Integration in Industrial Demand Response: Maximizing Vehicle-to-Grid Benefits While Compensating Vehicle Owners for Battery Degradation”, Appl. Energy, 374, 123995. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123995.

[6] Li, Q. et al., 2025, “Co-optimization of Virtual Power Plants and Distribution Grids: Emphasizing Flexible Resource Aggregation and Battery Capacity Degradation”, Appl. Energy, 377, 124519. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124519.

[7] Sagaria, S. et al., 2025, “Vehicle-to-Grid Impact on Battery Degradation and Estimation of V2G Economic Compensation”, Appl. Energy, 377, 124546. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124546.

[8] Zimmerman, R.D., et al., 2011, “MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education”, IEEE Trans. Power Syst., 26(1), 12-19. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.

[9] OMIE, Mercado diario: acceso a ficheros, https://www.omie.es/en/file-access-list (28 agosto 2026).

[10] Red Eléctrica de España, ESIOS: descargas, https://www.esios.ree.es/es/descargas (28 agosto 2026).

DISEÑO Y DESARROLLO DE UN DISPOSITIVO PONIBLE DE SEGURIDAD PARA LA DETECCIÓN DE PROXIMIDAD EN LÍNEAS DE TENSIÓN DE 15 KV, 20 KV Y 30 KV

Rubén Orcajo Pérez, Universidad de Burgos / Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Vanesa Fernández Cavero, Universidad de Burgos / Tutora

Resumen: El desafío técnico central reside en la captación de corrientes de desplazamiento de baja magnitud inducidas por el campo eléctrico en el aire. Para lograrlo, el sistema emplea un sensor capacitivo. Esta señal es capturada mediante una etapa de transimpedancia. Después, se diseña una etapa de rectificación de precisión de onda completa analógica, seguida de un filtrado paso bajo analógico RC. Esta cadena analógica convierte la señal alterna de campo en una tensión continua estable y proporcional a la magnitud del campo eléctrico, optimizando su digitalización. El microcontrolador ejecuta en tiempo real los algoritmos de decisión mediante una máquina de estados finitos, gestionando las alertas sonoras y visuales, la monitorización de la batería y los modos de ahorro energéticos. El prototipo se integra en una PCB de 4 capas encapsulada en una carcasa PC-ABS desmontable con grado de protección IP54, para su uso ponible en entornos industriales.

Palabras clave: Seguridad eléctrica, dispositivo ponible, detector de campo eléctrico, bajo consumo, transimpedancia, Media Tensión.

INTRODUCCIÓN

En el sector eléctrico, las operaciones de mantenimiento y maniobra en infraestructuras de media tensión, conllevan un riesgo inherente de arco eléctrico o contacto accidental. Aunque la normativa dictamina el cumplimiento estricto de las 5 reglas de oro (UNE-EN 50110-1), existe una vulnerabilidad durante la fase de aproximación a la instalación.

Los verificadores de ausencia de tensión requieren contacto físico mediante pértigas aislantes. Sin embargo, no proporcionan una alerta continua durante el desplazamiento del operario en entornos con líneas adyacentes energizadas. El objetivo de este proyecto es resolver este punto ciego desarrollando un dispositivo ponible, ligero y autónomo, conforme al Reglamento (UE) 2016/425, capaz de detectar campos eléctricos de media tensión mediante acoplamiento capacitivo a distancia y emitir advertencia sonora y luminosa.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN Y PROYECTO

El dispositivo se ha estructurado en cinco dominios de ingeniería interconectados

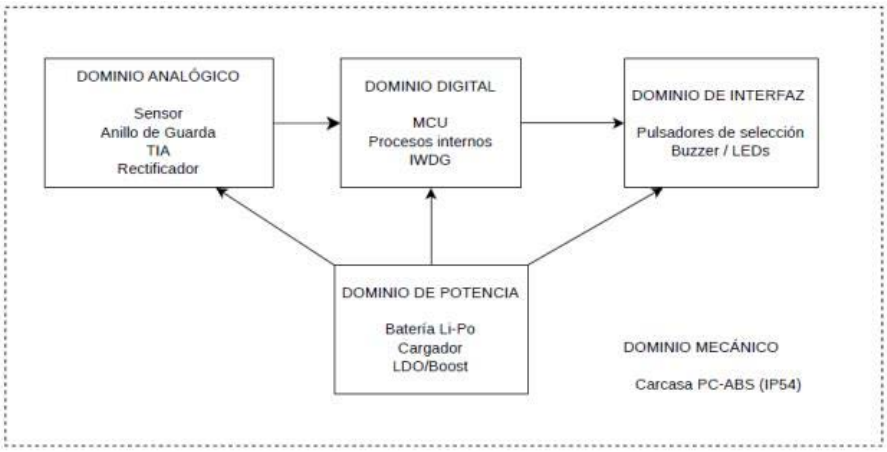


Figura 1. Arquitectura general del sistema.-

- Dominio Analógico: Captación y Acondicionamiento. Se utiliza un sensor capacitivo impreso en la PCB para captar la corriente de desplazamiento. Esta corriente es convertida a tensión mediante una etapa de transimpedancia de ultra-alta impedancia con el ADA4530-1, rodeado por un anillo de guarda. A continuación, se aplica una rectificación de precision de onda completa con el OPA2333 y diodos BAT54C, seguida de un filtro paso bajo RC, obteniendo una tension DC estable proporcional a la magnitud del campo eléctrico.

- Dominio Digital: Procesamiento y Control. Controlado por el microcontrolador STM32L031K6. El firmware muestrea la tensión acondicionada mediante su ADC de 12 bits, aplica algoritmos de filtrado digital de picos transitorios y compara la lectura con umbrales de tension programados. Un temporizador de vigilancia garantiza la estabilidad frente a cuelgues del programa.

- Dominio de Interfaz: Dispone de un selector general ON/OFF de 2 posiciones, 3 pulsadores con antirrebote por software para seleccionar el nivel de tension (15 kV, 20 kV y 30 kV), 3 LEDs amarillos que indican el estado del nivel de tension y también de la batería, 1 LED rojo para el estado de alarma y 1 zumbador para el estado de alarma.

- Dominio de Potencia: Alimentación. Alimentado por una batería Li-Po de 3,7 V / 300 mAh recargable por puerto USB-C mediante el cargador BQ21040. La regulación se realiza con un elevador step-Up TPS61222 y un LDO MCP1700 el cual se conecta o desconecta vía P-MOSFET SI2301CDS.

- Dominio Mecánico: Envolvente. Carcasa compacta y ergonómica diseñada en PC-ABS mediante AutoCAD, con grado de protección IP54, optimizada para acoplarse al guante o casco del operario.

METODOLOGÍA

La metodología del proyecto abarca cuatro fases fundamentales:

- Modelado Teórico y Analítico: Cálculo del acoplamiento capacitivo en el dieléctrico de aire entre conductores normalizados (LA-56 y La-110) a distancias límite de proximidad-1 de seguridad (según UNE-EN 50110-1), derivando las corrientes de desplazamiento inducidas.

- Simulación Analógica: Validación en Simulink (Simscape Electrical / MATLAB) de la respuesta temporal de la etapa TIA, el comportamiento de la rectificación de precision de onda complete y la atenuación del filtro pasa-bajo frente a la señal inducida de 50 Hz y su rizado de 100 Hz.

- Diseño Electrónico: Trazado del esquemático y ruteo de una PCB de 4 capas en KiCad 9.0. Con apliado físico optimizado.

- Desarrollo del Firmware e Integración: Programación en C mediante STM32CubeIDE bajo una arquitectura de máquinas de estados finitos, implementando autodiagnóstico al encendido, comprobación continua de nivel de batería, temporizador de vigilancia y discriminación de falsos positivos.

RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

Las simulaciones analíticas de los modelados físicos en Simulink permitieron caracterizar el comportamiento del dispositivo ponible en sus fases de operación. Para la calibración de los umbrales de alarma se seleccionó el conductor normalizado LA-56. Debido a su menor diámetro frente a conductores de mayor sección. Esto induce la menor capacitancia de acoplamiento y, por tanto, induce la corriente de desplazamiento más débil. Esto garantiza que responderá con mayor margen de seguridad ante cables de mayor sección.

Nivel de Tensión entre fases **[kV]**	**Corriente de pico (LA-56)** **[nA]**	**Tensión salida en DC** **[V]**	**Código ADC en 12 bits**
15	15,58	1,867	2318
20	20,58	1,937	2405
30	30,39	2,075	2576

Tabla I. Resultados de Captación y Códigos ADC de Umbral Seleccionados (LA-56).

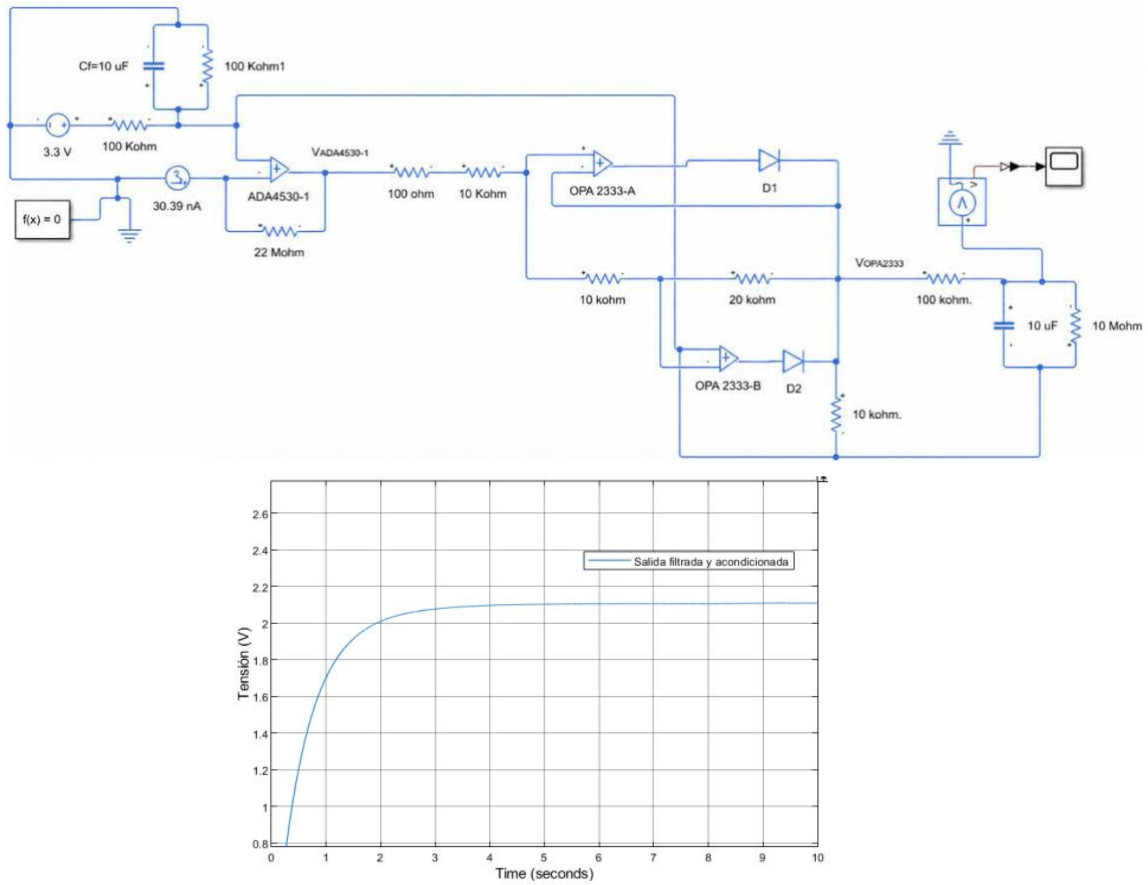


Figura 2. Modelo de simulación en Simulink ante una tensión entre fases de 30 kV en cable LA-56

El procesamiento digital en el microcontrolador integra el tratamiento completo de la señal acondicionada y la gestión de seguridad mediante una máquina de estados finitos programada en C. Aquí, se expone el ciclo de ejecución que aborda el bucle principal:

- Secuencia de Arranque y Autodiagnósitoc (POST): Tras accionar el encendido, se ejecuta una rutina inicial de autodiagnóstico de 500 ms en la que verifica la estabilidad de la alimentaicón, nivel de batería Li-Po y espera la selección del umbral de tensión de trabajo seleccionado por el usuario. Una vez seleccionado el umbral, el programa va directo al while, al bucle prinicipal.

- Compensación de Masa Virtual: Dado que la etapa analógica opera referenciada a una masa virtual para posibilitar el acondicionamiento con alimentación simple, el firmware adquiere la señal del ADC (resolución de 0,805 mV/LSB) y resta este nivel continuo de referencia, aislando la magnitud limpia proporcional al campo eléctrico.

- Filtrado Digital por Media Móvil Exponencial (EMA): Para eliminar transitorios y ruido de alta frecuencia sin recargar la CPU, se aplica un filtro EMA optimizado en aritmética entera.

- Discriminación de Umbrales y Alertas Redundantes: El firmware compara el valor filtrado con el código de umbral activo correspondiente a la tension seleccionada. Ante la superación del límite, el sistema activa simultáneamente el LED rojo de alarma y el zumbador piezoeléctrico en un tiempo de respuesta de 378 ms.

- Gestión de Batería e indicación de Estado: Se evalúa continuamente la tension de la batería Li-Po mediante el circuito BQ21040, gestionando la señalización visual de estado operativo e indicando mediante los LEDs los eventos de la batería.

- Robustez y Determinismo Temporal: Cada interación del bucle se ejecuta con una cadencia de 100 ms y está salvaguardada por un watchdog, asegurando el reinicio automático del micrcontrolador ante cualquier bloqueo.

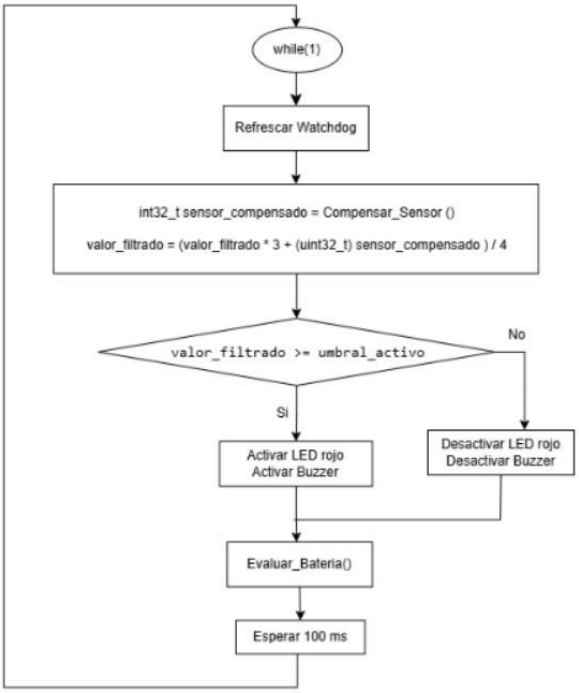


Figura 3. Flujograma del bucle principal

El dispositivo consume 4,2 mA en modo vigilancia el dispositivo. En modo alarma, cuando se activa el LED y el zumbador, el consumo asciende a 18,5 mA y en estado OFF se reduce a 0,0 µA por el corte físico del P-MOSFET.

El prototipo ofrece una autonomía de 14,2 horas continuas.

La fiabilidad estimada según la norma MIL-HDBK-217F determina un MTBF superior a las 45000 horas.

Todo el conjunto, compuesto por la PCB 4 capas y la envolvente de PC-ABS pesa 38,5 g con grado de protección IP54.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El salto de escalón del ADC de 12 bits referenciado a 3,3 V es de solo 0,805 mV/LSB. Esta elevada resolución garantiza una discriminación precisa e inmediata en el umbral de disparo: el sistema activa la alarma de forma exacta al alcanzar el código 2318 (1,867 V) y la desactiva tan pronto la tensión desciende por debajo de dicho valor en tan solo un escalón (0,805 mV), evitando zonas muertas o ambigüedades en la conmutación de la alerta.

El muestreo a 10 Hz (cadencia de 100 ms) cumple con el teorema de Nyquist gracias al filtro RC previo, que actúa como filtro antialiasing analógico limitando la señal con una frecuencia de corte de 0,16 Hz. Esta atenuación entrega una señal continua limpia al ADC, liberando recursos de la CPU para procesar el filtro digital EMA sin sobrecarga computacional, logrando discriminar eficazmente el ruido ambiental sin mermar la autonomía.

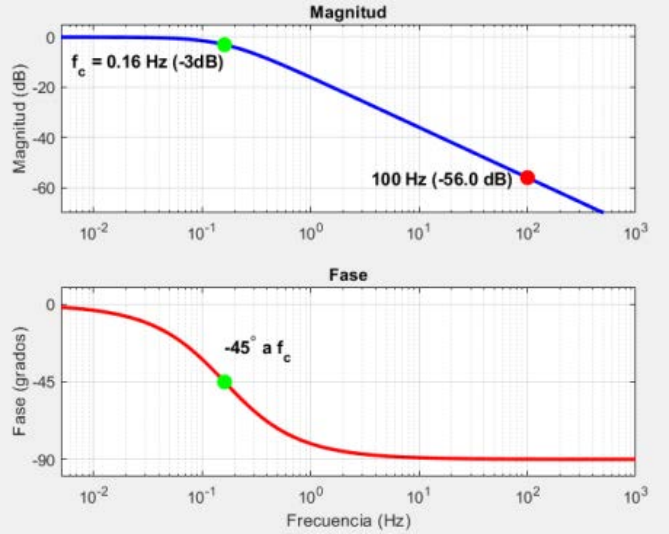


Figura 4. Diagrama de Bode del filtro pasa-baja

La validación definitiva del EPI requerirá campañas de ensayo en laboratorios certificados. Estas pruebas permitirán caracterizar las desviaciones producidas por variables ambientales extremas y geometrías de línea complejas, asegurando la robustez total del dispositivo antes de su certificación comercial. Cabe señalar que el diseño del banco de pruebas y la metodología detallada para llevar a cabo dichos ensayos experimentales se encuentran definidos dentro de la memoria del proyecto.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a la Universidad de Burgos y a la tutora Vanesa Fernández Cavero por su apoyo y guía técnica durante la realización del TFG. Así, como a mi familia y compañeros por su respaldo constante durante este proceso.

REFERENCIAS

[1] Franco, S., 2002, Design with Operational Amplifiers and Analog Integrated Circuits, 3.ª ed., McGraw-Hill.
[2] Horowitz, P. & Hill, W., 2015, The Art of Electronics, 3.ª ed., Cambridge University Press.
[3] Sedra, A.S. & Smith, K.C., 2004, Circuitos microelectrónicos, 4.ª ed., Oxford University Press.
[4] White, E., 2011, Making Embedded Systems: Design Patterns for Great Software, O'Reilly Media.
[5] Williams, T., 2011, The Circuit Designer's Companion, 3.ª ed., Newnes / Elsevier.

RELAY ASSIGNMENT TO ENSURE UFLS SCHEME ROBUSTNESS

Oswaldo Arenas, Predoctoral Researcher*
Lukas Sigrist, Associate Professor*
Mohamad Rajabdorri, Research Assistant Professor*
Enrique Lobato, Professor*
Luis Rouco, Professor*
Víctor Sordo, Operations Engineer+
*Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas
+I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, Iberdrola Group

Abstract: Under-frequency load shedding (UFLS) schemes are the last automatic defence of a power system against severe generation deficits, and conventional schemes deliver it by tripping predefined groups of distribution feeders at different frequency thresholds. The robustness of their implementation can be measured as the difference between the aggregated load of the selected feeders and the target load of the scheme design. This difference depends on which feeders are assigned to the relays and is increasingly hard to keep small as distributed generation reshapes feeder flows. This paper presents the ASIGNA project, an automatic system for allocating feeders to the steps of the UFLS scheme. The proposed framework formulates the allocation as a mixed-integer linear program that minimises the deviation between the shed load and the target load over a full year of hourly scenarios and, finally, supervises the deployed scheme with a monitoring and supervised control loop. Results on two real zones with hundreds of relay-equipped feeders show that the proposed optimal feeder selection model reduces the deviation of the complete scheme to 35–41 % of that of the current four-scenario practice and narrows the range of hourly deviations, but also that a fixed allocation loses accuracy within a year in zones with high photovoltaic penetration. The framework therefore closes the loop with a monitoring and supervised control process that helps to re-optimise the deployed scheme when a predefined tolerance band is crossed.

Keywords: UFLS, feeder allocation, MILP, monitoring and control, distributed generation.

1. INTRODUCTION

Under-frequency load shedding (UFLS) schemes are the last automatic barrier of a power system against a severe imbalance between generation and demand. Conventional schemes, organised in steps with fixed frequency thresholds and a target share of demand per step, remain the industry standard in large systems. When the frequency falls below preset thresholds, local under-frequency relays trip groups of distribution feeders to restore the balance. Their performance depends not only on the design set by the transmission system operator (number of steps, thresholds and load per step), but also on which feeders the distribution system operator (DSO) physically assigns to the under-frequency relays. Recent disturbances show that the realised load shed can fall short of the design: 17.3 % of demand against a 25 % target in the 2025 Chilean blackout [1] and 33.8 % against a minimum of 38 % target in the 2025 Iberian blackout [2].

Two main aspects make the feeder allocation harder. First, it is difficult to find an optimal allocation that minimises the deviation between the load actually shed and the target over a year-ahead horizon (e.g., 8,760 hourly time stamps) with a pool of hundreds of candidate feeders to be selected and allocated to steps. Second, the growth of distributed generation, mainly solar photovoltaics (PV), makes feeder flows highly variable, so that the load available for shedding at midday can be far below the nominal value and even negative [3]. European regulation requires the scheme to be assessed over different operating scenarios and its implementation to be reported yearly ([4] [5]); however, DSOs still select and allocate feeders by matching aggregated loads at a handful of representative hours (typically four or fewer, taken from peak and off-peak demand conditions), and leave the allocation in place for at least one year without any change. Reviews call for monitoring the load actually available in the feeder due to intra-day variations [6], while the few dedicated methods either express the selection as a continuous mixing factor that no relay can implement [7] or rely on uncertainty models validated on small test systems [8].

The ASIGNA project (Automatic system for allocating loads to the steps of the under-frequency load-shedding scheme) addresses this gap for the Spanish distribution network. It combines a characterisation of the eligible feeders, a mixed-integer linear programming (MILP) allocation model solved over a full year of hourly scenarios, and a supervision loop that detects when the deployed scheme has drifted and re-optimises it with the fewest relay reconfigurations. This

paper presents the proposed ASIGNA framework and the results of the optimal feeder allocation performed on two real distribution zones.

2. THE ASIGNA FRAMEWORK

2.1 Tool concept: supervised monitoring for feeder allocation

ASIGNA treats feeder allocation as an operational decision that is planned, monitored and revised. Figure 1 shows the flow of the framework. The inputs are the UFLS design provided by the transmission system operator (TSO) (steps, thresholds and load per step), the structural data of the feeders (consumer type, substation, relay), and the historical time series of feeder and system load. Two processes run on these inputs. The monitoring process evaluates a key performance indicator (KPI) of the deployed related to the expected signed deviation between the load that would be shed and the target provided by the TSO, per cumulative step. The optimal feeder allocation process solves the optimisation models of Section 3 to produce an updated solution.

ASIGNA will also link the two processes: while the KPI stays inside a predefined tolerance band around the cumulative target, the scheme remains invariant; when the band is crossed, the allocation is re-optimised so that the feeders needed to bring the deviation back into the band are reassigned. The output is a set of relay configurations that the DSO deploys through its telecontrol chain (IEC 60870 and IEC 61850), and the new field measurements close the loop. Measurement outliers are filtered before monitoring so that alarms reflect persistent changes, such as new PV plants, rather than transient anomalies.

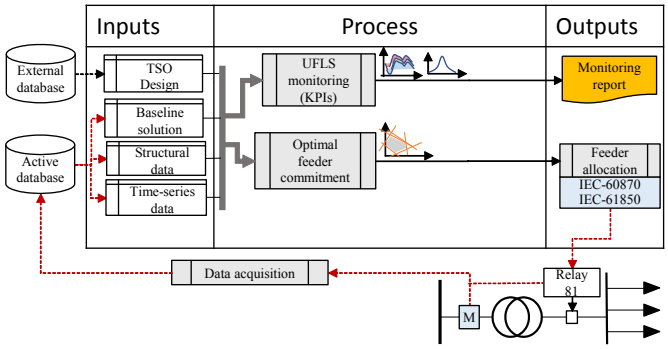


Figure 1. Flow chart of the ASIGNA framework: inputs, monitoring and allocation processes, outputs and data loop.

Two more extensions of the allocation engine of Section 3 are being incorporated into ASIGNA. Regarding risk, the model of Section 3.1 treats over- and under-shedding symmetrically and minimizes their expected value, so it yields a risk-neutral allocation, whereas under-shedding is the more dangerous outcome and, in PV-dominated zones, concentrates in the tail of the deviation distribution (Figure 3, Zone B). Risk-averse variants can instead minimize the expected deviation of the worst share of scenarios, trading average accuracy of the UFLS scheme operation against the worst under-shedding hours.

The second extension adds the cost of the allocation itself: the priority of the disconnected consumers and the number of relay reconfigurations. every feeder added to the scheme carries the cost of its consumer category, so critical loads are the most expensive to shed and each reconfiguration has a price. This cost combined with the expected deviation represent a multi-objective optimization problem [9], which fixes the exchange rate between shedding accuracy and relay reconfigurations.

2.2 Feeder characteristics and aggregated power of the study zones

In the first monitoring stage of ASIGNA, the eligible feeders are characterized. Clustering their hourly profiles with K-means (four clusters) and taking the real feeder closest to each centroid yields the typical feeders of Figure 2. Commercial and service feeders (a) show a daytime plateau from about 6 h to 19 h. Residential feeders (b) show a morning ramp and an evening peak around 20 h. Industrial feeders (c) are almost flat over the day. PV-dominated feeders (d) reverse their flow at midday, dropping from a small positive value at night to several times their mean

below zero between 8 h and 18 h, and the reversal deepens from the first to the second year. The fourth type reduces the available load the most, so its share of the eligible pool determines how difficult the allocation is.

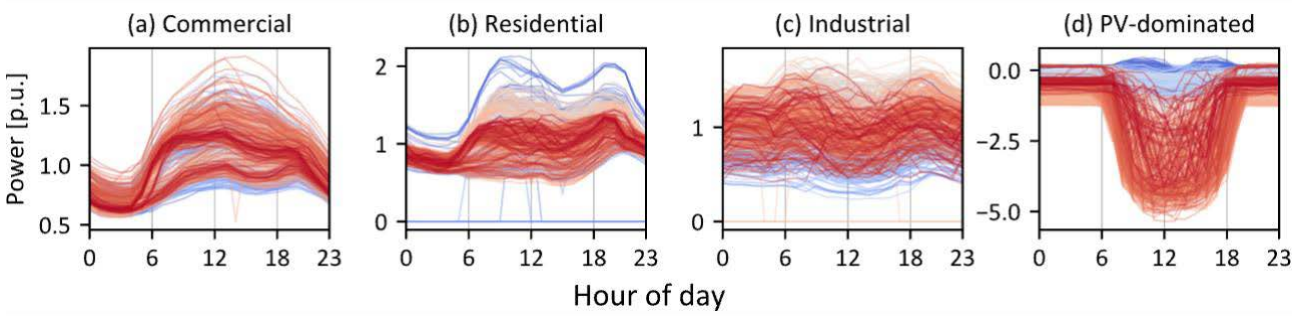


Figure 2. Typical feeders: one curve per day of the two-year record, coloured by date (blue to red), in p.u. of each feeder's mean power.

The second monitoring stage of ASIGNA characterises the power available for shedding in each distribution zone. Two hourly series are compared over the reference period: the target power P^{req} that the complete scheme (all steps) must disconnect, and the aggregated power PF of the eligible feeders, that is, the sum of the measured active power of all feeders equipped with an under-frequency relay. Both series are expressed in per unit of the mean target power, so a value of 1 p.u. means that the eligible feeders exactly cover the required shedding. Figure 3 shows, for two Spanish zones, the daily profiles of PF (one curve per day, coloured by date) and the probability density of PF against the target.

The two zones represent different feeder pool characteristics. Zone A is a dense urban and commercial area with negligible solar PV generation: the aggregated feeder power follows the daily shape of the reference and stays between 1.2 and 3 p.u., so there is ample margin. Zone B has a high penetration of solar PV: the midday drop of PF is so deep that the aggregate approaches zero, and on some days becomes negative, exactly when the reference load peaks; its distribution is wide, with a long tail below the target, which is the signature of the under-shedding risk analysed in Section 4.

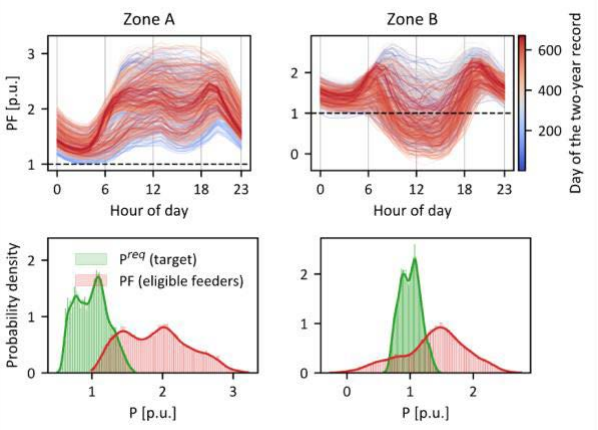


Figure 3. Daily profiles (top, dashed line = mean target) and probability density (bottom) of the aggregated eligible-feeder power PF against the target over the two-year record, in p.u. of the mean target.

3. OPTIMAL FEEDER SELECTION MODELS

Ideally, the feeders assigned up to step j should shed exactly the target load at every hour of the year. Since the selection is binary, this equality cannot hold, so the model minimises the deviation instead. Let $P_{t,i}$ be the measured power of feeder i at hour t, $x_{i,j}$ the binary decision that assigns feeder i to step j, and $P^{req}_{t,j}$ the required shedding of step j at hour t. Two non-negative slack variables per hour and step, $s^{\uparrow}$ and $s^{\downarrow}$, measure how much the selected load exceeds or falls short of the target. The Full model selects the feeders of all steps at once by minimising the expected

value of the slacks over the assessed time horizon, Eq. (1), subject to the balance constraints, and to the condition that a feeder belongs to at most one step:

$$\min_{x,s} \frac{1}{|T|}\sum_{t,j}\left(s^{\uparrow}_{t,j} + s^{\downarrow}_{t,j}\right) \tag{1a}$$

$$P^{\mathrm{req}}_{t,j} - s^{\downarrow}_{t,j} \;\le\; \sum_{i}\left(P_{t,i}\sum_{\hat{\jmath}\le j} x_{i,\hat{\jmath}}\right) \le\; P^{\mathrm{req}}_{t,j} + s^{\uparrow}_{t,j} \qquad \forall t, \forall j \tag{1b}$$

$$\sum_{j} x_{i,j} \;\le\; 1 \quad \forall i \tag{1c}$$

$$s^{\downarrow}_{t,j},\, s^{\uparrow}_{t,j} \ge 0 \quad \forall t, \forall j \tag{1d}$$

The factor $|T|$ that divides the sum of slacks turns it into the expected deviation of the scheme. This model finds the global optimum across steps, but with hundreds of feeders, six steps and 8,760 hours its solution becomes computationally demanding. Two lighter variants follow the way the scheme operates. The Sequential model proposed in [10] solves one step at a time, from the first frequency threshold to the last, removing the feeders already assigned from the candidate set; it drops the coupling between steps in exchange for six much smaller problems. The Iterative model solves the joint problem on a small subset of hours, starting from the four seasonal scenarios used today, and enriches it at each iteration with the hours of largest deviation until the accuracy indicator stops improving.

The third element is time series aggregation (TSA). The hourly profiles of all feeders and of the reference load are min-max normalised and clustered with k-means; each cluster centroid becomes a representative hour and its size L_k, the number of original hours it represents, becomes the weight of that scenario in Eq. (1), so that each representative hour carries its empirical probability. The number of clusters is chosen at the knee of the error curve against the full year; in the study zones 380 representative hours reproduce the 8,760-hour horizon with negligible loss of accuracy and shorten the solution time by orders of magnitude.

4. RESULTS

The Full model of Section 3 was tested on the two zones of the Spanish distribution network with the most contrasting typologies: Zone A, with 249 relay-equipped feeders and negligible distributed generation, and Zone B, with 404 feeders and high PV penetration [10]. Both zones apply the six-step design of Table I. Two training sets were compared: Full (4h), the four seasonal scenarios of current practice, and Full (8760h), the 8,760 hours of 2023. Both allocations were evaluated out of sample on 2024, as a DSO would plan one year ahead with the previous year's measurements. The accuracy indicator is E-OUT, Eq. (2), the total deviation from the target over all hours and cumulative steps, in percent of the total target; it is reported here for the complete scheme (cumulative steps 1-6), together with the 1st and 99th percentiles of the hourly deviation, L-LOW and L-HIGH, which bound 98 % of the hours. All problems were solved with Gurobi 12 to a 0.3 % (Zone A) or 1 % (Zone B) optimality gap.

$$\text{E-OUT} \;=\; 100 \cdot \frac{\sum_{t,j}\left(s^{\uparrow}_{t,j} + s^{\downarrow}_{t,j}\right)}{\sum_{t,j} P^{\mathrm{req}}_{t,j}} \quad [\%] \tag{2}$$

Step j	1	2	3	4	5	6
Frequency threshold [Hz]	49.0	48.8	48.6	48.4	48.2	48.0
Cumulative required UFLS [% of demand]	2.0	11.5	20.0	28.5	36.0	43.0

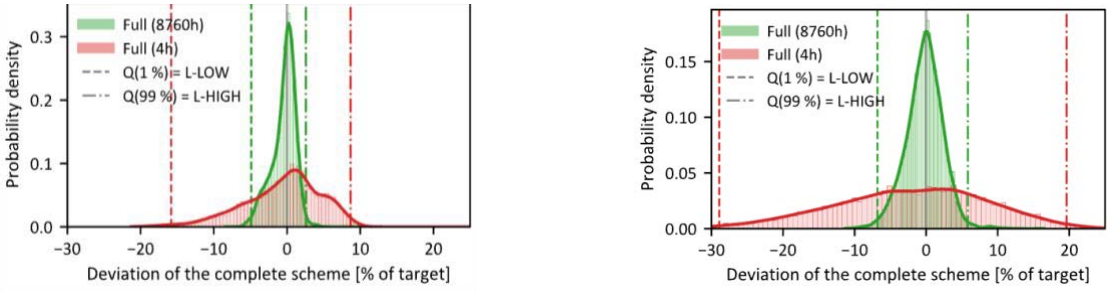
Table I. UFLS scheme design applied in Zones A and B.

Table II reports the E-OUT, L-LOW and L-HIGH of both strategies, and Figure 4 plots the training-year distribution of the hourly deviation.

Strategy (model: input)	Set	E-OUT A	L-LOW A	L-HIGH A	E-OUT B	L-LOW B	L-HIGH B
Full (8760h)	Train (2023)	1.17	−4.89	2.58	1.90	−6.81	5.82
Full (8760h)	Test (2024)	2.04	−5.80	5.19	4.99	−22.49	4.15
Full (4h)	Train (2023)	4.27	−15.83	8.67	9.99	−28.91	19.62
Full (4h)	Test (2024)	5.91	−15.71	11.98	12.20	−41.28	17.68

Table II. E-OUT and 1st/99th percentiles (L-LOW, L-HIGH) of the deviation of the complete scheme [%], Zones A and B, training (2023) and test (2024) years.

Three results stand out. First, the four-scenario practice, Full (4h), is the worst strategy in both zones and by a wide margin in Zone B, where its out-of-sample E-OUT reaches 12.2 % against 4.99 % for Full (8760h). Second, the full-year model is markedly better on every data set, with E-OUT between 1.17 % and 4.99 % against 4.27 % to 12.2 % for Full (4h). Third, the percentiles of Table II and Figure 4 show what the average hides: with Full (4h), 1 % of the time-stamps of the test year fall below −15.7 % of the target in Zone A and below −41.3 % in Zone B, and its distribution is far wider, whereas Full (8760h) keeps 98 % of the hourly deviations within −5.8 to +5.2 % in Zone A and within −22.5 to +4.2 % in Zone B.



(a) Zone A *(b) Zone B*

Figure 4. Probability density of the hourly deviation in the training year, in % of the target, for Full (8760h) and Full (4h); dashed and dash-dot lines mark the 1st and 99th percentiles (L-LOW, L-HIGH).

Zone B also reveals the effect of PV growth. Both strategies degrade more from the training to the test year than in Zone A, and the test-year deviations are systematically negative: the first percentile of the deviation of the complete scheme reaches −22.5 % of the target with Full (8760h) and −41.3 % with Full (4h), that is, persistent under-shedding one year after the allocation. Analyzing the feeder pool shows that this is a structural effect of PV penetration rather than a weakness of the models: at midday there is not enough load in the eligible feeders. Re-training the allocation on a twelve-month window shifted forward by five months reduced the out-of-sample E-OUT of the complete scheme from 4.79 % to 3.09 % [10]. This observation motivates the supervision loop of Section 2.1, whose application was validated on Zone A over an unseen operational year. The year-ahead plan tracks the targets on its training year with net deviations below 0.5 % of every cumulative target while respecting the consumer-priority ordering, but on the following year it drifts to −6.8 % for the complete scheme. The closed loop corrects the drift, and its behavior depends on the re-training window.

5. CONCLUSIONS

The proposed ASIGNA framework turns the assignment of distribution feeders to UFLS relays into a well-planned and supervised decision. The difficulty of the problem is set by the zone typology: urban zones with negligible distributed generation offer ample margin, whereas PV-dominated zones concentrate the risk in a midday tail where the available load approaches zero.

Formulating the allocation as a MILP that minimises the deviation from the target over a full year of hourly scenarios, instead of the four seasonal scenarios of current practice, reduces the E-OUT of the complete scheme to 35–41 % of its value and narrows the range of hourly deviations in both zones.

Zones with high PV penetration are structurally prone to under-shedding, and the deviation of a fixed allocation grows within a year.

Future work will close the loop in operation: monitoring a signed deviation indicator on four-week windows and re-optimising the scheme when a predefined tolerance band is crossed, using a re-training window wide enough to contain the seasonal change that each update has to correct, and accepting a bounded loss of accuracy in exchange for fewer relay reconfigurations. Together, these elements give DSOs a tractable procedure, based on data they already collect, to keep conventional UFLS schemes robust as distribution grids evolve.

ACKNOWLEDGEMENTS

This research is part of Grant CPP2023-010698, Automatic system for allocating loads to the steps of the under-frequency load-shedding scheme (ASIGNA), funded by MICIU/AEI/10.13039/501100011033 and by ERDF/EU, in collaboration with i-DE (Iberdrola Group).

REFERENCES

[1] National Electric Coordinator (CEN), “Study for Fault Analysis EAF 089/2025: Forced Disconnection of the 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar Line,” Santiago, Chile, 2025.

[2] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), “Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025,” Brussels, Belgium, 2025.

[3] AEMO, “Under Frequency Load Shedding: Exploring Dynamic Arming Options for Adapting to Distributed PV,” 2023.

[4] “Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de nov. de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio,” 2017.

[5] “Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad,” 2017.

[6] T. Skrjanc, R. Mihalic and U. Rudez, “A systematic literature review on under-frequency load shedding protection using clustering methods,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 180, p. 113294, 2023.

[7] B. Potel, F. Cadoux, L. de Alvaro Garcia and V. Debusschere, “Clustering-based method for the feeder selection to improve the characteristics of load shedding,” *IET Smart Grid,* vol. 2, pp. 659-668, 2019.

[8] L. Badesa, C. O’Malley, M. Parajeles and G. Strbac, “Chance-constrained allocation of UFLS candidate feeders under high penetration of distributed generation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 147, p. 108782, 2023.

[9] R. T. Marler and J. S. Arora, “Survey of multi-objective optimization methods for engineering,” *Structural and Multidisciplinary Optimization,* vol. 26, no. 6, pp. 369-395, 2004.

[10] O. Arenas, M. Rajabdorri, L. Sigrist, E. Lobato, L. Rouco, V. Sordo, J. Gutiérrez and A. Santamaría, “MILP-based optimization models for UFLS feeder selection,” *Sustainable Energy, Grids and Networks,* p. 102407, 2026.

OPTIMAL MODEL GRANULARITY FOR BUILDING DIGITAL TWINS IN ELECTRICAL AND THERMAL ENERGY FLEXIBILITY ASSESSMENT

César Alberte Tapia, Researcher, Department of Hydraulic Energy and Environmental Engineering, ETSICCP, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, Spain
Martina Dell'Unto, Researcher, Department of Construction and Technology in Architecture, ETSAM, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, Spain
Daniel Fernández-Muñoz, Professor, Department of Physics Electronics, Electrical Engineering and Applied Physics, ETSIT, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, Spain
Lorenzo Olivieri, Professor, Department of Construction and Technology in Architecture, ETSAM Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, Spain
Francesca Olivieri, Professor, Department of Construction and Technology in Architecture, ETSAM Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, Spain
Juan Ignacio Pérez-Díaz, Professor, Department of Hydraulic Energy and Environmental Engineering, ETSICCP, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, Spain

Resumen: Los gemelos digitales se utilizan cada vez más para la operación, predicción energética y gestión de la flexibilidad de los edificios. Sin embargo, determinar el nivel de detalle adecuado sigue siendo un reto, ya que una mayor granularidad incrementa el esfuerzo de calibración y el coste computacional sin garantizar mejoras proporcionales en la precisión. Este estudio analiza la relación entre granularidad y coste computacional en gemelos digitales de edificios. El objetivo es identificar el nivel mínimo de detalle necesario para estimar de forma fiable la flexibilidad eléctrica y térmica de los activos de una comunidad energética. Se propone una metodología para evaluar el efecto de la granularidad de la zonificación térmica y automatizar la calibración de modelos EnergyPlus. Se comparan dos enfoques: un modelo simplificado con una zona térmica por planta y un modelo detallado con una zona por cada unidad interior de climatización. Ambos modelos se evalúan considerando la precisión de los resultados, el tiempo de simulación y el número de parámetros calibrados. La metodología se demuestra en un edificio real perteneciente a una comunidad energética situada en Manzanares el Real, España. Los resultados revelan los potenciales usos de ambos modelos en distintas aplicaciones dentro del contexto de los gemelos digitales. Mientras que el modelo detallado es adecuado para simulaciones en tiempo real con pasos de simulación cortos y horizontes cercanos, las ventajas en tiempo de computación del modelo simplificado lo hacen preferible para caracterizar tendencias generales en simulaciones con horizontes más largos. Además, el modelo detallado es más robusto al uso de pasos de simulación más largos. La metodología facilita el desarrollo de gemelos digitales fiables, escalables y adecuados para la gestión de flexibilidad en comunidades energéticas.

Palabras clave: Digital twin, energy flexibility, building energy simulation, model granularity, EnergyPlus, predictive accuracy, energy community

INTRODUCTION

The increasing penetration of renewable energy sources and the electrification of energy use require energy system capable of balancing generation and demand (IEA, 2026). In this context, buildings can act as active energy resources by temporarily modifying their electrical and thermal consumption. Heating, Ventilation, and Air Conditioning (HVAC) systems and building thermal inertia offer significant potential to shift demand, reduce peak loads, increase self-consumption, and provide services to the electricity system, particularly when several buildings operate within an energy community (Vecchi et al., 2024) .

The European regulatory framework recognises demand-side flexibility as a key element of the energy transition. Directive (EU) 2019/944 (European Union, 2019a) and Regulation (EU) 2019/943 (European Union, 2019b) promote the participation of demand response, energy storage, aggregation, and energy communities. The Spanish National Energy and Climate Plan 2023-2030 (MITECO, 2024) identifies demand-side management and storage as key resources for renewable energy integration. This framework is complemented by system operation procedures governing active demand response and by General Regulation on Electricity Supply, Retailing and Aggregation, approved through Royal Decree 88/2026 (MITECO, 2026).

The effective participation of buildings and energy communities in the flexibility mechanism requires reliable estimates of shiftable power and energy, response duration, recovery effects, and impacts on thermal comfort. Digital twins (DT) can integrate simulation models, measure data, and a calibration mechanism to monitor, predict, and optimise building energy operation (Li & Hong, 2025; Naeem et al., 2025). However, their accuracy depends on the level of detail used to represent geometry, the building envelope, internal loads, occupancy, and HVAC systems.

Greater thermal zoning granularity can improve the representation of local dynamics and the operation of individual HVAC units. Nevertheless, it also increases the number of model parameters, data requirements, calibration effort, and computational cost. It remains unclear whether a more detailed thermal zoning approach produces proportional improvements in the prediction of building energy flexibility.

This study investigates the implications of different zoning approaches in the development of a reliable and scalable building DT. Two EnergyPlus (*EnergyPlus*, n.d.) models are compared: a simplified model with one thermal zone per floor and a detailed model with one thermal zone for each indoor HVAC unit. Both models are used to execute separate simulations, and the results are evaluated in terms of precision, simulation time, and number of calibrated parameters. The methodology is demonstrated through the implementation of the models for a real building belonging to and energy community in Manzanares el Real, Spain. The main contribution is the establishment of a methodology to determine the more adequate modelling granularity for DT applications that integrate complex building HVAC models through EnergyPlus simulations.

PROJECT DESCRIPTION

This research is conducted within the framework of the MELIXA project, funded under the “Nuevos Modelos de Negocio” call promoted by the Spanish Institute for Energy Diversification and Saving (IDAE).

MELIXA is a research project aimed at accelerating the energy transition through the development of a participatory governance platform for Energy Communities. The project combines advanced digital technologies, flexibility services, and energy communities’ engagement mechanisms to address key challenges related to the management of distributed energy resources, demand-side flexibility, renewable energy integration, and community participation in local energy systems. A key component of MELIXA is the development of a DT framework that provides a virtual representation of the energy community and its associated assets. The MELIXA platform is being demonstrated in two real-world pilot sites: ManzaEnergía (Manzanares el Real, Spain) and Mediana de Voltoya (Spain).

This research focuses on ManzaEnergía pilot, which includes renewable energy generation systems, building energy consumption, energy storage, and electrical and thermal flexibility resources. By integrating operational data, energy simulations, predictive analytics, and decision-support tools, the DT enables the continuous monitoring, assessment, and optimisation of community energy performance.

Within this framework, building energy simulation models are used to represent the thermal and electrical behaviour of individual buildings and to estimate their flexibility potential. The proposed methodology is demonstrated in the municipal library building within ManzaEnergía pilot and provides an environment to evaluate the ability of the DT to reproduce the building’s energy and thermal, quantify the flexibility potential of its HVAC systems and electrical assets. This work contributes to the MELIXA objectives by studying the implications of different levels of model granularity and their adequacy in this DT context, balancing precision, calibration effort, and computational cost. The results are expected to support the development of reliable, computationally efficient, and replicable DTs for flexibility management in Energy Communities.

METHODOLOGY

The above-mentioned DT models flexible power assets in energy communities, such as batteries, water storage and distribution networks, and lastly, building HVAC system, which is the focus of this work.

The methodology adopted for the development of this DT consists of several phases (Fig. 1). First, the building model is configured and parameterized for use with the EnergyPlus simulation program. To facilitate the creation of the building model, user-friendly tools such as Grasshopper and Ladybug Tools (Ladybug, Honeybee and Ironbug) are employed to define the building geometry and HVAC systems to conduct the EnergyPlus simulation. The outputs of these tools are translated to a main input file in .idf format, where the building geometry, envelope characteristics,

and HVAC components are described in detail. Subsequently, a Python-based DT project was developed to control the simulation process by injecting inputs and collecting outputs at each simulation timestep. For building HVAC assets, the Python application models assets behavior by executing and controlling an EnergyPlus simulation through its available API. The complexity of thermal dynamics in buildings justifies the use of specialized third-party simulation software such as EnergyPlus, which has been specifically designed for detailed building and HVAC system analysis.

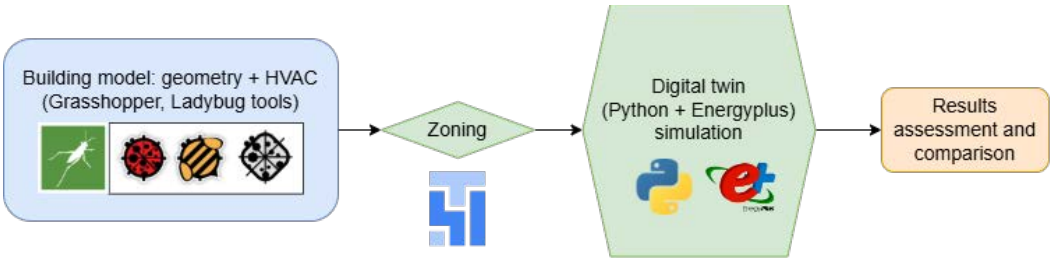


Figure 1. Digital twin methodology workflow

As mentioned in "Project Description" section, the pilot case is a library of ManzaEnergía. This building is a 3-floor building composed mainly of large open spaces in each floor and some smaller closed rooms. The temperature control is carried out by a VRF system, with 3 external heating/cooling units (one for each floor), that feed indoor terminals distributed across the different spaces. Temperature setpoints are controlled by distributed wall-mounted thermostats, each affecting a group of terminal units nearby. Additionally, an air distribution system including a heat exchange unit controls ventilation.

In EnergyPlus, the basis of every model is the thermal zone. These are the spaces in a building, defined by the model developer in the .idf, within which the software considers a unique temperature. HVAC terminal units can be associated with one of these zones and provide heating/cooling. Each zone can have a zone thermostat to control its temperature setpoint. The delimitation of thermal zones, or zoning, is purely a design decision, and they can correspond to enclosed rooms or not, with zones spanning across several wall-separated spaces, or various zones dividing the same enclosed space and exchanging air between them (*air wall*). This design is the focus of this work, marked by the trade-off between precision and granularity, and computational cost and modelling effort.

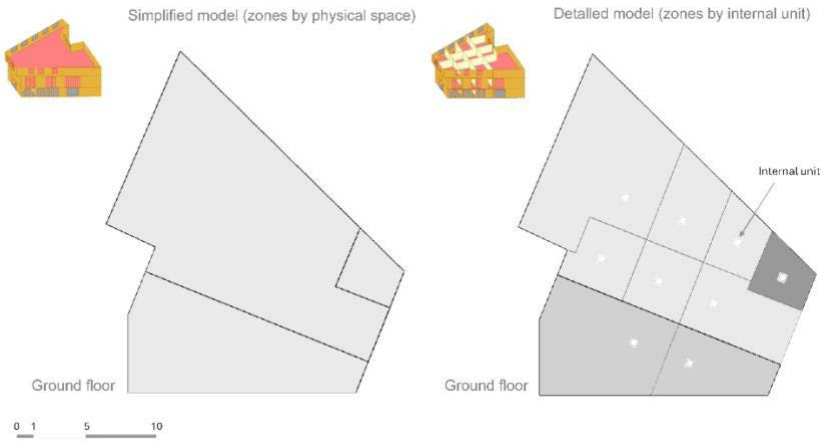


Figure 2. Thermal zoning approaches: Simplified model (left), Detailed model (right)

To investigate this trade-off, two different zoning approaches were applied to the same geometry and HVAC model for the library building in the ManzaEnergía pilot (Fig. 2). On one hand, a simplified model with one zone per wall-enclosed space, considering the big open spaces on each floor also as one zone with a unique temperature. This

model results in 6 thermal zones. On the other hand, a detailed model with one small zone per internal VRF terminal unit, obtaining a total of 34 thermal zones. This detailed model implements the greatest granularity possible, since a terminal unit must belong to one thermal zone. To assess and compare the performance and outputs of these two approaches, separate simulations are executed, and the results are presented in the following section.

RESULTS

The two developed models were utilized to simulate the operation of the library HVAC system over a seven-week period, and with various increasing timestep durations. For each simulation, the results were averaged to obtain weekly profiles that allow a more generalized comparison. The obtained output variables include the total HVAC power consumption for the whole building and the individual consumption for the three external VRF units, which are the main contributors to the building consumption. For computational cost comparison, the simulation time was considered.

The results reveal interesting discrepancies between the detailed and simplified models. First, the difference in computational cost is significant, with the detailed model taking around 2 times more than the simplified model for all timesteps (Fig. 3). Depending on the time requirements of the application and the simulation horizon, the use of the detailed model may be infeasible.

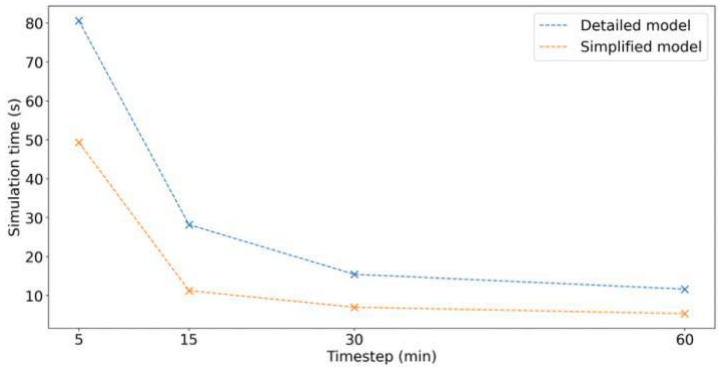


Figure 3. Simulation time as a function of timestep duration

Then, the simulation outputs shown in the following figures demonstrate the effect of the different zoning approaches. The general daily evolution of the HVAC consumption follows similar shapes for both models with equal timestep durations, but the detailed model captures finer variations, while the simplified model presents more accentuated changes and underestimates the total value of the consumption (Fig. 4), with an RMSE of 3.2 kW. For the individual external unit consumption, the simplified model again captures broader tendencies but with smaller variations with respect to the detailed model, with RMSEs of 517.2 W, 1075.4 W and 801.7 W, respectively.

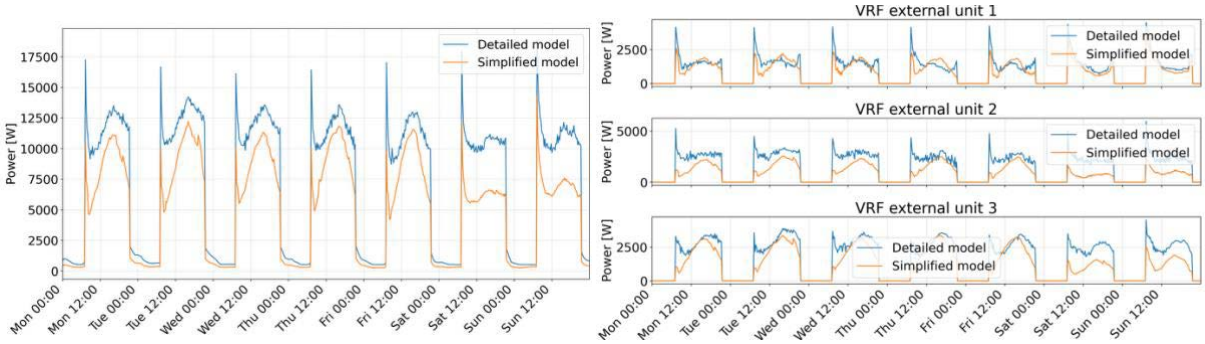


Figure 4. Weekly profile of total HVAC (left) and VRF external units (right) consumption for 15 min timestep

To observe the effect of timestep duration, Figure 5 shows the total consumption outputs of both models for all timestep durations. Of course, both models lose resolution with long timesteps, but the results show that the detailed model consumption suffers more deviation, while the simplified model appears to lose less information with longer timesteps, as indicated by the variation coefficients with respect to the 5-minute timestep simulations computed in Table I.

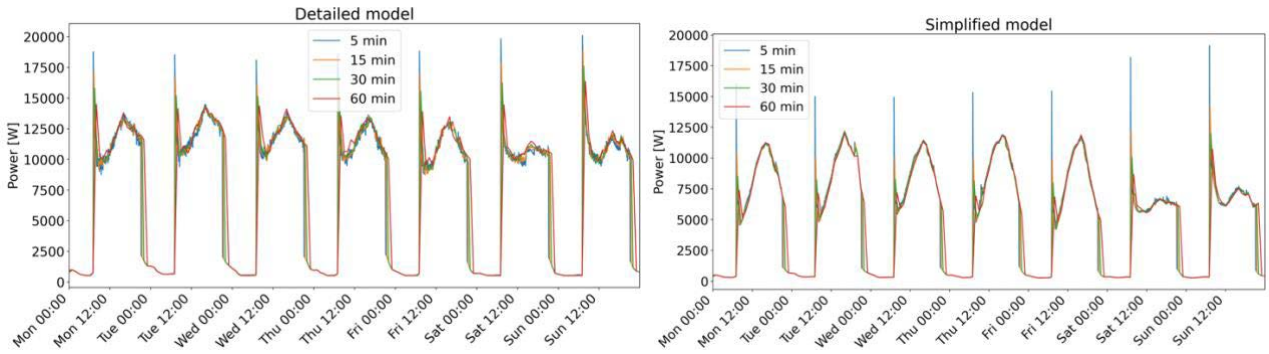


Figure 5. Weekly profiles of total HVAC consumption with different timesteps, for the detailed model(left) and simplified model (right)

Timestep	**15 min**	**30 min**	**60 min**
Detailed model	22.26%	35.25%	51.24%
Simplified model	22.19%	30.95%	42.95%

Table I. Coefficient of variation of RMSE of total HVAC consumption for each increasing tiimestep with respect to the 5 minute timestep simulations .

DISCUSSION

The results demonstrate the different performance of both models and allow for interesting conclusions on their utility for various applications. As expected, the computational cost of the detailed model is significant, which may hinder its viability depending on the time requirements of each application. On the other hand, it captures finer variations and smoother tendencies, probably closer to the real device operation. The simplified model offers significant advantages in computation time but only captures general consumption tendencies with more abrupt changes.

Broad applications whose objective is to obtain a general characterization of HVAC consumption for design or sizing would benefit from the simulation time of the simplified model and can work with the general tendencies captured by it. These applications can further benefit from the use of longer timesteps if convenient, given that the simplified model works well with them. However, applications like the DT in which this work is framed are designed with the goal of simulating behaviour in small timesteps and need precision in capturing short term tendencies, so the results can be used for monitoring or control. These call for the use of more detailed models, always having the computational cost trade-off in mind. Furthermore, these applications are oriented towards real-time operation with timesteps in the order of minutes and short duration simulations, for which the detailed model is perfectly viable in terms of simulation time. In fact, the real time factor reduces the importance of computation time (of course whenever both models satisfy the maximum simulation time requirement), since the system will always advance according to the real clock independently of the quickness of that timestep's simulation. Conversely, if a DT implements the possibility of performing more long-term analysis in accelerated time, then the simulation time becomes an important factor, and depending on the final intended use for the results the simplified model might be more adequate.

In conclusion, the results show that both zoning approaches can be adequate depending on the application goals and requirements. This work is done in the context of the development of a DT of flexible assets in energy communities that will require simulations to capture fine variations and short-term tendencies that are of use to other control and monitorization modules that compose the MELIXA project. Given that for real time simulations

the time requirements call for timesteps in the order of minutes and simulation durations in the order of minutes or hours, the detailed model performance drawbacks are not a problem, which makes it the more adequate choice. The DT may also include analysis capabilities through simulations in accelerated time with unknown time requirements for the moment. If these requirements allow for the use of the detailed model, its precision makes it the preferred choice, but if not, an interesting solution is developing a DT that has the ability of executing simulations with both models depending on the desired functionality.

CONCLUSIONS

DTs are essential tools to help the integration of building HVAC systems in modern power systems, and their utility and reliability depend on the accuracy and efficiency of the underlying models. This balance is governed by a trade-off between level of detail and computational cost that conditions the development processes. To gain insight into this trade-off in building HVAC models, two different zoning approaches were applied to the same model built using EnergyPlus in the context of a DT built for flexible assets of energy communities. The results reveal that both a model with detailed small zones and a simplified large-zone model have their applicability in different possible functionalities of a DT. The detailed model captured finer variations useful for real-time simulation, where computational efficiency loses importance once the model is faster than the system timestep. On the other hand, the simplified model is useful for broader analyses that rely on general tendencies and are usually the results of simulations in accelerated time, in which the computational cost advantage is important. DTs can be tools with a wide scope and can include both functionalities just described and perhaps implement both zoning approaches in their corresponding function.

The main limitation of the work is the lack of sensor data to compute error metrics and evaluate the performance of each model. Knowing the real accuracy of both models may lead to further and more insightful conclusions, but for now remains as a future line of work. Another possible addition, useful for the analysis of applications that have strict time requirements and need fine accuracy, is the development of an intermediate zoning approach as a compromise between the simplified and detailed models presented in this work.

ACKNOWLEDGENMENT

This research was supported by MELIXA project (PR-NMN-01-2023-000016) funded under the grant programme for Nuevos Modelos de Negocio en la Transición Energética, within the framework of the Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia - funded by the European Union - NextGenerationEU.

REFERENCES

- *EnergyPlus*. (n.d.). Https://Energyplus.Net/. Retrieved June 15, 2023, from https://energyplus.net/
- European Union. (2019a). Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast). https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng
- European Union. (2019b). Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/eng
- IEA. (2026). Flexibility Evolving generation and demand patterns reshape power system needs. https://www.iea.org/reports/electricity-2026/flexibility
- Li, H., & Hong, T. (2025). A digital twin platform for building performance monitoring and optimization: Performance simulation and case studies. *Building Simulation*, *18*(6), 1561–1579. https://doi.org/10.1007/s12273-025-1290-2
- MITECO. (2024). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.
- MITECO. (2026). Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica. https://www.boe.es
- Naeem, A., Ho, C. O., Kolderup, E., Jain, R. K., Benson, S., & de Chalendar, J. (2025). EnergyPlus as a computational engine for commercial building operational digital twins. *Energy and Buildings*, *329*. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.115257
- Vecchi, F., Stasi, R., & Berardi, U. (2024). Modelling tools for the assessment of Renewable Energy Communities. *Energy Reports*, *11*, 3941–3962. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.03.048

ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA EN DOS ETAPAS PARA LA PARTICIPACIÓN DE UN AGREGADOR EN MERCADOS DE FLEXIBILIDAD

Lisa Mancebo Batista[1], Escuela de Ingeniería de Bilbao, Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU) — Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Industrial

Coautores/as: Elvira Fernández Herrero[1], Nerea Ruiz Caramés[2]

[1]Escuela de Ingeniería de Bilbao, UPV/EHU, 48013 Bilbao, España. [2]TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA), Parque Tecnológico de Bizkaia, 48160 Derio, España.

Supervisor/es: Elvira Fernández Herrero, Nerea Ruiz Caramés, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

Resumen: El aumento de la generación renovable y la electrificación de sectores como el vehículo eléctrico están introduciendo problemas de estabilidad en el sistema eléctrico. Los recursos energéticos distribuidos (DERs) pueden ofrecer flexibilidad, pero su integración efectiva requiere la figura de un agregador que agrupe estos recursos y participe en los mercados (Bessa et al., 2012). Este trabajo demuestra que un enfoque de optimización estocástica multiescenario supera significativamente a las estrategias basadas en una única previsión de precios para agregadores que participan en los mercados diario (DA) y de reserva terciaria (mFRR). Se desarrolla un algoritmo de optimización estocástica en dos etapas formulado como un problema MILP que integra sistemas HVAC, baterías, vehículos eléctricos y generación renovable. Para manejar la incertidumbre del precio mFRR se realiza un análisis exhaustivo de modelos de predicción (KDE, SARIMAX, LSTM y Random Forest) y de técnicas de generación y reducción de escenarios (combinatorio, Monte Carlo, k-means, k-medoids y GMM). La validación sobre un caso de estudio complejo demuestra que el modelo estocástico obtiene mayores beneficios económicos que los benchmarks deterministas, y la estrategia se prueba además con precios reales de mercado, confirmando su rentabilidad y aplicabilidad práctica. La conclusión principal es que modelar explícitamente la incertidumbre de precios mediante múltiples escenarios proporciona un marco de decisión más robusto y rentable para los agregadores que operan en mercados de flexibilidad volátiles.

Palabras clave: Agregador, Mercados de flexibilidad, Optimización estocástica, Generación de escenarios, Predicción de precios.

INTRODUCCIÓN / ANTECEDENTES

La transición energética, impulsada por la descarbonización de la economía, está acelerando la integración de fuentes renovables variables y la electrificación de la demanda, especialmente a través del vehículo eléctrico. Aunque esta transformación es esencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, introduce importantes retos para la estabilidad y la operación del sistema eléctrico, debido a la naturaleza intermitente y no gestionable de estos recursos.

En este contexto, los recursos energéticos distribuidos (DERs); generación distribuida, sistemas de almacenamiento y demanda controlable, emergen como una fuente crítica de flexibilidad para los operadores del sistema. Sin embargo, considerados de forma individual, estos recursos son demasiado pequeños para participar directamente en la mayoría de los mercados eléctricos mayoristas, que imponen requisitos mínimos de potencia. Por ello, la figura del agregador resulta fundamental: actuando como intermediario, agrupa la flexibilidad de numerosos recursos de pequeña escala para ofrecer un volumen de potencia compatible con el mercado (Bessa et al., 2012).

El reto central para un agregador consiste en definir estrategias de oferta óptimas en los distintos mercados eléctricos, maximizando el beneficio económico y respetando al mismo tiempo las restricciones técnicas y de confort de los recursos agregados. Una de las principales dificultades de este proceso es la gestión de la incertidumbre, que afecta especialmente a variables como la generación renovable, el comportamiento del usuario y, sobre todo, los precios de mercado. Este problema es particularmente acusado en los mercados de balance como el de regulación terciaria (mFRR), caracterizado por una elevada volatilidad de precios y una activación incierta (Al-Lawati et al., 2021).

Los métodos de optimización deterministas, basados en una única previsión para los parámetros inciertos, resultan inadecuados en condiciones tan volátiles: al no capturar el rango completo de resultados posibles, tienden a generar estrategias de oferta subóptimas o excesivamente arriesgadas. Trabajos previos han abordado problemas similares mediante programación estocástica en dos etapas aplicada a plantas de generación renovable con almacenamiento (Heredia et al., 2018) o a la operación conjunta de plantas virtuales en los mercados diario e intradiario español

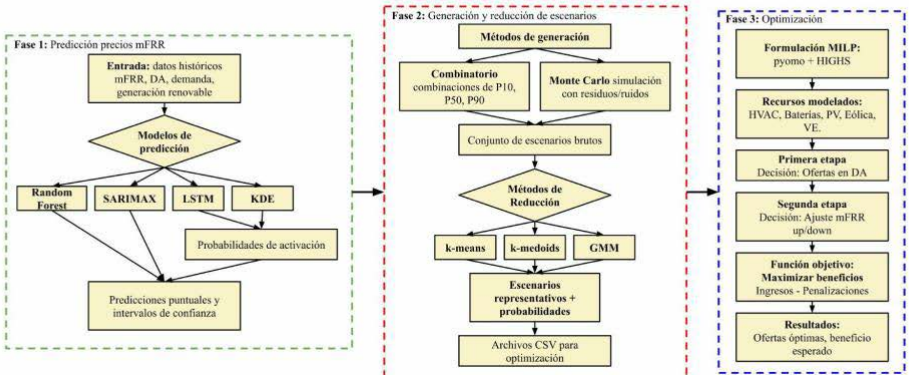
(Wozabal & Rameseder, 2020), lo que confirma el valor de modelar explícitamente la incertidumbre en este tipo de decisiones. Para cubrir esta necesidad en el caso concreto de un agregador de DERs, se propone y valida en este trabajo un modelo de optimización estocástica en dos etapas para un agregador que participa en los mercados español DA y mFRR (Mancebo, 2025a; Fernández Herrero et al., 2025b).

La contribución principal de este trabajo es demostrar que un enfoque multiescenario, que modela explícitamente la incertidumbre del precio mFRR, logra un rendimiento económico superior al de las estrategias deterministas basadas en una sola previsión. Esto se consigue mediante: (i) un análisis comparativo de modelos de predicción de precios (KDE, SARIMAX, LSTM y Random Forest); (ii) la generación y reducción de escenarios mediante métodos combinatorio y Monte Carlo, junto con las técnicas de agrupamiento k-means, k-medoids y GMM; (iii) una formulación MILP detallada que integra una cartera de DERs con restricciones operativas realistas, incluyendo una lógica jerárquica de autoconsumo y una penalización por desviación del confort térmico; y (iv) la validación de las ofertas optimizadas frente a precios reales de mercado fuera de muestra.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN Y METODOLOGÍA

La metodología propuesta se estructura en tres fases (Figura 1): predicción de precios, generación y reducción de escenarios, y optimización estocástica en dos etapas (Fernández Herrero et al., 2025b).

Figura 1. Esquema general del algoritmo del agregador, estructurado en tres fases: predicción de precios mFRR, generación/reducción de escenarios y optimización MILP en dos etapas (Mancebo, 2025a).



Formulación estocástica en dos etapas

El problema central se formula como un programa lineal entero-mixto (MILP) estocástico en dos etapas. En la primera etapa, no anticipativa, se decide la potencia ofertada en el mercado diario (DA) para cada periodo, común a todos los escenarios. En la segunda etapa, condicionada a cada escenario de precio mFRR, se determinan los ajustes de potencia al alza y a la baja en el mercado de regulación terciaria. La función objetivo maximiza el beneficio esperado total: los ingresos ciertos del mercado DA más los ingresos esperados del mercado mFRR en todos los escenarios, ponderados por su probabilidad, menos las penalizaciones por desviación de confort térmico y por déficit de carga del vehículo eléctrico. El horizonte temporal comprende 96 periodos de 15 minutos (24 horas).

Modelado de los recursos energéticos distribuidos

La cartera de DERs integrada en el modelo incluye un sistema de climatización (HVAC), una batería estacionaria (BESS), un vehículo eléctrico (VE) y generación renovable fotovoltaica y eólica. La dinámica térmica del HVAC se modela mediante un balance de temperatura interior que penaliza, como restricción blanda, las desviaciones respecto a una banda de confort, e impide mediante una variable binaria la operación simultánea en modo calefacción y refrigeración. La batería se modela a través de la dinámica de su estado de carga (SOC), con límites de descarga vinculados a la energía almacenada y restricciones que impiden la carga y descarga simultáneas. Para cada DER se incluyen además restricciones de participación en mercado; exclusividad entre ofertas al alza y a la baja, vinculación de las ofertas a la disponibilidad real del recurso y límites agregados de potencia, junto con una lógica jerárquica de autoconsumo que prioriza, en este orden, la batería, el HVAC y el vehículo eléctrico.

Predicción de precios mFRR

Un elemento clave del modelo estocástico es predecir bien el precio mFRR. Se implementaron y compararon cuatro modelos con datos históricos del mercado español (enero de 2020 a diciembre de 2024), obtenidos de ESIOS y de la red de estaciones meteorológicas de Euskalmet: estimación de densidad por núcleos o KDE, un modelo clásico de series temporales con estacionalidad y variables exógenas (SARIMAX) (McHugh et al., 2020), una red neuronal recurrente de tipo memoria a largo-corto plazo o LSTM (Hochreiter & Schmidhuber, 1997) y un método de ensamblado de árboles de decisión, Random Forest (Breiman, 2001). Tras un análisis comparativo basado en el error absoluto medio (MAE) y la raíz del error cuadrático medio (RMSE), se seleccionó el modelo Random Forest por su mejor equilibrio entre precisión y estabilidad y por su mayor capacidad para capturar los picos de precio.

Generación y reducción de escenarios

Para representar la incertidumbre del precio mFRR se generó un amplio conjunto de trayectorias de precio (típicamente 1000) mediante dos métodos complementarios: un método combinatorio, que construye escenarios a partir de todas las combinaciones posibles de los cuantiles P10, P50 y P90 en cada instante del horizonte, y una simulación de Monte Carlo, que genera trayectorias aleatorias muestreando los residuos históricos del modelo Random Forest y añadiéndolos a la previsión base; este segundo método captura mejor la naturaleza estocástica de los precios. El conjunto bruto de escenarios se redujo posteriormente a diez escenarios representativos mediante tres técnicas de agrupamiento; k-means, k-medoids y GMM (Gaussian Mixture Model), con el fin de mantener la tratabilidad computacional del modelo MILP sin perder la variabilidad relevante del conjunto original. Validar los resultados con datos que el modelo no ha visto antes es clave cuando hay tanta incertidumbre en el mercado, como también señalan trabajos recientes sobre predicción de precios eléctricos (O'Connor et al., 2025).

Caso de estudio

La validación se realizó para el día 1 de octubre de 2024, con una cartera compuesta por un sistema HVAC (2 kW), una batería (6 kWh, 5 kW), un vehículo eléctrico (carga de 3,7 kW, SOC requerido de 22,88 kWh, ventana de carga de 00:00 a 07:45), generación fotovoltaica (5 kWp) y eólica (8 kWp). Los datos meteorológicos proceden de la estación Euskalmet C061-Arboleda y los datos de mercado (DA y mFRR) de ESIOS. El modelo se implementó en Python con Pyomo y se resolvió con el solver HiGHS, admitiendo un gap de optimalidad de entre el 2 % y el 3 % (Mancebo, 2025a).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se simularon y compararon varias estrategias de oferta: un benchmark determinista con conocimiento perfecto de los precios reales de mFRR (ideal, pero no alcanzable en la práctica); una estrategia determinista con previsión puntual, basada en una única previsión de precio (Random Forest o SARIMAX); la estrategia estocástica en dos etapas propuesta, con ofertas DA fijas en la primera etapa y ofertas mFRR dependientes del escenario, combinando distintos métodos de generación y reducción de escenarios; y una estrategia estocástica completa, que permite variar la oferta DA por escenario y constituye un límite superior teórico.

La validación con precios reales de mercado del 1 de octubre de 2024 (Tabla I) confirma la superioridad del enfoque estocástico. El benchmark con conocimiento perfecto obtiene un beneficio de 51,318 €. La estrategia estocástica combinando previsión Random Forest, generación de escenarios por Monte Carlo y reducción mediante GMM alcanza 50,284 €, mientras que la misma combinación con reducción por k-means obtiene 50,079 €. Ambas superan a la estrategia determinista con previsión puntual, que se queda en 47,268 €, en aproximadamente un 6 %, y se aproximan de forma notable al benchmark teórico.

Tabla I. Validación con precios reales de mercado (1 de octubre de 2024).

Estrategia	Modelo	Generación	Reducción	Beneficio (€)
Benchmark (información perfecta)	–	–	–	51,318
Óptima (estocástica)	RF	Monte Carlo	k-means	50,079
Alternativa (estocástica)	RF	Monte Carlo	GMM	50,284
Determinista (previsión puntual)	RF	Puntual	–	47,268

Fuente: Mancebo, 2025a.

Un hallazgo especialmente relevante es que, aunque el método k-means fue identificado como óptimo durante la validación inicial basada en el beneficio esperado, fue finalmente el método GMM el que proporcionó un mayor beneficio económico real bajo condiciones de mercado reales. Ambos métodos estocásticos demostraron un desempeño sólido y constituyen alternativas válidas y robustas, mientras que el método k-medoids mostró menor flexibilidad para capturar la variabilidad real del mercado. Este resultado subraya la importancia de la validación fuera de muestra frente a precios reales, y no únicamente frente al beneficio esperado durante el entrenamiento del modelo.

Como limitación práctica se observó que, en algunos casos, el modelo ofertó energía en el mercado mFRR que finalmente no fue activada, dejando consumo o generación programados sin utilizar. En la práctica, esta energía se gestionaría en los mercados intradiarios, lo cual se asume en el cálculo de los beneficios presentados. Esto abre una vía de mejora relacionada con la predicción de la probabilidad de activación de las ofertas.

CONCLUSIONES

Este trabajo ha demostrado que un enfoque de optimización estocástica multiescenario supera significativamente a las estrategias deterministas basadas en una única previsión de precios, para un agregador que participa en los mercados DA y mFRR. El modelo MILP estocástico en dos etapas desarrollado, que integra una cartera de DERs (HVAC, baterías, vehículo eléctrico y generación renovable), gestiona eficazmente la incertidumbre de precios tomando decisiones robustas en la primera etapa y adaptándose a cada escenario en la segunda.

- El enfoque estocástico con previsión Random Forest y generación de escenarios por Monte Carlo logró un 6 % más de beneficio real frente al enfoque determinista, validado con precios reales del 1 de octubre de 2024.
- Contrariamente a los resultados de la validación inicial, la reducción de escenarios mediante GMM proporcionó el mejor rendimiento en mercado real (50 284 €), aunque tanto GMM como k-means son alternativas válidas y robustas, lo que resalta la importancia de la validación fuera de muestra.
- La formulación MILP con restricciones blandas de confort térmico y lógica jerárquica de autoconsumo demostró ser efectiva para integrar de forma conjunta diversos DERs manteniendo la factibilidad del problema.
- El modelo funciona bien incluso cuando el mercado no evoluciona como se había previsto, aunque todavía se puede mejorar la predicción de qué ofertas se activarán; la energía ofertada y no activada debería gestionarse en los mercados intradiarios.

Estos resultados subrayan el valor de la programación estocástica para agregadores que operan en mercados de flexibilidad volátiles. El marco propuesto proporciona herramientas para gestionar la variabilidad de precios y permite una participación más inteligente y resiliente en los mercados eléctricos. Como trabajo futuro se plantea explorar la optimización estocástica multietapa, así como incorporar incertidumbres adicionales asociadas a la generación renovable y a los patrones de demanda (Mancebo, 2025a; Fernández Herrero et al., 2025b).

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias al acompañamiento técnico de mi tutora en TECNALIA y al conjunto de profesionales de TECNALIA que colaboraron en distintas fases del proyecto, así como al seguimiento de mi tutora universitaria, que aportó rigor científico y coherencia al trabajo. Agradezco también a los becarios que compartieron esta etapa conmigo, y de manera muy especial a mi familia y a mis compañeras de piso por su apoyo incondicional a lo largo de todo el proceso.

REFERENCIAS

- Al-Lawati, R. A. H., Crespo-Vazquez, J. L., Faiz, T. I., Fang, X. & Noor-E-Alam, M., 2021, Two-stage stochastic optimization frameworks to aid in decision-making under uncertainty for variable resource generators participating in a sequential energy market, Applied Energy, vol. 292.
- Bessa, R. J., Matos, M. A., Soares, F. J. & Lopes, J. A. P., 2012, Optimized bidding of a EV aggregation agent in the electricity market, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, n.º 1, pp. 443-452.
- Breiman, L., 2001, Random forests, Machine Learning, vol. 45, n.º 1, pp. 5-32.

- Fernández Herrero, E., Ruiz Caramés, N., Jimeno Huarte, J. & Madina Doñabeitia, C., 2025b, A Two-Stage Stochastic Optimization Algorithm for Aggregator Participation in Flexibility Markets, artículo presentado en el 21st International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisboa, Portugal.
- Heredia, F. J., Cuadrado, M. D. & Corchero, C., 2018, On optimal participation in the electricity markets of wind power plants with battery energy storage systems, Computers & Operations Research, vol. 96, pp. 316-329.
- Hochreiter, S. & Schmidhuber, J., 1997, Long short-term memory, Neural Computation, vol. 9, n.º 8, pp. 1735-1780.
- Mancebo, L., 2025a, Desarrollo de un algoritmo de agregación para la participación en mercados de flexibilidad basado en técnicas de optimización bajo incertidumbre, Trabajo Fin de Máster, Universidad del País Vasco (UPV/EHU).
- McHugh, C., Coleman, S., Kerr, D. & McGlynn, D., 2020, Forecasting day-ahead electricity prices with a SARIMAX model, en 2019 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI), pp. 1523-1529.
- O'Connor, C., Bahloul, M., Rossi, R., Prestwich, S. & Visentin, A., 2025, Conformal prediction for electricity price forecasting in the day-ahead and real-time balancing market, Energy and AI, vol. 21, p. 100571.
- Wozabal, D. & Rameseder, G., 2020, Optimal bidding of a virtual power plant on the Spanish day-ahead and intraday market for electricity, European Journal of Operational Research, vol. 280, n.º 2, pp. 639-655.

COORDINACIÓN JERÁRQUICA EN BUCLE CERRADO DE LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS PARA LA GESTIÓN DE CONGESTIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DESEQUILIBRADAS CON FOTOVOLTAICA

Mohammed Khrishi, Universidad Rey Juan Carlos / Estudiante de Doctorado en Tecnologías Industriales
Supervisores: Imene Yahyaoui, Universidad Rey Juan Carlos; Carlos Santos Pérez, Universidad de Alcalá

Resumen: En este artículo se propone un sistema de coordinación de flexibilidad en bucle cerrado basado en niveles jerárquicos para gestionar de antemano las congestiones en redes desequilibradas con una elevada penetración de electricidad procedente de sistemas fotovoltaicos (FV) y vehículos eléctricos (VE). La metodología combina el análisis del flujo de carga trifásico en OpenDSS con un problema de optimización convexo implementado en CVXPY. Para ello, se diseña un algoritmo de reconstrucción topológica del sistema para identificar aquellos VE que presentan un impacto significativo en la congestión; a continuación, dicha información se envía al controlador PI para su posterior uso en la modificación de los límites de capacidad a través de sus acciones de control. Estos nuevos límites se incorporan como restricciones en la optimización y se actualizan de forma iterativa, aprovechando el arranque en caliente (warm-start) del optimizador. El método se evalúa en una red IEEE de 123 nodos. Los resultados muestran que el punto de funcionamiento propuesto mantiene el perfil de tensiones aceptable y minimiza las pérdidas a lo largo del horizonte diario de operación, incluso frente a la creciente penetración de los VE.

Palabras clave: Vehículos eléctricos, fotovoltaica, gestión de congestiones, capacidad de acogida dinámica, optimización convexa.

Introducción / Antecedentes

El rápido avance de la electrificación del transporte y de las instalaciones de recursos energéticos distribuidos altera cualitativamente el funcionamiento habitual de la red. Con el aumento de la penetración de generación distribuida y de vehículos con baterías VE dotados de baterías interconectadas, el flujo se produce ahora en dos direcciones a través de los tejados y las baterías de VE (IEA, 2026). Los mercados de transmisión inteligentes se enfrentan actualmente a importantes retos debido a una congestión que cuesta miles de millones de euros en ajustes constantes por parte de los TSO (operadores de transmisión nacional). En concreto, según el último informe ACER de seguimiento de mercados (2025), los procedimientos de redes nacionales (TSOs) de la UE gastaron 4,3 mil millones de euros en 2024 en acciones correctivas destinadas a gestionar la congestión de la red eléctrica. En 2025, la evolución hacia intervalos de mercado de 15 minutos aumenta la necesidad de disponer de mecanismos de operación y flexibilidad con una mayor resolución temporal, lo que requiere que los operadores de red (TSO) evalúen muchas más limitaciones técnicas. Fortalecer la conexión mediante nuevas inversiones (aumento del número de líneas y transformadores) no resulta rentable y la única solución plausible son los mercados locales de flexibilidad (LFM) (Prat et al., 2024). Investigaciones recientes han destacado que la coordinación jerárquica de la recarga puede regular la congestión y permitir una mayor penetración de VE en la red de distribución (González-Garrido et al., 2024). Sin embargo, las redes de distribución presentan un comportamiento eléctrico no lineal, lo que dificulta la implementación de la coordinación de flexibilidad en tiempo real. Los métodos convencionales suelen basarse en el flujo de potencia óptimo de corriente alterna (ACOPF), que incluye ecuaciones de voltaje, corriente, carga térmica y flujo de potencia en el problema de optimización. Esto da como resultado un problema de optimización grande, no lineal y no convexo, con un alto costo computacional que limita su aplicabilidad en tiempo real.

Descripción de la solución

Hemos desarrollado una arquitectura de co-simulación que conecta OpenDSS, que representa y evalúa el estado de la red de distribución desequilibrada IEEE de 123 nudos, con cvxpy, que considera el problema de optimización de potencia correspondiente para la gestión de la recarga del VE. Cada iteración de la simulación ejecuta una llamada a la función de potencia trifásica de OpenDSS, que detecta indicios de congestión inminente, como sobrecargas de línea. La arquitectura general y el flujo de interacción entre ambos entornos se ilustran en la Figura 1.

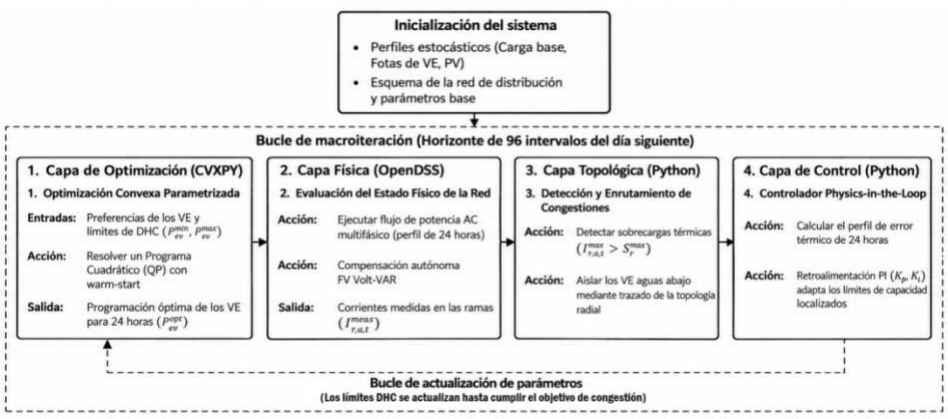


Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología desarrollada

Para aislar los VE aguas abajo que contribuyen a dicha congestión, la literatura convencional tiene en cuenta las sensibilidades eléctricas exactas, que pueden obtenerse, por ejemplo, invirtiendo la matriz jacobiana analítica en cada iteración. Dado que este enfoque es extremadamente intensivo computacionalmente, hemos adoptado una heurística de búsqueda en el gráfico (BFS) para localizar rápidamente la congestión utilizando únicamente ponderadores basados en la distancia (Fig. 2). Al comparar los dos enfoques, observamos que nuestros ponderadores topológicos muestran una tendencia cualitativamente similar a la obtenida mediante el cálculo analítico del jacobiano, lo que permite centrarse la reducción de la potencia en aquellos nodos que más contribuyen a la congestión sin tener que recuperar toda la matriz jacobiana.

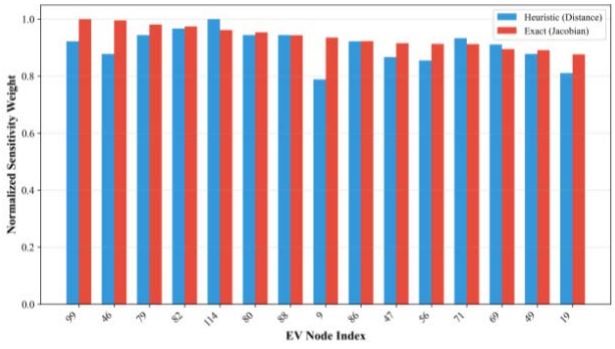


Figura 2. Comparación de los pesos de sensibilidad normalizados del cuello de botella térmico L115 para distintos puntos de conexión de vehículos eléctricos, utilizando el método heurístico basado en la distancia topológica y el cálculo analítico mediante la matriz jacobiana.

Tras obtener los términos de sensibilidad, estos se proporcionan a la capa de cvxpy, que resuelve el problema de optimización convexa correspondiente para ajustar la potencia de los VE seleccionados, garantizando al mismo tiempo sus restricciones de demanda de potencia y las restricciones de red. Posteriormente, dicha potencia ajustada se transfiere a OpenDSS con el fin de evaluar el nuevo estado de la red. Así, OpenDSS y cvxpy se comunican en un bucle de eco iterativa, en la que el flujo de potencia y la optimización convexa se consideran conjuntamente. Dentro de dicho bucle, para modificar las restricciones de potencia transmitidas a la simulación de OpenDSS, incluimos un regulador proporcional-integral (PI), lo que genera una señal de error $e_{n,m}(t) = I_{n,m}^{max} - I_{n,m}(t)$ frente a la capacidad térmica del conductor $I_{n,m}^{max}$. Este error dinámico impulsa al controlador PI a ajustar la envolvente de potencia activa del $\Delta P_{n,m}^{DHC}(t)$, para los recursos flexibles posteriores:

$$\Delta P_{n,m}^{DHC}(t) = K_p * e_{n,m}(t) + K_i * \int e_{n,m}(\tau)\, d\tau \quad (1)$$

De esta forma, cuando la corriente de una línea se acerca o supera su límite, la frontera de potencia disponible para los vehículos afectados se ajusta de manera gradual. El objetivo es evitar cambios bruscos y permitir que el controlador responda a las variaciones reales de la red. Los parámetros del controlador PI se ajustaron empíricamente, mediante mapas de calor como se muestra en la figura 3. Una ventaja notable de nuestra arquitectura es que no tenemos que volver a formular todo el problema de optimización cuando cambian las restricciones de potencia transmitidas por el regulador PI durante la simulación. Es decir, la estructura interna del problema en cvxpy permanece constante a lo largo de la simulación, mientras que los valores de los límites DHC se codifican como números flotantes. Esto reduce significativamente el coste computacional del preajuste y permite utilizar estrategias de solución de preajuste en cvxpy, acelerando así considerablemente la optimización convexa hacia la solución final.

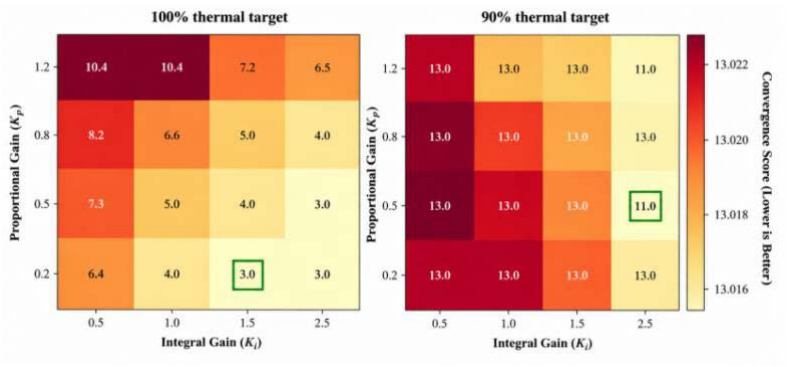


Figura 3. Los parámetros del controlador PI se ajustaron empíricamente, mediante mapas de calor para el objetivo del límite térmico del 100% con kp=0,2, ki=1,5 y para el objetivo del límite térmico del 90% con kp=0,5 y ki=2,5.

Metodología

Consideramos la red de distribución como una red radial multifásica, la cual se describe y modela mediante $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{L})$, donde $\mathcal{N}$ y $\mathcal{L}$ denotan los conjuntos de nudos y ramas de distribución, respectivamente. Los índices de fase se denotan como $\phi, \psi \in \Phi = \{a, b, c\}$, donde ϕ y ψ representan los índices de los conductores de las tres fases. Los efectos físicos, incluyendo la carga asimétrica, el acoplamiento mutuo de conductores y el desequilibrio de fases, se describen utilizando la matriz de impedancia de fase compleja $Z_{nm}^{\phi\psi}$ para cada rama $(n, m) \in \mathcal{L}$ que conecta los nudos n y m. Sea $\mathcal{V}_n$ el conjunto de VEs conectados al nudo n, $\mathcal{V}_n^{\phi} \subseteq \mathcal{V}_n$ el subconjunto de VEs conectados a la fase ϕ, e $i \in \mathcal{V}_n$ un VE individual. En cada intervalo de tiempo $t \in \mathcal{T}$ de duración Δt, la carga base residencial estocástica en el nudo n y fase ϕ consiste en las potencias activa y reactiva $P_{n,t}^{base,\phi}$ y $Q_{n,t}^{base,\phi}$, respectivamente. La inyección/extracción total de potencia activa nodal viene dada por:

$$P_{n,t}^{net,\phi} = P_{n,t}^{base,\phi} + \sum_{i \in \mathcal{V}_n^{\phi}} P_{i,t}^{ev} - P_{PV,n,t}^{\phi} \quad (2)$$

Dado que las ecuaciones físicas de la red quedan fuera del dominio del optimizador convexo, la tensión compleja $V_{n,t}^{\phi}$ y la corriente de rama $I_{n,m}^{\phi}(t)$ son resueltas implícitamente por OpenDSS y se mantienen dentro de los límites térmicos S_{nm}^{max} y el intervalo de tensión admisible $[V_{min}, V_{max}]$. La producción de las instalaciones FV es $P_{PV,n,t}^{\phi} = P_{PV,n}^{mpp,\phi} \cdot \gamma_t^{pv}$, donde γ_t^{pv} es una envolvente gaussiana de irradiancia de cielo despejado, siguiendo un enfoque estocástico para representar la incertidumbre de la generación FV (Dong et al., 2025; Meng et al., 2025), con un pico a las 13:00 ($\mu =$ 13 h, $\sigma = 2.8$ h), operando su capacidad FV nominal $(7.5 - 12.5$ kW) mediante inversores inteligentes dimensionados por la potencia aparente $S_{inv,n}^{rated,\phi}$, limitados por $(P_{PV,n,t}^{\phi})^2 + (Q_{PV,n,t}^{\phi})^2 \leq (S_{inv,n}^{rated,\phi})^2$ para la compensación autónoma

de potencia reactiva. La flota de VE por nudo, $N_{EV,n}$, se modela mediante una distribución binomial de Poisson según $\mathcal{PB}(N_{houses,n}, \gamma_{scale})$. Los límites de recarga de los VE obedecen a sus potencias máximas nominales $P_i^{max} \in \{3.7, 7.4, 11.0, 22.0\}$ kW. El comportamiento de conducción se modela mediante una distribución normal bimodal para las llegadas (mañana con $\mathcal{N}(8.5, 1.5^2)$; tarde con $\mathcal{N}(19.5, 1.5^2)$) y los tiempos de estacionamiento con $\mathcal{N}(12, 1^2)$, asegurando la energía requerida $E_{req,i} \leq P_i^{max} \cdot T_{dwell,i}$ (Tabatabaee et al., 2017; Li et al., 2025). La capa de coordinación centralizada minimiza la desviación entre la recarga programada $P_{i,t}^{ev}$ y los perfiles de preferencia $P_{i,t}^{pref}$. La señal de retroalimentación DHC $\pi_{n,t}^{DHC} \in [0,1]$ escala los límites físicos de los cargadores, definiendo el límite admisible nodal $P_{i,t}^{DHC,limit} = \pi_{n,t}^{DHC} \cdot P_i^{max}$. Para garantizar una solución matemáticamente factible incluso durante congestiones extremas, se introduce una variable de holgura de energía no suministrada $E_{unmet,i}$ con un elevado peso de penalización β. Utilizando una variable de holgura adicional $s_{i,t}$ con penalización λ para los límites DHC, el subproblema de programación cuadrática (QP) se formula de la siguiente manera:

$$F = \min_{P_{i,t}^{ev}, s_{i,t}, E_{unmet,i}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}} \sum_{i \in \mathcal{V}_n^{\phi}} \left[(P_{i,t}^{ev} - P_{i,t}^{pref})^2 + \lambda s_{i,t} \right] + \beta \sum_i E_{unmet,i} \quad (3)$$

Sujeto a los requerimientos de energía relajados ($\sum_{t \in \mathcal{T}_i} P_{i,t}^{ev} \, \Delta t + E_{unmet,i} = E_{req,i}$), límites DHC ($0 \leq P_{i,t}^{ev} \leq P_{i,t}^{DHC,limit} + s_{i,t}$), restricciones de variables de holgura ($s_{i,t} \geq 0, E_{unmet,i} \geq 0$) y disponibilidad del vehículo ($P_{i,t}^{ev} = 0 \setminus \forall t \notin \mathcal{T}_i$).

Resultados y datos obtenidos

Montamos el entorno de validación en Python usando la API OpenDSSDirect y el solver OSQP en CVXPY para horizontes de 24 h a intervalos de 15 minutos, probando sobre el alimentador desequilibrado IEEE 123-bus (Schneider et al., 2018).

1. Zona segura (penetración del 60%). A niveles tan altos de penetración solar y de vehículos eléctricos, nuestro controlador es capaz de reducir el pico térmico del 144,7 % en el caso base al 102,4 % con el objetivo térmico del 100%. Es decir, las pérdidas se reducen de 578,7 kWh a 506,404 kWh, lo que supone un ahorro del 12.4 % en las pérdidas de línea con el límite térmico del 100%, y la tensión mínima se mejora notablemente, pasando de 0,963 p.u. a 0,988 p.u. La cifra más impresionante es la recuperación del 99,98 % de la energía suministrada a la flota de vehículos (Fig. 4), a pesar de las restricciones impuestas por la congestión. Esto demuestra que nuestra inclusión de la holgura matemática total permite gestionar cualitativamente la congestión sin perjudicar significativamente el suministro de electricidad a los VE.
2. Zona de saturación física (penetración del 80%). A partir del punto del 60 %, observamos que flujos de potencia inversos provocados por la FV se vuelven dominantes y el PI, que solo considera su magnitud, a menudo decide reducir la potencia de los VE pudiendo, en realidad, absorber potencia de la red para hacer frente a dichos picos. En consecuencia, la congestión de la red aumenta hasta alcanzar el 174.080 %. No obstante, nuestra inclusión del término de energía no proporcionada a los VE, el problema de optimización no falla y, finalmente, reduce la potencia de la carga VE en un valor que restaurar la tensión a niveles aceptables.

Pen.	Métrica	Caso Base	Lazo Abierto	Cerrado-100	Cerrado-90
60%	Tensión mínima (p.u.)	0.963	0.983	0.988	0.987
	Tensión máxima (p.u.)	1.047	1.038	1.038	1.038
	Pérdidas (kWh)	578.107	564.888	506.404	513.581

Pen.	Métrica	Caso Base	Lazo Abierto	Cerrado-100	Cerrado-90
	Pico térmico (%)	144.651	141.412	102.446	106.028
	VUF máximo (%)	1.071	1.166	0.746	0.735
	Ratio de energía entregada (%)	100.000	100.000	99.987	99.830
80%	Tensión mínima (p.u.)	0.957	0.984	0.988	0.988
	Tensión máxima (p.u.)	1.061	1.040	1.042	1.042
	Pérdidas (kWh)	940.146	938.437	883.982	882.319
	Pico térmico (%)	168.758	165.555	174.080	173.789
	VUF máximo (%)	1.160	1.309	1.405	1.401
	Ratio de energía entregada (%)	100.000	100.000	99.662	99.388

Tabla I. Métricas de desempeño a niveles de penetración (60% y 80%)

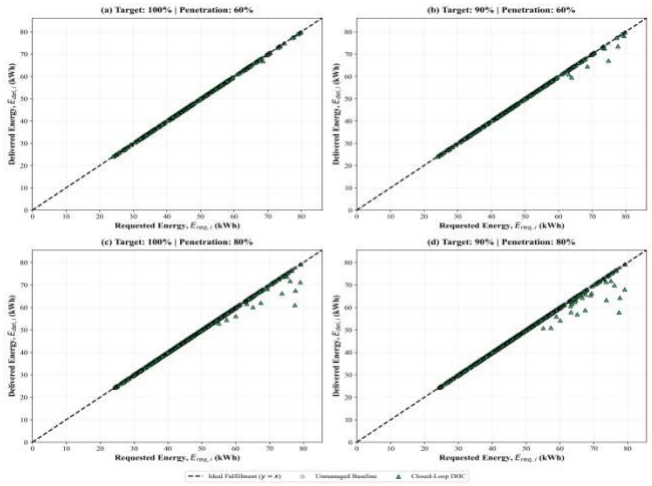


Figura 4. Comparativa de la energía entregada frente a la solicitada bajo distintos niveles de penetración y límites térmicos

Discusión de estos datos

Los resultados muestran que el controlador puede evitar picos de congestión en la red a niveles elevados de penetración solar y de vehículos eléctricos; sin embargo, llega a un punto en el que ya no puede satisfacer todas las solicitudes de potencia de los VE. La razón de ello son las restricciones físicas de la red, que imponen una potencia mínima de VE que debe estar presente en la red para garantizar la seguridad de la red. Así, cuando el controlador intenta ajustar la potencia de los VE para gestionar la congestión, se ve obligado a comprometer la potencia mínima que, a su vez, limita la prestación de servicios de potencia a los clientes VE.

Conclusiones

Este artículo presenta un marco de coordinación de flexibilidad jerárquico de bucle cerrado para la gestión de la carga de vehículos eléctricos a gran escala en redes de distribución desequilibradas con alta penetración fotovoltaica. La sustitución de la matriz jacobiana de la red por los únicos términos topológicos que la caracterizan, tal y como hemos propuesto, resulta computacionalmente eficiente y adecuada para la aplicación de intervalos de tiempo compatibles con el control a corto plazo (con intervalos de tiempo de 15 minutos). Al incluir el término de energía no suministrada, garantizamos que el problema de optimización no se verá afectado por la probabilidad de activación del PI debido a niveles demasiado altos de congestión. Sin embargo, nuestros controladores no tienen en cuenta la fase ni la dirección de la potencia, por lo que no pueden distinguir entre la congestión que provoca una mayor demanda de potencia debida a los vehículos y la congestión que se produce cuando la potencia fotoeléctrica entra en la red. Una posible vía de investigación podría consistir en desarrollar un esquema similar que tuviera en cuenta la fase y la dirección, de modo que, en caso de congestión, la potencia de los vehículos eléctricos, la potencia reactiva y/o la producción fotoeléctrica pudieran reducirse de forma selectiva, en función de la causa de la congestión.

Agradecimientos

Agradecemos a la Comunidad de Madrid a través del proyecto PREDFLEX-CM (Ref. TEC-2024/ECO-287) y a la Agencia Estatal de Investigación por la financiación del proyecto PVCAD (PID2023-151697OA-I00).

Referencias

1. ACER. (2025). TRANSMISSION CAPACITIES FOR CROSS-ZONAL ELECTRICITY TRADE AND GRID CONGESTION MANAGEMENT: 2025 MONITORING REPORT.
2. Dong, X. J., Shen, J. N., Ma, Z. F., & He, Y. J. (2025). Stochastic optimization of integrated electric vehicle charging stations under photovoltaic uncertainty and battery power constraints. ENERGY, 314, 134163.
3. González-Garrido, A., et al. (2024). Hierarchical control for collaborative electric vehicle charging to alleviate network congestion. Renewable Energy, 230, 120823.
4. IEA. (2026). Electricity 2026: Analysis and Forecast to 2030. Paris, France.
5. Li, X., Luo, F., Zhang, C., & Dong, Z. Y. (2025). Stochastic EV charging dispatch in unbalanced three-phase networks based on interpretable fuzzy representation of user preferences. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 40(2), 1623–1635.
6. Meng, Q., Hussain, S., He, Y., Lu, J., & Guerrero, J. M. (2025). Multi-timescale stochastic optimization for enhanced dispatching and operational efficiency of electric vehicle photovoltaic charging stations. INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS, 172, 111096.
7. Prat, E., et al. (2024). Network-Aware Flexibility Requests for Distribution-Level Flexibility Markets. IEEE Transactions on Power Systems, 39(2), 2641-2652.
8. Schneider, K. P., et al. (2018). Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. IEEE Transactions on Power Systems, 33(3), 3181-3188.
9. Tabatabaee, S., Mortazavi, S. S., & Niknam, T. (2017). Stochastic scheduling of local distribution systems considering high penetration of plug-in electric vehicles and renewable energy sources. ENERGY, 121, 480–490.

IMPLEMENTACIÓN DE UN NODO DE TELEMETRÍA INALÁMBRICA PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Cristian Fernández Díaz, Estudiante, Universidad Rey Juan Carlos
Rubén Nieto Capuchino, Tutor, Universidad Rey Juan Carlos
Imene Yahyaoui, Cotutora, Universidad Rey Juan Carlos

Resumen: En la situación energética actual, la eficiencia y monitorización de las instalaciones fotovoltaicas (FVs) remotas suponen un gran reto técnico y económico. Este trabajo presenta el desarrollo de un sistema de telemetría inalámbrica basado en LoRaWAN, enfocado al bajo coste y la alta eficiencia energética. El nodo desarrollado captura parámetros eléctricos (tensión y corriente) y ambientales (irradiancia, temperatura y humedad) procesándolos mediante un microcontrolador ESP32. Toda la arquitectura de red se fundamenta en un modelo de *Edge Computing*, utilizando una Raspberry Pi 4 que aloja localmente el servidor ChirpStack, bases de datos (InfluxDB) y la visualización (Grafana), garantizando la soberanía de los datos. Los resultados de campo validan la fiabilidad del hardware frente a instrumentación meteorológica de referencia, demostrando que es posible obtener un mantenimiento de bajo coste, autosuficiente e independiente.

Palabras clave: Telemetría, LoRaWAN, Fotovoltaica, Sensores, Edge Computing, IoT, Mantenimiento Predictivo

INTRODUCCIÓN / ANTECEDENTES

Actualmente, se ha iniciado una transición hacia un modelo de energía limpia. En este escenario, la energía solar FV se ha consolidado como uno de los pilares fundamentales de esta tendencia, impulsada, tanto por las innovaciones tecnológicas (almacenamiento de energía, autoconsumo...) y avances en eficiencia (nuevos materiales que la mejoran), como en la reducción de los costes del 85% en los últimos años. Sin embargo, el reto actual ya no es solo la instalación masiva de hectáreas de paneles, sino garantizar que cada metro cuadrado opere a su mayor rendimiento. La rentabilidad de una planta solar no depende únicamente de la eficiencia de sus células, sino de la capacidad para operar de forma continua durante su vida útil, que suele superar los 25 años. Durante este periodo, factores como el calentamiento de la célula (que reduce la tensión de circuito abierto V_{oc}), el ensuciamiento superficial (soiling) o el sombreado parcial (mismatching) disminuyen drásticamente la producción y pueden generar puntos calientes (hotspots).

Sumado a esto, hay que tener en cuenta la dificultad que existe para realizar el mantenimiento adecuado en ubicaciones aisladas, que sigue siendo un problema a pesar de los avances tecnológicos, y el coste de los sistemas de monitorización actuales. Los sistemas industriales clásicos (SCADA o PLC) implican costes iniciales excesivos y gran cantidad de cableado, inasumibles para instalaciones de menor tamaño o de bajo presupuesto. Por otro lado, la dependencia de redes móviles (4G/5G) aumenta el consumo energético y los costes operativos mensuales. Ante este escenario, las tecnologías LPWAN (Low Power Wide Area Network) ofrecen una alternativa ideal. Frente a opciones como Sigfox o NB-IoT (que dependen de operadoras y pagos recurrentes), el estándar LoRaWAN permite operar en la banda libre europea de 868 MHz y desplegar redes privadas, lo que resulta óptimo para transmitir telemetría a largas distancias con un consumo ínfimo.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN Y PROYECTO

La arquitectura diseñada se fundamenta en dos bloques principales bajo un enfoque descentralizado o Edge Computing (Figura 1):

1. **Nodo Sensor (Remoto):** Instalado físicamente en los paneles fotovoltaicos. Se encarga de capturar las magnitudes a través de instrumentación digital, procesarlas y transmitirlas vía radiofrecuencia (LoRaWAN).
2. **Servidor Local:** Actúa como el núcleo de la red privada. Recibe las tramas, las decodifica, las almacena y las expone visualmente al usuario sin que la información tenga que transitar por servidores en la nube de terceros.

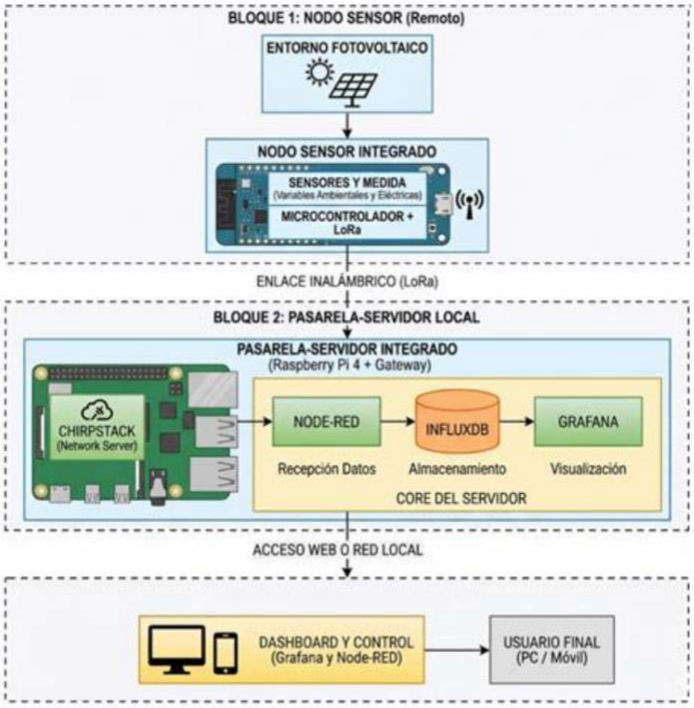


Figura 1. Esquema general del flujo de datos

METODOLOGÍA

Hardware y selección de los sensores

Para el nodo remoto se seleccionó la placa LILYGO TTGo-TBeam, que integra un procesador ESP32 (32 bits), transceptor LoRa SX1276, módulo GPS NEO-6M y un gestor de energía PMU AXP2101, alimentado por una batería de litio 18650. La desventaja de este modelo es el bajo número de pines disponibles, por lo que la instrumentación se digitalizó mediante buses I2C y OneWire:

- **Parámetros eléctricos:** Se utilizó el monitor de potencia INA236, capaz de soportar hasta 48 V en corriente continua, aislando el ruido electromagnético y calculando la potencia por hardware.
- **Irradiancia:** En lugar de sensores luxométricos estándar que se saturan al sol, se optó por el sensor ambiental VEML7700 (rango dinámico hasta 140.000 lux). El firmware aplica una corrección polinómica de cuarto grado y un factor de conversión para estimar la irradiancia en W/m².
- **Variables térmicas:** Un sensor SHT31 (I2C) mide la temperatura y humedad ambiente, mientras que una sonda DS18B20 (OneWire, protección IP68) se adhiere al reverso del panel para medir su temperatura de contacto.

Infraestructura de red y software

El núcleo central se desplegó sobre una Raspberry Pi 4 (64-bit) equipada con un concentrador LoRa RAK5146 HAT. Mediante contenedores Docker, se implementó el Network Server de ChirpStack. El flujo de datos se canaliza a través de Node-RED (suscripción MQTT y decodificación JavaScript), almacenando las series temporales en InfluxDB y graficándolas en Grafana).

Desarrollo del firmware

El código se ha desarrollado en C++ para el ESP32, integrando librerías específicas (como lmic para la pila LoRaWAN y TinyGPS++). Para asegurar la integridad ante los constantes reinicios por hibernación, variables críticas del sistema se almacenan en la memoria persistente RTC del microcontrolador. Además, un

diagnóstico preventivo verifica las lecturas de los sensores antes de cada transmisión, activando un protocolo de emergencia si detecta fallos físicos en el bus I2C o valores atípicos (Figura 2).
El consumo energético se optimiza mediante una máquina de estados que evalúa continuamente la irradiancia y el nivel de batería. Cuando la irradiancia es mínima, se activa un Modo Noche con hibernaciones de duración incremental (5, 15 y 30 minutos) para maximizar el ahorro. Durante el día, el sistema opera en un Modo Ahorro (transmisión seguida de 15 minutos de Deep Sleep) o, si la batería tiene carga activa, pasa a un Modo Carga Activa que emite telemetría ininterrumpidamente cada 5 minutos.
Para cumplir con el ciclo de trabajo de la banda de 868 MHz, el firmware omite el uso de cadenas de texto. En su lugar, empaqueta todas las mediciones eléctricas y ambientales en un payload binario de tan solo 14 bytes utilizando operaciones de desplazamiento de bits, reservando un byte final para indicar el estado de salud del sistema. Finalmente, para evitar el alto drenaje energético que supone buscar satélites, la geolocalización GPS está condicionada para transmitirse una única vez al inicio de cada jornada diurna.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El prototipo se instaló a la intemperie monitorizando paneles Eco Line ES100P36, y sus lecturas se contrastaron con la estación meteorológica de referencia de la URJC (Figura 3). Para validar el correcto funcionamiento y la fiabilidad del nodo de telemetría, se llevaron a cabo unas pruebas en las instalaciones fotovoltaicas. Durante este periodo, el prototipo operó de manera continua e ininterrumpida durante el día, adquiriendo y transmitiendo mediante LoRaWAN la totalidad de las variables eléctricas y ambientales definidas en los objetivos del proyecto.



Figura 3. Instalación final para la validación experimental

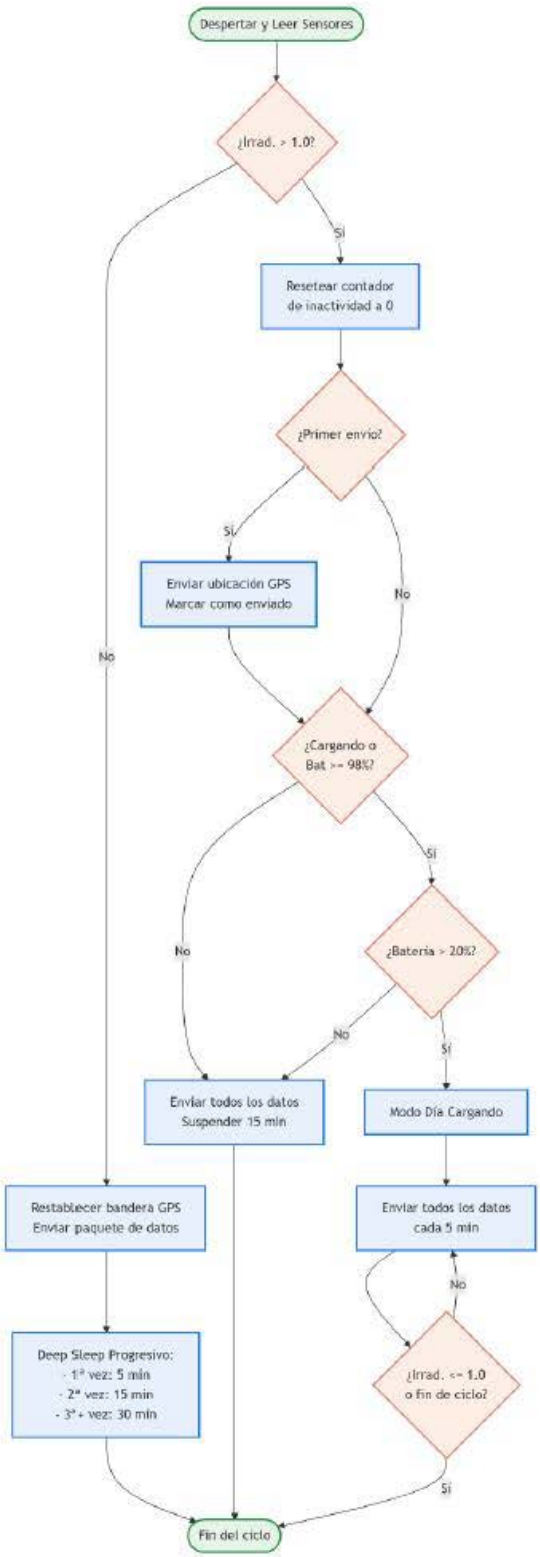


Figura 2. Diagrama de flujo de la lógica del nodo sensor

A continuación, se presenta un análisis detallado de los datos recopilados, contrastando las mediciones obtenidas por la instrumentación del nodo frente a los equipos de referencia de la universidad. Para ilustrar el comportamiento dinámico del sistema, el estudio de los resultados se centra en las jornadas del 6 y 7 de julio 2026, periodos seleccionados por presentar condiciones que permiten validar la precisión y el tiempo de respuesta del hardware implementado. La validación del sensor óptico VEML7700 se llevó a cabo contrastando sus lecturas con los datos de un Piranómetro Kipp & Zonen CMP6 perteneciente a la estación radiométrica de referencia de la URJC. La Figura 4 muestra la comparativa de irradiancia global correspondiente al día 7 de julio.

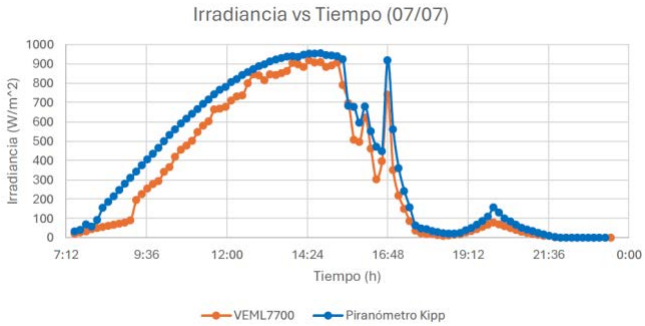


Figura 4. Validación del modelo de irradiancia

Para validar la fiabilidad de las lecturas ambientales del nodo, se contrastaron los datos obtenidos por el sensor SHT31 con los registros de la estación meteorológica de referencia de la universidad. El equipo utilizado para esta comparativa es un sensor digital de temperatura y humedad Ahlborn FHAD 46-C4AG, el cual cuenta con una precisión certificada de ±0,2 °C y opera en el interior de una garita protectora. En la Figura 5 se representa la evolución térmica del día 7 de julio.

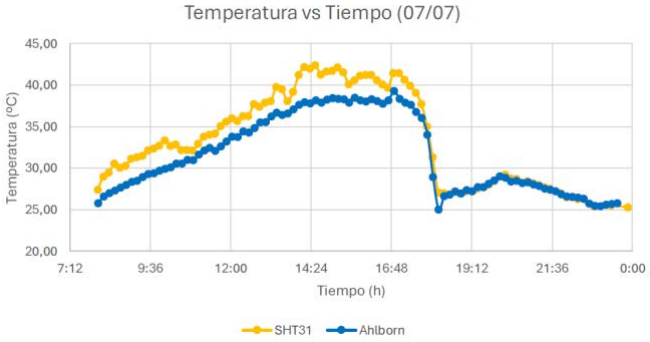


Figura 5. Validación del modelo de temperatura ambiental

En la Figura 6 se muestran los valores registrados de irradiancia, temperaturas y humedad. Como se puede observar, existe una relación directa entre la irradiancia, la temperatura del panel y la temperatura ambiente, ya que sus curvas aumentan y disminuyen de forma simultánea a lo largo del día. Las rápidas fluctuaciones en la irradiancia, características de un día con nubosidad intermitente. Por otro lado, la humedad presenta un comportamiento inversamente proporcional: sus valores son más altos durante la noche y primeras horas de la mañana, y disminuyen notablemente en las horas centrales del día, coincidiendo con los picos máximos de radiación y calor. Este comportamiento meteorológico, totalmente esperable, demuestra la coherencia física de las lecturas.

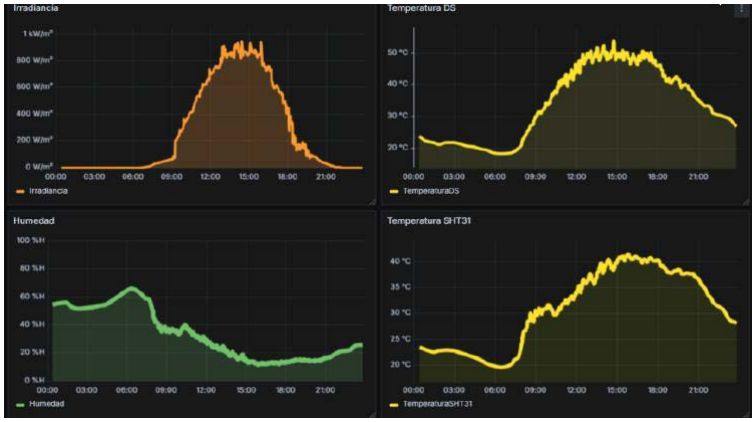


Figura 6. Demostración de variables ambientales en Grafana

Para la validación del monitor de energía INA236, se conectó el sistema al panel fotovoltaico en configuración de circuito cerrado, utilizando una carga electrónica resistiva (ITECH IT8615) para disipar la energía generada. Durante las pruebas de campo, se detectó que las variaciones naturales de tensión desestabilizaban el punto de operación de la carga electrónica. Esta falta de adaptación dinámica provocaba variaciones en la corriente demandada (Figura 7).

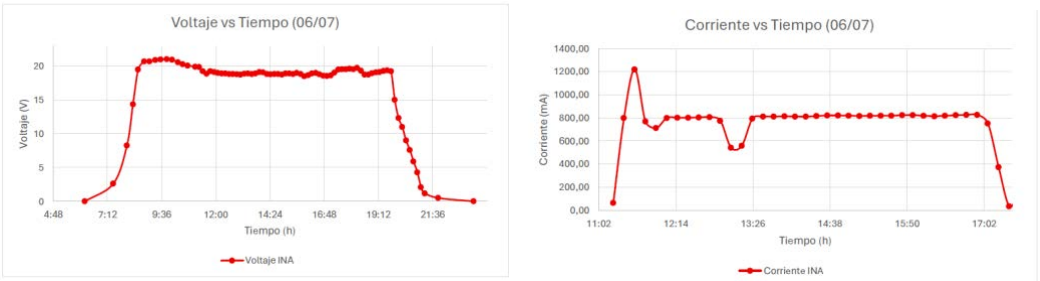


Figura 7. Corriente y tensión de la planta FV estudiada

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha validado e implementado con éxito un nodo de telemetría ininterrumpida para plantas solares. Mediante el uso de tecnologías libres (ESP32, LoRaWAN, contenedores Docker) se ha evitado la dependencia de externos. El presupuesto en materiales (366,50 €) del hardware y procesamiento local es económicamente muy inferior a las alternativas industriales comerciales. Este prototipo garantiza una medición fiable, proporcionando a las pequeñas instalaciones la monitorización constante necesaria para implementar protocolos de mantenimiento predictivo frente al soiling o degradaciones eléctricas.

AGRADECIMIENTOS

Dar las gracias a mis dos tutores del proyecto, Rubén e Imene, por la ayuda que me han brindado, las horas que le han dedicado y por todo lo que me han enseñado durante la carrera y en este TFG. Agradecemos a la Comunidad de Madrid a través del proyecto PREDFLEX-CM (Ref. TEC-2024/ECO-287) y a la Agencia Estatal de Investigación por la financiación del proyecto PVCAD (PID2023-151697OA-I00).
Por otro lado, dar las gracias a mis padres y a mi hermana, que sin su cariño, esfuerzo y paciencia esto no hubiese sido posible. Por último, agradecer a mis amigos de toda la vida y a los que hice en la universidad por esas tardes de estudio, risas y anécdotas.

INTEGRACIÓN DE PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS: COORDINACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS Y CÁLCULO DE MODELOS REDUCIDOS PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Marco Vinicio Avendaño-Caiza, Investigador predoctoral, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Supervisores: Javier Roldán-Pérez, Investigador, ETSII, Universidad Politécnica de Madrid
José Luis Rodríguez-Amenedo, Catedrático, Departamento de Ing. Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid

Resumen: En los últimos años, la penetración de fuentes de energía renovable en las redes eléctricas ha crecido exponencialmente, y esto plantea nuevos retos para la estabilidad y el control de las redes eléctricas. Al mismo tiempo, las redes eléctricas modernas necesitan servicios auxiliares de red, como la inercia sintética, la restauración de la frecuencia y la regulación de la tensión. Una alternativa prometedora para proporcionar estos servicios son las denominadas Virtual Power Plants (VPPs), que coordinan diferentes recursos energéticos distribuidos de manera que operan como una única planta. Esto permite aprovechar los recursos disponibles de manera más eficiente, facilitando la participación en los mercados de energía y la provisión de servicios auxiliares. Esta tesis estudia cómo las VPPs pueden contribuir a la provisión de servicios auxiliares de la red. Para ello, se han desarrollado modelos de los generadores y la red, así como herramientas para obtener modelos reducidos que faciliten su integración en herramientas de análisis de estabilidad. Sobre esta base, se han implementado estrategias de control para la restauración de la frecuencia que consideran la disponibilidad de recursos renovables y el estado de carga de las baterías. Actualmente, la investigación se centra en la distribución óptima de estos recursos para maximizar los beneficios técnicos y económicos de la operación de las VPPs.

Palabras clave: Integración de energías renovables, virtual power plants, reducción de modelos, análisis de estabilidad, servicios auxiliares.

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas, el sistema eléctrico ha experimentado una profunda transformación. Tradicionalmente, la generación estaba dominada por un número relativamente reducido de grandes centrales gestionables, como las centrales de carbón, gas o nuclear. Sin embargo, la creciente integración de fuentes de energía renovable, junto con el almacenamiento y la generación distribuida, está modificando este paradigma [1]. Esta transición hacia un sistema más descentralizado introduce nuevos retos debido a la variabilidad de recursos como el viento y la irradiancia solar, al uso creciente de convertidores electrónicos y a la mayor diversidad de tecnologías conectadas a la red.

En este contexto surgen las denominadas *Virtual Power Plants* (VPPs), que agrupan generadores renovables, sistemas de almacenamiento y cargas que se operan de manera coordinada para, desde el punto de vista de la red, comportarse como una única entidad [1]. Esta capacidad de agregación permite integrar de forma más eficiente recursos distribuidos y facilitar su participación tanto en los mercados de energía como en la provisión de servicios auxiliares.

La Figura 1. ilustra un ejemplo de VPP integrada en la red. Cada elemento de la VPP tiene sus controles internos, mientras una capa de control de nivel alto coordina todas las unidades de manera conjunta. De este modo, recursos que individualmente pueden tener una capacidad limitada pueden operar de forma optimizada y contribuir conjuntamente a las necesidades del sistema eléctrico. Sin embargo, la coordinación de estos recursos supone un desafío. Cada elemento de la VPP puede presentar diferentes topologías, dinámicas y sistemas de control, además de estar sujeto a limitaciones de operación y a una disponibilidad variable. Por ejemplo, la capacidad de generación de una instalación fotovoltaica o eólica depende de las condiciones meteorológicas, mientras que los sistemas de almacenamiento están condicionados por su estado de carga. Por ello, aprovechar el potencial de las VPPs requiere herramientas que permitan modelar su comportamiento, analizar su impacto sobre la estabilidad de la red y coordinar sus recursos de acuerdo con las necesidades del sistema.

Uno de los principales retos de la tesis doctoral está relacionado con el análisis de estabilidad. Realizar estos análisis incluyendo modelos detallados de una VPP es muy complejo y requiere un alto coste computacional. Las técnicas de reducción de modelos permiten obtener representaciones de menor orden que conservan las dinámicas relevantes del sistema, facilitando tanto los análisis de estabilidad como las simulaciones dinámicas [2,3]. Estas herramientas resultan especialmente útiles para estudiar la integración de múltiples VPPs en redes eléctricas de gran tamaño.

Por otra parte, la capacidad de las VPPs para proporcionar servicios auxiliares requiere estrategias de control que tengan en cuenta tanto las necesidades de la red como la disponibilidad y las restricciones operativas de los recursos agregados [4,5]. Una coordinación adecuada puede permitir que diferentes recursos contribuyan conjuntamente a servicios como la restauración de la frecuencia, incrementando el aprovechamiento de los recursos renovables y de los sistemas de almacenamiento [6]. Al mismo tiempo, la posibilidad de participar en estos servicios permite obtener una remuneración adicional, introduciendo una dimensión económica en la gestión de las VPPs.

En este contexto, este trabajo aborda diferentes aspectos relacionados con la integración de VPPs en los sistemas eléctricos. En primer lugar, se desarrollan modelos de los recursos que forman parte de las VPPs y se analiza su interacción con la red. A partir de estos modelos, se implementan técnicas de reducción de modelos que permiten realizar análisis de estabilidad de forma computacionalmente más eficiente, manteniendo las dinámicas relevantes del sistema. Finalmente, se implementan estrategias de control considerando la capacidad de aportación de reserva para la restauración de la frecuencia, teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos renovables y el estado de carga de los sistemas de almacenamiento. Para ello, se aborda la gestión óptima de los recursos agregados mediante técnicas de optimización, buscando maximizar los beneficios tecno-económicos sin comprometer las restricciones técnicas de operación. Estos desarrollos realizados se enmarcan, en parte, en el proyecto PREDFLEX-CM ("Programa de redes eléctricas digitales, estables y flexibles") financiado por la Comunidad de Madrid, cuyo objetivo es desarrollar un sistema inteligente para monitorizar y gestionar la energía en redes de media y baja tensión, favoreciendo la electrificación y la integración de generación distribuida, vehículos eléctricos y electrolizadores mediante el uso de Plantas Virtuales de Energía y Gemelos Digitales.

En conjunto, la tesis aborda tres aspectos fundamentales para el aprovechamiento de las VPPs: representar adecuadamente sus recursos, comprender su comportamiento y coordinar su funcionamiento de forma eficiente. Para conseguir esto se establecieron los siguientes objetivos: 1) Realizar modelos avanzados de VPPs y sus elementos e implementar sus controles internos y de nivel alto. 2) Realizar desarrollos para gestionar eficientemente los recursos de una VPP para poder proveer servicios auxiliares Implementar herramientas que permitan obtener modelos reducidos fiables de VPPs, reproduciendo las dinámicas importantes desde el punto de vista del operador. 3) Desarrollar una herramienta de optimización de la provisión de servicios auxiliares con VPPs, considerando la disponibilidad de los recursos y las limitaciones técnicas.

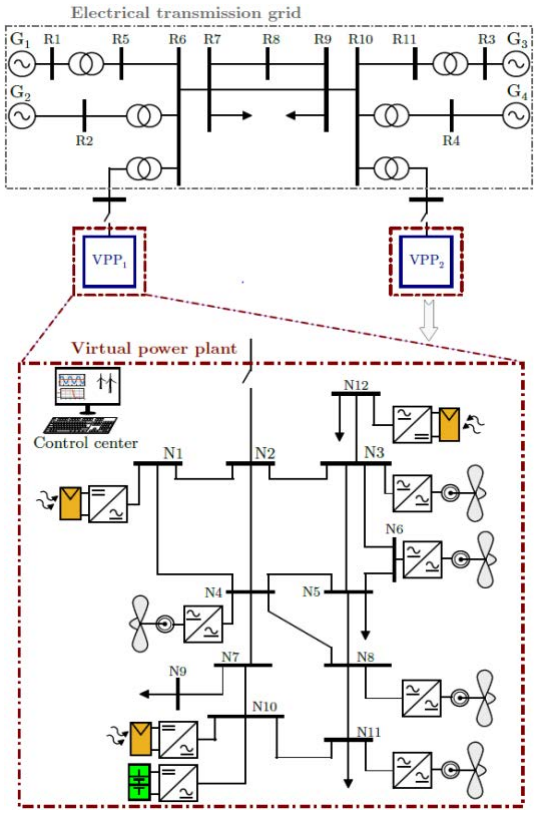


Figura 1. Diagrama unifilar de un sistema de potencia formado por una red y dos VPPs.

MODELADO DE LAS UNIDADES DE UNA VPP

A lo largo de la tesis se consideran diferentes configuraciones de VPP, las cuales comparten una estructura basada en la coordinación de recursos de generación, almacenamiento y demanda. Para analizar su comportamiento, se desarrollaron modelos dinámicos de los principales elementos que pueden formar parte de estas agregaciones [5]. La Figura 2 muestra la estructura de modelado utilizada para los generadores eólicos y fotovoltaicos y para los sistemas de almacenamiento, incluyendo los bloques de control internos utilizados para la integración a la red.

En el caso de la generación eólica, su comportamiento dinámico se representa como una fuente de potencia dependiente de la velocidad del viento. Su integración a la red se realiza mediante electrónica de potencia basada en una topología *grid-following*. La generación fotovoltaica presenta una dependencia similar respecto a las condiciones ambientales, en este caso determinada principalmente por la irradiancia solar. Su conexión a la red se realiza mediante convertidores electrónicos DC-DC y DC-AC, también con una estrategia de control *grid-following*. El sistema

de almacenamiento presenta características diferentes. La potencia que puede aportar o absorber depende, entre otros factores, del estado de carga de la batería (*State of Charge*, SOC). Por tanto, la batería no puede considerarse una fuente de potencia ilimitada, sino un recurso cuya capacidad de proporcionar energía varía con su estado de operación. Para su integración en la red se utilizan convertidores con una estrategia de control *grid-forming*. Además también se han modelado los elementos de conexión (filtros, líneas y transformadores). De esta forma, no solo se analiza cuánto produce o consume cada recurso, sino también cómo responde dinámicamente ante cambios en las condiciones de operación y perturbaciones de la red.

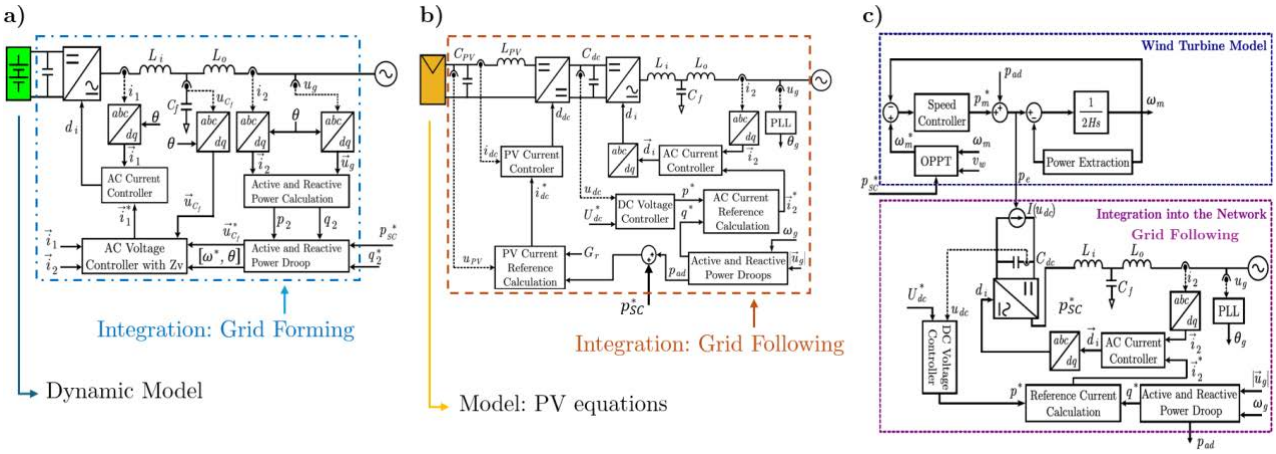


Figura 2. Estructura de los modelos y sistemas de control de los generadores a) fotovoltaico, b) eólica, y c) del sistema de almacenamiento mediante baterías.

REDUCCIÓN DE MODELOS DE SISTEMAS CON VPPS

Una representación detallada de un sistema como las VPPs permite reproducir con precisión su comportamiento, sin embargo, también da lugar a modelos con un elevado número de variables de estado, lo que puede aumentar considerablemente el coste computacional de los estudios de redes eléctricas de gran tamaño. Una forma de abordar este problema es el desarrollo de **modelos de orden reducido** que permiten conservar las dinámicas más relevantes de una VPP, eliminando aquellas con menor influencia sobre el comportamiento del sistema. De esta forma, se busca un equilibrio entre la precisión del modelo y su coste computacional, facilitando la incorporación de las VPPs en estudios de sistemas eléctricos de mayor escala.

En el marco de la tesis se han implementado técnicas de reducción basadas en el **truncamiento balanceado** y en la **relevancia de estados**. Estas técnicas permiten simplificar los modelos manteniendo las dinámicas de interés y conservando, en el caso de la relevancia de estados, una relación directa con los estados físicos del sistema, facilitando la interpretación de los resultados [7,8].

Los desarrollos realizados permiten automatizar este proceso y aplicarlo a diferentes subsistemas de una red eléctrica, haciendo posible integrar posteriormente sus modelos reducidos en una representación simplificada del sistema completo. Esto facilita la incorporación de nuevos recursos, como las VPPs, sin incrementar excesivamente la complejidad de los modelos utilizados para los estudios de estabilidad.

Finalmente, los modelos reducidos se han validado frente a los modelos detallados mediante simulaciones transitorias y análisis de pequeña señal [3,8]. Entre los resultados obtenidos, la Figura 3 muestra el escaso desplazamiento de los autovalores del sistema tras aplicar la reducción, lo que indica que las principales dinámicas del sistema se mantienen prácticamente inalteradas a pesar de la considerable reducción de la dimensión del modelo.

Impacto de las VPPs en la Estabilidad del Sistema

La incorporación de VPPs basadas en recursos renovables modifica las características dinámicas de los sistemas eléctricos. Aunque las VPPs permiten coordinar recursos distribuidos y pueden contribuir a la prestación de servicios auxiliares, su integración en redes de transmisión introduce nuevas dinámicas asociadas a los generadores

renovables, los convertidores electrónicos y sus sistemas de control. Por este motivo, es necesario analizar cómo estas nuevas dinámicas afectan a la estabilidad del sistema eléctrico.

En el desarrollo de la tesis se ha estudiado el impacto de las VPPs sobre la **estabilidad de pequeña señal** de sistemas de transmisión, evaluando los autovalores y la respuesta temporal del sistema.

Los resultados muestran que la incorporación de VPPs basadas en generación renovable puede modificar de forma significativa los autovalores del sistema y, por tanto, sus características dinámicas. En particular, se observa que las VPPs pueden proporcionar **amortiguamiento adicional** a determinadas oscilaciones del sistema. Este resultado pone de manifiesto que las VPPs no deben considerarse únicamente como agregaciones de generación distribuida, sino como nuevos elementos dinámicos capaces de modificar el comportamiento global de la red.

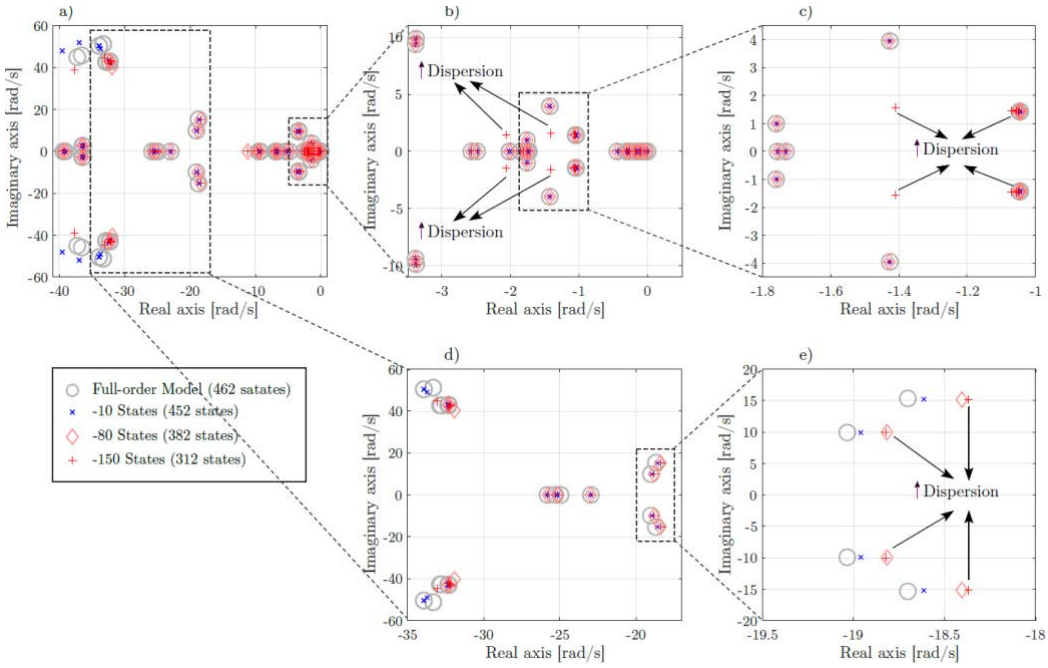


Figura 3. Autovalores del sistema completo considerando diferentes niveles de reducción

El análisis también permite estudiar la relación entre el nivel de detalle del modelo de la VPP y la precisión de los resultados de estabilidad. Se observa que los modelos de orden reducido pueden reproducir adecuadamente las dinámicas de baja frecuencia con un número reducido de estados, mientras que el análisis de dinámicas de frecuencia media requiere conservar un mayor nivel de detalle. Por tanto, el nivel de reducción debe seleccionarse en función del fenómeno que se pretende estudiar.

Estos resultados muestran la utilidad de los modelos reducidos desarrollados en la tesis para incorporar VPPs en estudios de estabilidad de sistemas eléctricos de mayor tamaño, manteniendo un equilibrio entre la fidelidad de la representación y la complejidad computacional.

GESTIÓN COORDINADA DE LAS VPPS

Las VPPs permiten coordinar diferentes recursos energéticos distribuidos para que actúen de forma conjunta frente al sistema eléctrico. Esta coordinación resulta especialmente relevante cuando se pretende utilizar estos recursos para proporcionar servicios auxiliares, como la regulación de la frecuencia. Sin embargo, la disponibilidad de los recursos que forman una VPP es altamente variable y depende de las condiciones de operación. Por ejemplo, la generación eólica y fotovoltaica dependen de la velocidad del viento y de la irradiancia solar, mientras que la capacidad de respuesta de los sistemas de almacenamiento está condicionada por su estado de carga.

La Figura 4, muestra la estructura de la estrategia del control que se ha desarrollado. Esta tiene como principales entradas: la frecuencia de la red y su valor nominal (ω_g, ω_g^*), la potencia que inyecta la VPP y su valor referencia, (p_{VPP}, P_{VPP}^*), y las potencias disponibles de las unidades de la VPP $p_{a,Gi}$.

Para ante una perturbación poder restaurar la frecuencia se utilizan los clásicos droops y reguladores PI. Luego está el factor diferencial, este consiste en realizar una distribución dinámica a través de factores de disponibilidad $f_{a,i}$. Estos factores no tienen valores fijos, sus valores dependen de parámetros clave que cuantifican los recursos disponibles (velocidad del viento, irradiancia, estado de carga). Por tanto la estrategia de control secundario propuesta**,** se caracteriza por realizar una distribución dinámica de las contribuciones de las unidades de una VPP, adaptándose a la

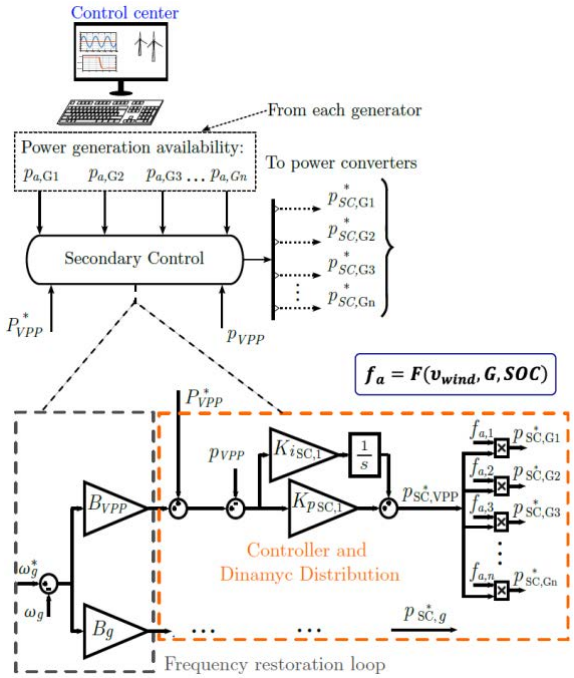


Figura 4. Controlador secundario con distribución de contribuciones dinámica

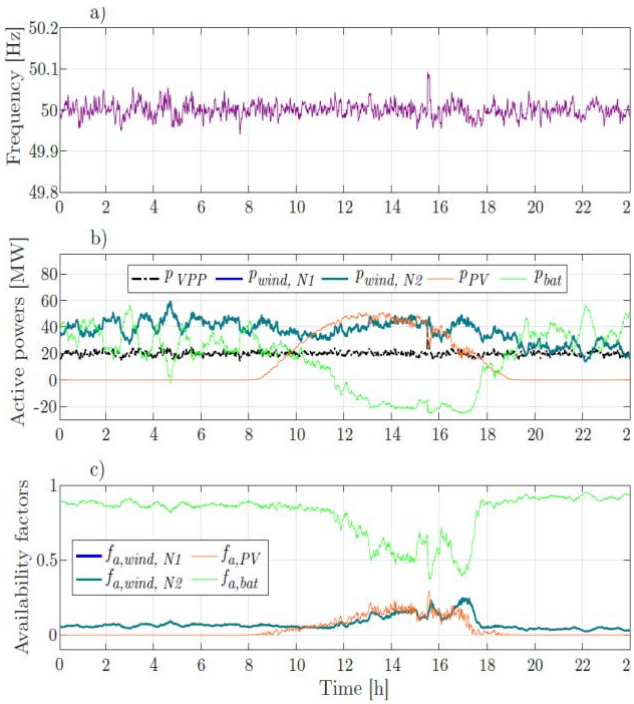


Figura 5. Respuesta temporal

disponibilidad instantánea de los recursos de cada una para proporcionar el servicio de restauración de frecuencia, evitando una dependencia excesiva de una única tecnología.

Esta estrategia permite, por ejemplo, aprovechar la capacidad de generación disponible en los parques eólicos y fotovoltaicos sin necesariamente operar permanentemente a su máxima capacidad. De esta forma, se mantiene una reserva de potencia que puede utilizarse cuando sea necesario proporcionar soporte a la red. En el caso del almacenamiento, la contribución se limita el estado de carga con el objetivo de evitar cargas o descargas profundas.

La estrategia se ha evaluado mediante el estudio de una VPP compuesta por dos parques eólicos, una planta fotovoltaica, un sistema de almacenamiento mediante baterías y cargas locales, conectada a una red de transmisión. Se han considerado diferentes situaciones de operación, incluyendo variaciones de la demanda de la VPP, perturbaciones procedentes de la red externa y variaciones de la generación renovable.

Los resultados de la Figura 5 muestran la respuesta del sistema con perfiles de generación reales y sobre el cuál se aplica una perturbación brusca de carga. Se verifica que ante perturbaciones la frecuencia se restablece a su valor nominal y la potencia recupera su valor referencia. Además se verifica la distribución dinámica. Esto demuestra el potencial de las VPP para transformar recursos renovables y sistemas de almacenamiento distribuidos en recursos activos para la operación y estabilidad del sistema eléctrico.

CONCLUSIONES

Las VPPs permiten coordinar recursos renovables, almacenamiento y demanda para participar activamente en la operación del sistema eléctrico. Durante el desarrollo de la tesis, se han implementado modelos dinámicos y técnicas de reducción de modelos que facilitan la integración de VPPs en estudios de sistemas eléctricos de mayor tamaño. Se ha realizado un estudio de análisis de estabilidad de pequeña señal, que demuestra que la integración de VPPs puede modificar significativamente los modos de oscilación del sistema y, dependiendo de sus características, aportar amortiguamiento adicional a estos modos. Sin embargo, también se verificó que la integración de VPPs puede hacer que los modos no oscilatorios se vuelvan críticos, y de ahí la importancia de controlarlos. También se ha analizado cómo el nivel de reducción del modelo afecta a la representación de las diferentes dinámicas del sistema, demostrando la fiabilidad del proceso de reducción propuesto. Asimismo, se han propuesto estrategias de gestión coordinada para proporcionar servicios de respuesta de frecuencia considerando la disponibilidad de los recursos. Actualmente se está desarrollando un algoritmo de gestión óptima de los recursos considerando, además de la disponibilidad de los recursos, los costes de operación, las restricciones operativas, la capacidad de proveer reserva para la regulación de la frecuencia, y la degradación del sistema de almacenamiento. La implementación está basada en un proceso de optimización de ventana deslizante.

En conjunto, los resultados muestran el potencial de las VPPs para integrar recursos renovables, aportar flexibilidad y contribuir a la estabilidad de la red, facilitando su participación en la operación de sistemas eléctricos cada vez más complejos.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se desarrolla en el marco del proyecto PREDFLEX-CM (Ref.TEC-2024/ECO-287), financiado por el programa de I+D "Tecnologías 2024" de la Comunidad de Madrid. Este trabajo también se desarrolla en el marco del proyecto PLANTAFLEXILIAR (Ref. PID2025-174473OB-I00), financiado por MICIU/AEI/10.13039/501100011033 y FSE+

REFERENCIAS

[1] J. F. Venegas-Zarama, J. I. Muñoz-Hernández, L. Baringo, P. Diaz-Cachinero, and I. De Domingo-Mondejar, ‘‘A review of the evolution and main roles of virtual power plants as key stakeholders in power systems,’’ *IEEE Access*, vol. 10, pp. 47937–47964, 2022.

[2] A. Safavizadeh, A. Kaushik, S. Ebrahimi, and J. Jatskevich, ‘‘Aggregated and reduced-order admittance-based modeling for efficient small-signal analysis of power-electronic-based power systems,’’ IEEE Open Journal of Power Electronics, vol. 6, pp. 1438–1452, 2025

[3] M. V. Avendaño-Caiza, J. Roldán-Pérez, N. Jankovic, J. L. Rodríguez-Amenedo, J. D. Rios-Peñaloza, and M. Prodanović, ‘‘Application of Model Order Reduction in Evaluation of Small-Signal Stability of Power Systems With Virtual Power Plants,’’ *IEEE Access, vol. 14,* pp. 44277-44292, *2026*

[4] A. Baringo, L. Baringo, and J. M. Arroyo, “Day-ahead self-scheduling of a virtual power plant in energy and reserve electricity markets under uncertainty,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 34, no. 3, pp. 1881–1894, 2019

[5] M. V. Avendaño-Caiza, J. D. Rios-Peñaloza, J. Roldán-Pérez, J. L. Rodríguez-Amenedo and M. Prodanović, “Considering Resource Availability in Control of Dynamic Virtual Power Plant Used for Provision of Frequency Restoration Reserve,” in *IECON 2025 – 51st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Madrid, Spain, 2025, pp. 1-6, doi: 10.1109/IECON58223.2025.11221427

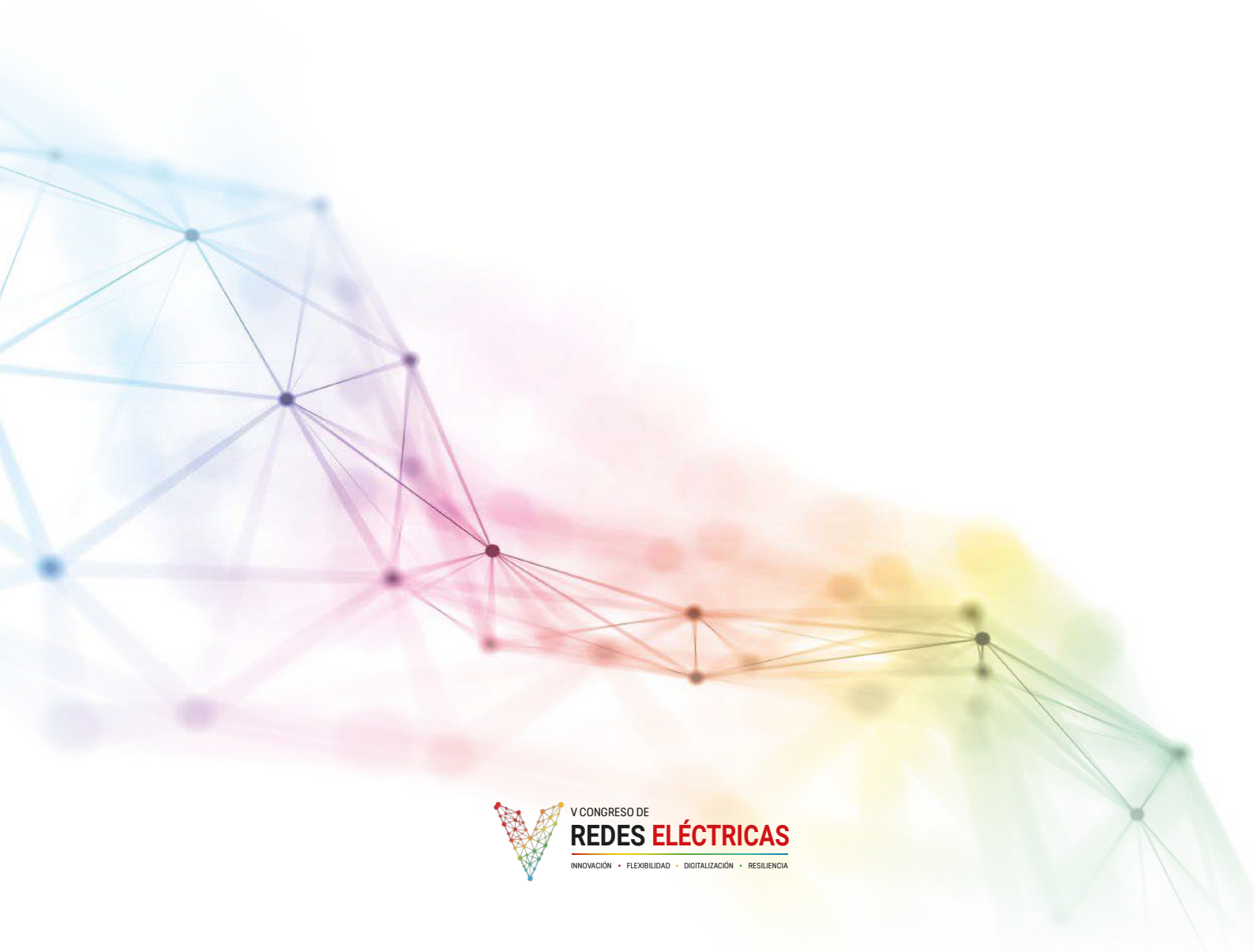
[6] M. E. Adabi and B. Marinescu, “Direct participation of dynamic virtual power plants secondary frequency control,” Energies, vol. 15, no. 8, 2022.

[7] S. Dukic and A. Saric, ‘‘Dynamic model reduction: An overview of available techniques with application to power systems,’’ *Serb. J. Electr. Eng.*, vol. 9, no. 2, pp. 131–169, 2012.

[8] M. V. Avendano-Caiza, J. Roldán-Pérez, M. Prodanovic, and J. L. Rodríguez-Amenedo, ‘‘Application of the state-relevance method to calculation of reduced order models of virtual power plants,’’ in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Europe*, 2023.

07

SECCIÓN START-UP



V CONGRESO DE
REDES ELÉCTRICAS
INNOVACIÓN • FLEXIBILIDAD • DIGITALIZACIÓN • RESILIENCIA

PHAROES

PLANIFICACIÓN AVANZADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Mejores decisiones para las redes del futuro.

IA y optimización para evaluar inversiones en redes, almacenamiento y flexibilidad con detalle horario.



Cada hora cuenta.

Modelización horaria para decisiones de largo plazo.

Tecnología propia. Decisiones con perspectiva.

CERES

Planificación

Evalúa inversiones en red, almacenamiento y demanda flexible.

KAIROS

Operación

Simula la operación del sistema y optimiza los flujos de potencia.

FIDES

Fiabilidad

Cuantifica el riesgo de suministro y ayuda a definir su mitigación.

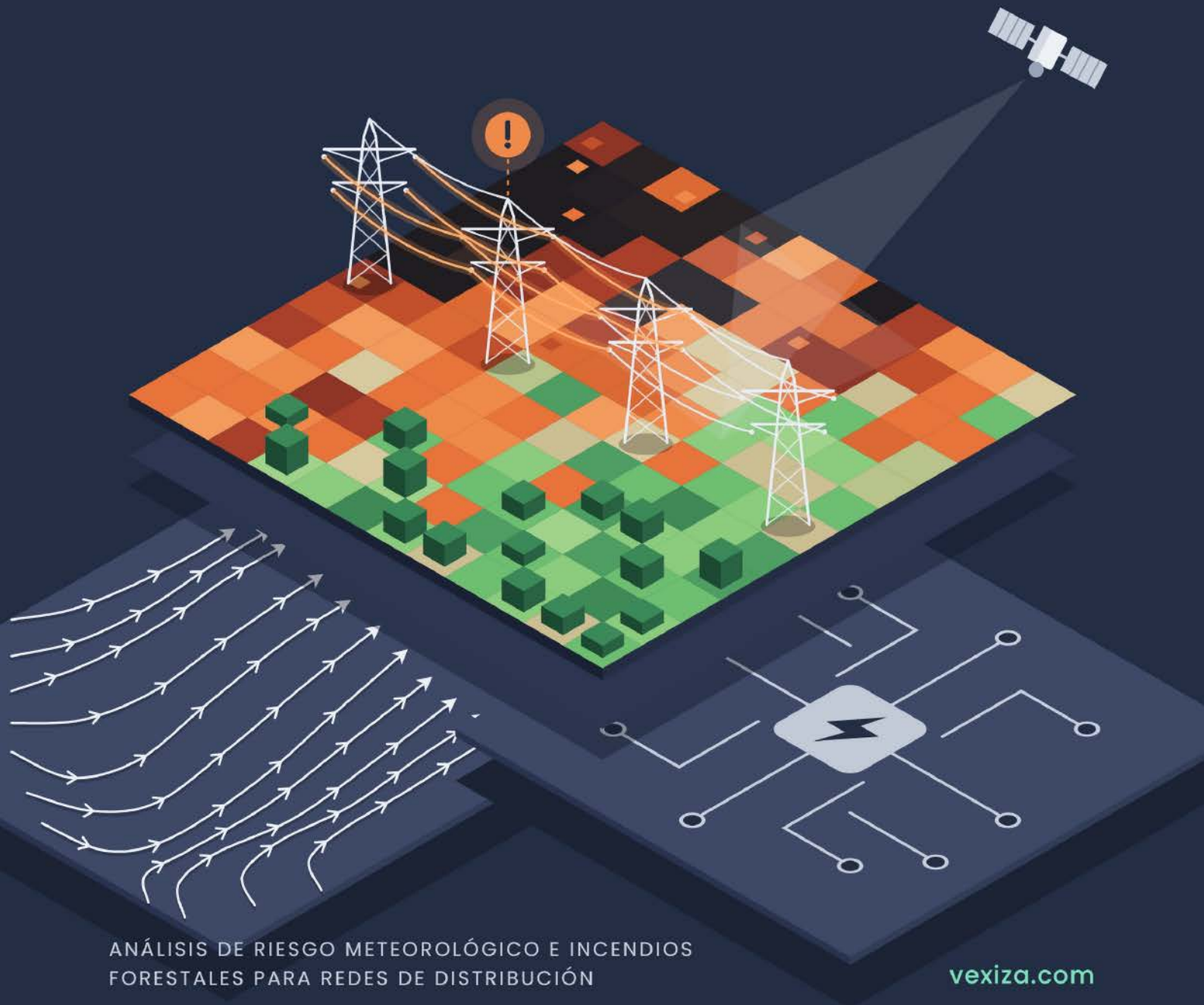
Solicita una demostración.

www.pharoes.com

info@pharoes.com

VEXIZA

Inteligencia **meteorológica** *para una* **operatividad** *sin interrupciones*



ANÁLISIS DE RIESGO METEOROLÓGICO E INCENDIOS FORESTALES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

vexiza.com

08

PUBLICIDAD PATROCINADORES

V CONGRESO DE
REDES ELÉCTRICAS
INNOVACIÓN • FLEXIBILIDAD • DIGITALIZACIÓN • RESILIENCIA


ariadna
INTELIGENCIA OPERATIVA DE RED
Operational Grid Intelligence for DSOs
Desde la estrategia y la integración a la operación inteligente
Acompañamos a las empresas de distribución eléctrica en todo el proceso de la digitalización: desde la definición de la estrategia y los KPIs, hasta la integración de sistemas y equipos de campo, el gemelo de red, la analítica avanzada y la operación inteligente.
Lo hacemos adaptándonos a la realidad de cada compañía: su ecosistema tecnológico, las inversiones ya realizadas y su nivel de madurez digital, para avanzar de forma progresiva, coherente y orientada a resultados.
Partner tecnológico • Independiente • Agnóstico
Descubre más sobre ariadna y sus soluciones
www.ariadnagrid.com



arteche

#EnergizingFutures

www.arteche.com

ormazabal
velatia

Technology for a new electric world



ormazabal.com

Más info

Grid Intelligence

Impulsando el futuro de la inteligencia en la electrificación

AI is on!

La inteligencia de red impulsa redes eléctricas más resilientes, eficientes y preparadas para la transición energética.

Mayor resiliencia operativa

Anticipando incidencias, gestionando la congestión y reduciendo las interrupciones.

Integración de energías renovables

Incorpora generación distribuida y nuevos recursos energéticos.

Eficiencia y digitalización

Más visibilidad, automatización y decisión en tiempo real.

White Paper de **Grid Intelligence**

One Digital **Grid Platform**

se.com/es

Schneider Electric

©2026 Schneider Electric. Todos los derechos reservados.
Todas las marcas registradas son propiedad de Schneider Electric Industries SAS o sus compañías afiliadas.

Diseña el futuro de la red eléctrica con MathWorks



Modela, simula y valida sistemas complejos para acelerar la transición hacia redes más inteligentes, seguras y sostenibles, mediante la digitalización y automatización del sistema eléctrico.

© 2026 The MathWorks, Inc.

Learn more at
https://www.mathworks.com/solutions/electrification.html

MATLAB® & SIMULINK®

MathWorks®



SIEMENS

GRIDSCALE X

Impulsando el futuro de las redes autónomas

En un sistema energético cada vez más dinámico, complejo e interconectado, dé el paso de operador de red a operador integral del sistema. Gestione la flexibilidad de forma activa para reducir riesgos, optimizar la capacidad de la red y acelerar la transición energética. siemens.com/gridscale-x

Descubre Gridscale X hoy

SABEMOS QUE LA EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA NO SOLO DEPENDE DEL PRODUCTO

REQUIERE, TAMBIÉN, ENTENDER LA TECNOLOGÍA,
SABER INTEGRARLA Y PREPARAR A LAS PERSONAS QUE VAN A TRABAJAR CON ELLA

Por esa razón, volvemos a colaborar con Futured y te invitamos a participar en la formación continua de la ZIV UNIVERSITY

WEBINAR FUTURED

PRUEBAS RTDS DE REGULACIÓN POR COMPUNDAJE DE REACTIVA EN TRANSFORMADORES DISPARES

ZIV UNIVERSITY - PRÓXIMOS CURSOS Y WEBINARS

PRÓXIMO CURSO:
MEDIDA - MIGRACIÓN A PRIME 1.4
24 a 26 de NOVIEMBRE.

ITE CENTROTECNOLÓGICO

FutuRed

ZIV UNIVERSITY

MEGGER GRID ANALYTICS

Megger

Vea su red.
Decida con confianza.

Deje de reaccionar y empiece a anticiparse con una solución inteligente que permite a los operadores de redes de distribución visualizar su red en tiempo real, actuar sobre lo que realmente importa y mejorar la fiabilidad de las redes de distribución a gran escala.



