
SISTEMAS AVANZADOS DE GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (ADMS)

ESTHER ROMERO RAMOS
RUBÉN CARMONA PARDO
DANIEL MORALES WAGNER
SUSANA CARILLO
JAVIER LEIVA ROJO

Son bien conocidos los grandes retos a los que se enfrenta el negocio de la distribución, como consecuencia del impacto en sus redes de la ya actual masiva penetración de generación distribuida renovable, a la que se sumará irremediablemente el despliegue a gran escala del vehículo eléctrico, así como una demanda cada vez más flexible gracias al almacenamiento eléctrico distribuido. Conscientes de ello las empresas distribuidoras vienen apostando desde hace tiempo por la digitalización de sus redes, la cual abarca desde su monitorización e instalación de nuevos elementos para la telegestión y el telecontrol automático, hasta la implementación de sistemas avanzados de gestión, los denominados *Advanced Distribution Management Systems* (ADMS).

Los ADMS comprenden una suite de aplicaciones que van mucho más allá de la tradicional gestión de los cortes de suministro (OMS: Outage Management Systems), claramente insuficiente ante los nuevos retos planteados. Estas aplicaciones abordan funcionalidades tales como la determinación de la capacidad real de integración de renovables sin que se com-

prometa la seguridad del sistema, la operación sobre los dispositivos controladores propios de la distribuidora, la planificación de la operación diaria que asegura la continuidad del suministro y la calidad de la señal, etc. Todas estas funcionalidades descansan en una aplicación base crítica como es la estimación de estado (EE) del sistema, la cual permite determinar en cada momento, a partir de las medidas recopiladas, el estado en el que se encuentra el sistema, y con ello decidir sobre las acciones óptimas a realizar en cada instante. La EE es una herramienta que se usa de forma cotidiana en la operación de la red de transporte desde hace más de 50 años y que se ha adaptado para su aplicabilidad en las redes de distribución. Este trabajo aborda un análisis del grado de digitalización de las redes de distribución en relación con estos sistemas ADMS, abarcando desde el nivel previo de adquisición de medidas en campo, aspecto este último crítico para deducir el estado técnico de operación del sistema más probable en cualquier instante y en cualquier punto, hasta el de habilitar con funciones avanzadas a los ADMS que permitan realmente sacar el máximo rendimiento de todo el sistema, la red de distribución y terceros conectados a red.

MIRADA HACIA ATRÁS

La aplicación de EE se hace relevante a partir del famoso apagón ocurrido en 1965 en el Nordeste de los Estados Unidos, donde se pone de manifiesto cómo la forma habitual de operar las redes de transporte resultaba claramente insuficiente ante sus crecientes dimensiones y como consecuencia de la cada vez mayor interconexión de sistemas inicialmente aislados [1].

Por entonces, el sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) se limitaba a adquirir en tiempo real el estado de los interruptores en las subestaciones, la frecuencia eléctrica del sistema y las potencias suministradas por las unidades de generación. En base a estas medidas se desarrollaban funciones básicas de control del estado de los interruptores y aplicaciones algo más elaboradas como el despacho económico de la generación.

El ya mencionado apagón y algunos otros incidentes menos conocidos evidenciaron la necesidad de progresar a sistemas más avanzados de supervisión y control, poniendo un mayor foco en la seguridad de la operación del sistema. Ello conllevó por un lado la adquisición de un mayor número de medidas en tiempo real y a intervalos de tiempo más pequeños, y por otro lado el desarrollo de nuevas funcionalidades de análisis de la seguridad de la red, riesgos de inestabilidad, etc.

Sin embargo, pronto se reveló cómo la mayor adquisición de medidas resultaba insuficiente en aras de conseguir un conocimiento fiable del estado del sistema, conocimiento que resultaba imprescindible para dar paso a un conjunto de aplicaciones más avanzadas. La pérdida ocasional de medidas, las incertidumbres ineludibles de los equipos de medición, y las limitaciones de las aplicaciones por entonces conocidas para deducir el estado eléctrico completo del sistema, las cuales requerían un grupo muy específico de las medidas y no cualesquiera de las obtenidas en campo, resultaron muy limitantes. Fue el profesor Fred Schweppe, del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) el que identificó que la solución venía de la mano de la aplica-

ción conocida como Estimación de Estado, y que ya se venía aplicando en otras áreas tecnológicas [2,3]. La EE trabaja en tiempo real, y, alimentada por todas las medidas eléctricas registradas por el SCADA permite obtener una base de datos más fiable y completa que la constituida por las propias medidas. Todo ello apoyándose en un conocimiento preciso del modelo de red sobre el que se implementa y en una estricta caracterización de la precisión y el error de cada medida procedente del SCADA.

Desde entonces, y gracias al gran avance computacional, los sistemas SCADA asociados a las redes de transporte están complementados con Sistemas de Gestión de Energía (EMS: Energy Management Systems) que recogen una suite de aplicaciones avanzadas para la operación y control óptima del sistema, y que se fundamentan todas ellas en la herramienta de EE.

ADMS

Las redes de distribución comprenden los niveles de tensión inferiores a los 132 kV según normativa [4]. Históricamente estas redes no han desarrollado sistemas de monitorización y gestión tan sofisticados como los descritos anteriormente para las redes de transporte. Algunos de los motivos que han justificado esta situación son:

1. Hasta la irrupción de la generación distribuida, la garantía en la unidireccionalidad del flujo desde niveles superiores hasta los consumidores finales, conectados mayoritariamente en los niveles más bajos de tensión, ha minimizado el esfuerzo de las empresas distribuidoras en lo que se refiere a la adquisición de medidas. Así pues, el número de medidas disponibles en tiempo real ha sido bastante más reducido que el que se tiene para las redes de transporte. Esta unicidad en la dirección de los flujos de energía ha condicionado además de forma muy destacada el criterio de diseño de crecimiento de la red.
2. La gran extensión de las redes de distribución, con un mayor número de kilómetros total de líneas, estaciones

de transformación y aparamenta en general, en comparación con la red de transporte, encarece enormemente su monitorización, operación y control, la cual se limita prácticamente a los niveles más altos de tensión de la misma, la denominada red de subtransporte o reparto (entre la red de transporte y las subestaciones distribuidoras de media tensión).

- Por último, los menores niveles de potencia que fluyen por sus equipos hacen que resulte “menos crítico” la pérdida temporal de alguno de ellos, afectando a un menor número de clientes comparativamente al caso en que se perdiera una línea o transformador en la red de transporte.

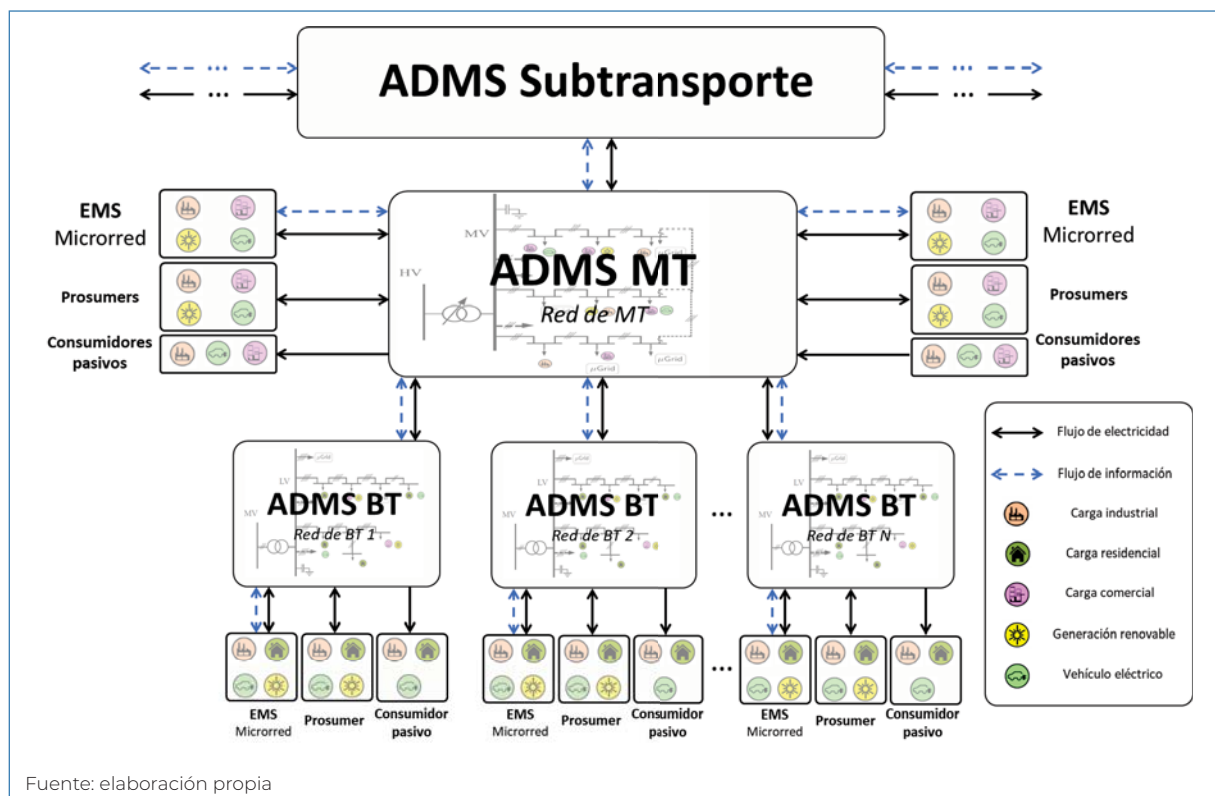
Así pues, los SCADA de las empresas distribuidoras básicamente se han limitado hasta hace relativamente poco a monitorizar y supervisar la red de subtransporte, obviando toda la parte de la red de distribución que comprende la media tensión (MT) y baja tensión (BT). Adicionalmente, los EMS

asociados a las redes de distribución, conocidos como DMS (Distribution Management Systems), han venido conformados básicamente por funcionalidades orientadas a la gestión de las interrupciones del servicio OMS y poco más.

Los nuevos actores que han aparecido en la red de distribución (generación renovable distribuida, vehículo eléctrico, comunidades energéticas locales, etc.) están obligando a replantear este bajo nivel de monitorización, operación y control, ya que se están produciendo situaciones eléctricas que ponen en riesgo la seguridad del sistema: inversiones de los flujos que provocan disfunción en el buen funcionamiento de los sistemas de protección entre otros, fenómenos simultáneos de sobretensión y subtensión en alimentadores de BT adyacentes, grandes desequilibrios en la red, o variaciones de tensión acusadas a nivel de cliente son algunos de los más destacados.

Es por ello que muchas empresas distribuidoras están moviéndose hacia sistemas más sofisticados de gestión, los denomina-

FIGURA 1
ESQUEMA JERARQUIZADO DE ADMSs EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN



dos ADMS [5], los cuales necesitan de sistemas SCADA que abarquen prácticamente toda la red de distribución. Estos sistemas avanzados de gestión deben seguir un diseño ajustado al nivel de tensión al que se dirigen, lo cual conduce a un sistema jerarquizado de ADMSs como el que se muestra en la figura 1. Esta estructura, en contraposición a la de un único ADMS para toda la red de distribución, tiene la gran ventaja de que minimiza la información que recoge cada SCADA ligado a su ADMS, intercambiándose entre sí los ADMS de distintos niveles sólo aquella parte de la información frontera que resulte de interés para cada uno de ellos.

Los ADMS de cada nivel alojan aplicaciones avanzadas de operación y control óptimo, e incluso de apoyo a la planificación, todas ellas específicamente diseñados para adaptarse a las redes que gestionan, redes con características y problemáticas diferentes a las de transporte. Sin ánimo de ser exhaustivos, se describen a continuación algunas de estas aplicaciones de operación, control y planificación propias de los niveles de tensión que comprenden las redes de distribución:

- Óptima reposición automática del servicio: en redes de MT, cuando se produce la pérdida de uno de sus elementos que provoca la interrupción del servicio en parte de los clientes conectados a red, es necesario reponer el servicio de la forma más rápida, segura y eficiente. Esta aplicación trata de determinar la topología óptima de operación tras haber identificado y aislado la falta, automatizando lo máximo posible todas las fases del proceso.
- Control óptimo automático de tensiones y flujos de reactiva utilizando todos los activos de la distribuidora disponibles: transformadores con cambiadores de toma bajo carga, condensadores, dispositivos de compensación basados en electrónica de potencia, etc.
- Herramientas de predicción que ayuden en la planificación diaria de la operación. Estas herramientas resultan imprescindibles para decidir cuál debe ser la red óptima de explotación que ali-

mente a todos los clientes conectados en base a las predicciones realizadas.

- Ubicación de pérdidas no técnicas: cada vez resulta más importante para las distribuidoras la identificación de enganches y consumos ilegales en su red, lo cual requiere de un conocimiento exhaustivo del sistema y su estado en cada instante, junto al desarrollo de técnicas de tratamiento de datos que posibiliten identificar estas situaciones.
- Determinación de la máxima penetración de renovables, vehículos eléctricos o combinación de ambos que puede absorber la red de distribución. Es este uno de los análisis en el ámbito de planificación que resultan más interesantes para las distribuidoras, muy preocupadas por conocer la máxima capacidad de alojamiento que su red permite en cada punto de conexión a la misma, manteniendo la seguridad eléctrica y la continuidad del suministro.
- Recomendador de nuevas conexiones de clientes. Se trata como la anterior de una herramienta de planificación donde el foco se centra en determinar la mejor línea y fase a la que pudiera conectarse un cliente que pide punto de suministro. Los escenarios actuales con consumo y generación distribuida en la BT hacen que esta problemática se haya complicado, jugando el equilibrio del sistema una baza importante en la decisión final.

Como ocurriera en los albores de los EMS para las redes de transporte, y buscando aprender de los errores del pasado, resulta crítico para el adecuado funcionamiento de todas las aplicaciones avanzadas de operación y control de los ADMSs contar con un conocimiento del estado del sistema en tiempo real, siendo pues la EE la primera de esas aplicaciones inteligentes en las que ha de ponerse el foco previamente al desarrollo y aplicación de cualquier otra herramienta de operación óptima. En cuanto a las aplicaciones del ADMS más orientadas a la planificación, si bien menos necesitadas de un conocimiento del estado eléctrico del sistema en tiempo real, sí necesitan de la salida de la EE, que proporciona una base de datos

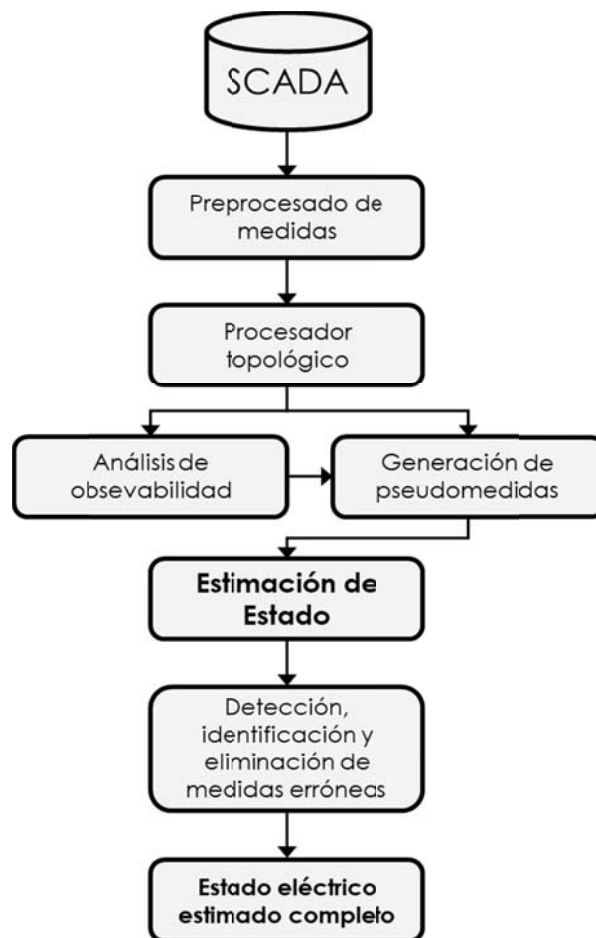
más fiable y precisa que la de las medidas en campo para elaborar casos de estudio.

HERRAMIENTA DE ESTIMACIÓN DE ESTADO (EE)

Un estimador de estado es una aplicación software que, a partir del conocimiento de la red eléctrica que aborda y de un conjunto de medidas mínimas disponibles en la misma para un instante determinado, computa el estado eléctrico más fiable y preciso en cualquier punto de la red y para ese instante. Para desarrollar esta funcionalidad la EE está compuesta de un conjunto de módulos que se muestran en la figura 2, cada uno de ellos con alcances y objetivos bien diferenciados:

- Módulo de prefiltrado de medidas: resulta esencial realizar un preprocesamiento de las medidas recogidas por el SCADA con objeto de prescindir de aquellas claramente erróneas que pudieran perjudicar notablemente el proceso de EE. Tensiones de valores negativos es un claro ejemplo de medida errónea.
- Procesador topológico: a partir de la información recogida por el SCADA sobre el estado de los elementos de corte, seccionadores e interruptores, este módulo se encarga de deducir la conectividad de la red, a partir de la cual se obtiene todo el modelo eléctrico del sistema objeto de estudio.
- Análisis de observabilidad y generador de pseudomedidas: en este caso el foco

FIGURA 2
DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA APLICACIÓN DE EE



Fuente: elaboración propia

se centra en determinar qué parte de la red es factible de ser objeto de la EE porque existan medidas suficientes y adecuadamente distribuidas en ella. En caso de que no todo el sistema sea observable, puede obtener qué partes del sistema lo son y cuáles son las medidas útiles factibles de ser usadas en la EE. Alternativamente y cuando la observabilidad no es completa, un generador de pseudomedidas propone un conjunto de medidas de bajo peso adecuadamente ubicadas en la red para así poder garantizar la observabilidad completa de todo el sistema.

- Estimador de estado: es el motor de cálculo propiamente dicho, obteniendo el estado eléctrico del sistema observable en términos de tensiones, intensidades, potencias, etc. Además de estas magnitudes determina la incertidumbre asociada a cada una de ellas, la cual siempre es igual o inferior a la incertidumbre de las medidas utilizadas.
- Procesador de medidas erróneas: este último módulo resulta de gran utilidad cuando la redundancia (disponibilidad y distribución a lo largo de la red) en el conjunto de medidas es elevada, identificando medidas erróneas y calculando su valor cierto más probable. En ciertos estimadores es incluso posible detectar errores en el modelo del sistema, suministrando información relevante como puede ser la posición de la toma de un transformador

Cómo puede observarse, la EE es una herramienta compleja pero muy completa. No hay que olvidar que requiere de un diseño óptimo y una implementación eficiente y robusta, ya que se trata de una aplicación destinada a abordar sistemas de gran dimensión y funcionar en tiempo real, con lo que los tiempos de cálculo se deben reducir al mínimo.

MONITORIZACIÓN ACTUAL DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La digitalización de las redes de distribución es ya un hecho que vienen abordando las

distintas distribuidoras de energía eléctrica conscientes de los retos del sector [6,7]. Esta digitalización comprende el despliegue de sensores y mejora de la infraestructura de comunicación y almacenamiento de datos, que resulta esencial para la EE. La primera permite obtener más información eléctrica de la red adquiriendo medidas en campo, y la segunda se refiere a la capacidad de transmisión de datos, y en concreto de las medidas y estado de los actuadores disponibles en la red.

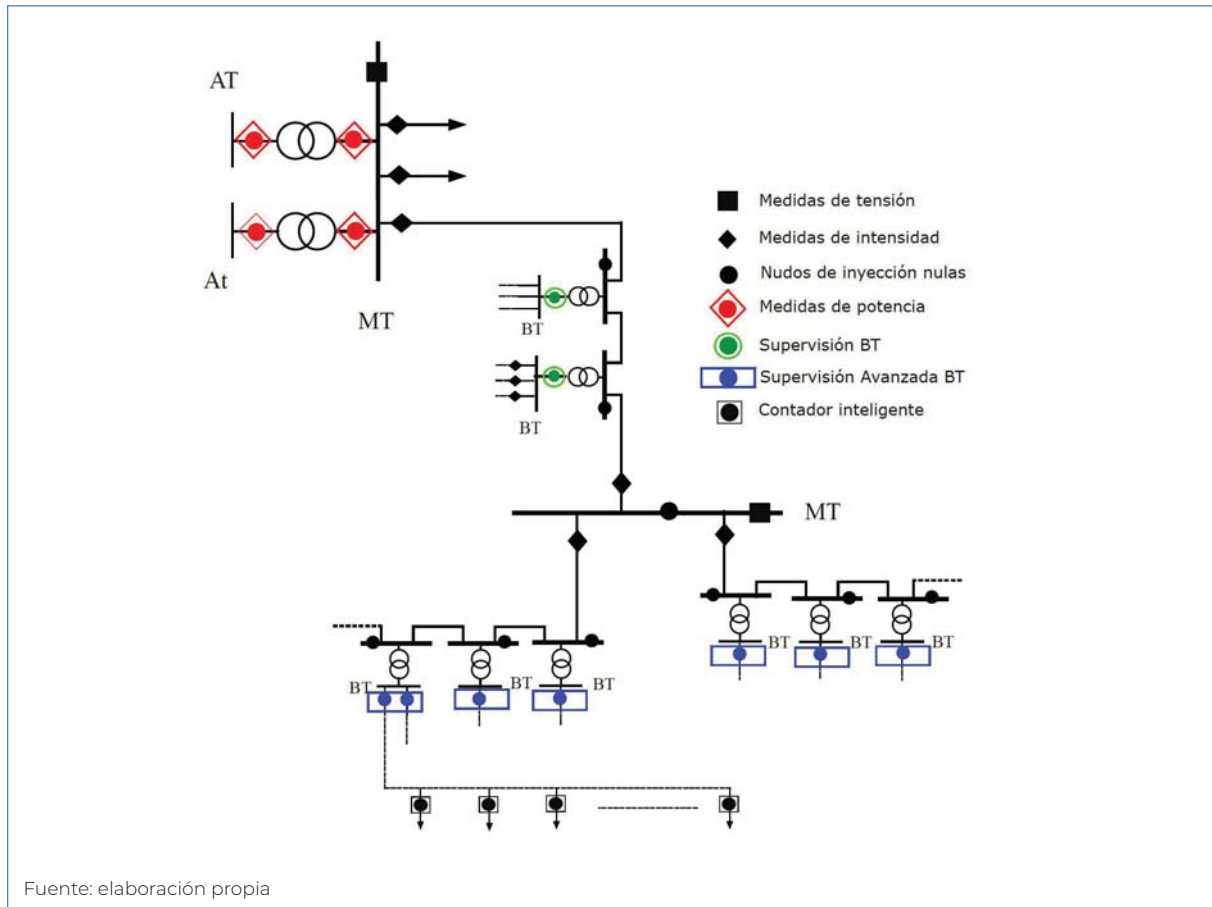
La figura 3 muestra una parte del esquema unifilar de una red de distribución que engloba los niveles de MT y BT, evitando desarrollar la parte de más alta tensión (AT) que comprendería la ya mencionada y bien digitalizada red de subtransporte.

En esta figura se esquematiza la ubicación y variedad de medidas eléctricas que las distribuidoras están consiguiendo gracias a sus apuestas por la digitalización. Por mencionar las más destacadas y actuales:

- Contadores inteligentes (Smart meters) a nivel de cada cliente que se conecta a la red de BT. España ha sido uno de los países europeos en realizar un gran esfuerzo en la instalación de estos equipos, alcanzando en 2021 una cuota del 99% en su instalación. Estos equipos permiten obtener gran información respecto a la demanda eléctrica del cliente final: tensión, intensidad, potencias activas y reactivas, energía, etc.
- Equipos de supervisión avanzada de baja tensión (SABT): equipos de medida en los alimentadores que parten de las subestaciones secundarias MT/BT (centros de transformación), y que alimentan a todos los clientes conectados a las redes de BT. Estos equipos proporcionan medidas de flujos en cabecera de los alimentadores, además de tensiones e intensidades, para cada una de las tres fases de estos sistemas trifásicos, e incluyendo la intensidad por el cuarto hilo de neutro.

Así pues, resulta evidente cómo este despliegue de nueva sensorización constituye el punto de partida adecuado para abordar el desarrollo de la herramienta de EE a nivel

FIGURA 3
UBICACIÓN DE MEDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MT Y BT



de redes de MT y BT, ya que, como se comentó anteriormente, estas medidas resultan esenciales para poder deducir el estado del sistema en cualquier punto de la red.

Con este hito de mejora en la monitorización que realizan los SCADA de la red de distribución, es posible pasar a la siguiente fase en la implementación de la aplicación de EE, la cual comprende el desarrollo de todos los módulos comentados anteriormente.

SINGULARIDADES DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución poseen unas características peculiares y diferenciadoras con respecto a las redes de transporte. Entre ellas, y atendiendo a su influencia en la herramienta de EE, sobresalen las siguientes:

- Las redes de BT son redes trifásicas a cuatro hilos (las tres fases y el neutro) sometidas a escenarios de carga y generación desequilibrados. La mayoría de los consumidores domésticos/comerciales poseen consumos monofásicos, los cuales provocan estos desequilibrios, a los que se suman incluso consumidores trifásicos que internamente consumen de forma diferente por fase. Estos desequilibrios son propios y únicos de las redes de BT y las redes de MT con el denominado “diseño americano”, las cuales presentan además desequilibrios estructurales (tramos de línea trifásicos, bifásicos, monofásicos, etc.).
- La conectividad cliente-fase y cliente-línea raramente es conocida al 100%; incluso para clientes trifásicos pero con consumos/generación desequilibrados se desconoce la medida a nivel de fase. Esta información es, además, dinámica

debido a las altas y bajas semanales de usuarios en la red o tareas en campo que implican modificaciones puntuales o permanentes de la topología de red.

- Gran cantidad de medidas de intensidad, ubicadas principalmente en aquellos elementos de corte telecontrolados. Así por ejemplo es muy común disponer de estas magnitudes en cabeceras de los alimentadores de MT, centros de reparto y centros de reflexión, o en el lado de MT de los centros de transformación de algunas subestaciones secundarias.
- Medidas de muy diferente precisión y latencia, fruto de la evolución constante de las tecnologías y equipos de medida que se están desplegando en esta parte de la red.

Todo esto conlleva que el diseño de la herramienta de EE para redes de distribución deba adaptarse a estas singularidades, algunas de ellas bastante críticas. Por ejemplo, la naturaleza desequilibrada de las redes de distribución, sobre todo en los niveles de BT, obligan a utilizar modelos de red trifásicos que incluyan el cable de neutro, muy lejos del modelo de red monofásico equivalente tan extendido en cualquier aplicación que aborde las redes de transporte. Este reto es especialmente desafiante pues conlleva que se cuadruplique el tamaño del sistema a resolver, ya que por cada nudo de la red hay que contemplar las tres fases y el neutro. La carencia de información precisa en relación a la fase a la que se conecta cada cliente es otro de los retos a solventar, complicando el módulo de análisis topológico con un nuevo problema nunca planteado en la EE en transporte. La presencia de un número elevado de medidas de intensidad, y en general de medidas de muy diferente peso y latencia, puede provocar dos situaciones relevantes: (i) problemas numéricos que impidan que la EE obtenga una solución, situación que requiere definir motores de cálculo especialmente robustos sin que se sacrifiquen cuestiones como la rapidez de cálculo, y (ii) necesidad de generación de un número elevado de pseudomedidas en unos niveles de tensión donde la desagregación del

consumo y la generación distribuida dificulta esta labor.

La necesidad de un algoritmo de EE específicamente orientado a solventar todas las peculiaridades de las redes de distribución es una realidad ampliamente aceptada en el área [8]. Se requiere pues de un diseño cuidadoso, que aborde minuciosamente todas las singularidades del problema. Estas condicionan especialmente el motor básico de la EE, pero también obligan a replantear muchos de los otros submódulos de la EE anteriormente mencionados: identificador de topología, generador de pseudomedidas, e incluso la detección e identificación de medidas erróneas.

EXPERIENCIAS PRÁCTICAS

La herramienta de EE para redes de distribución, aplicada para tareas tanto de operación como de planificación, es tecnológicamente viable desde hace varios años. Concretamente, fueron los proyectos de innovación MONICA y PASTORA [9,10], cofinanciados por el CDTI, los que permitieron desarrollar los primeros Estimadores de Estado para redes de Media y Baja Tensión en España, implementando el primero de ellos en un entorno real. Estos proyectos favorecieron la creación de nuevas aplicaciones que interaccionaban con el conocimiento que la propia EE generaba o con información que requería, como son la identificación de medidas erróneas y la identificación de línea y fase de clientes.

Estos dos proyectos tienen lugar en el Smartcity Málaga Living Lab, un ecosistema para la innovación que reúne todas las tecnologías necesarias para las redes inteligentes en un entorno real. El primer desafío que se planteó fue garantizar que se disponía de la información necesaria para la EE, implicando un notable trabajo por parte de la distribuidora:

- Instalación de equipos de medida en los Centros de Transformación.
- Optimización y adaptación del sistema de comunicación por parte de los contadores inteligentes, siguiendo el estándar

dar PLC Meters&More, para recibir las medidas instantáneas necesarias.

- Procesamiento de la información de inventario de red, para Media y Baja Tensión, para generar los modelos de red apropiados.

El alcance de red finalmente considerado para desplegar la EE se ve representado en la Figura 4, consistente en 3 subestaciones AT/MT, 2 anillos de Media Tensión con un total de 56 Centros de Transformación, 57 transformadores MT/BT propiedad de la distribuidora, 11 clientes en Media Tensión y más de 15.000 clientes en Baja Tensión. De los dos anillos, uno de ellos se encuentra totalmente sensorizado y el otro parcialmente sensorizado. Los equipos de medida instalados en Centros de Transformación se dividen entre medidas de tensión y de potencia en las celdas de protección de Media Tensión, Supervisión de Baja Tensión y Supervisión Avanzada de Baja Tensión. Las medidas relativas a los clientes de la red son registradas en el AMI (Advanced Metering Infrastructure), es decir, por los propios Smart Meters utilizados para la facturación del consumo de energía de los usuarios.

En este contexto se han desplegado dos herramientas diferentes de EE, una para Media Tensión y otra para Baja Tensión, cada una de ellas atendiendo a las características propias de cada nivel de tensión y adaptadas al contexto de información disponible.

Por ello, la EE de Media Tensión se ejecuta en tiempo real con una latencia de 5 minutos, mientras que la EE de Baja Tensión se ejecuta cada 15 minutos con datos históricos a tiempo pasado.

De esta forma, durante los proyectos MONICA y PASTORA se ha tenido disponible, por un lado, el estado de operación completo y preciso de la red de Media Tensión en tiempo real, lo que permite ejecutar diferentes estrategias de operación e ir evaluando su comportamiento. Y, por otro lado, a tiempo pasado, se ha deducido el estado de operación de la red de Baja Tensión en su totalidad para orientar estos resultados principalmente a resolver labores de planificación de las empresas de distribución eléctrica, como puede ser la programación de acciones de control de tensión para garantizar la calidad de suministro de los

FIGURA 4
ALCANCE DE RED DE LOS PROYECTOS MONICA Y PASTORA

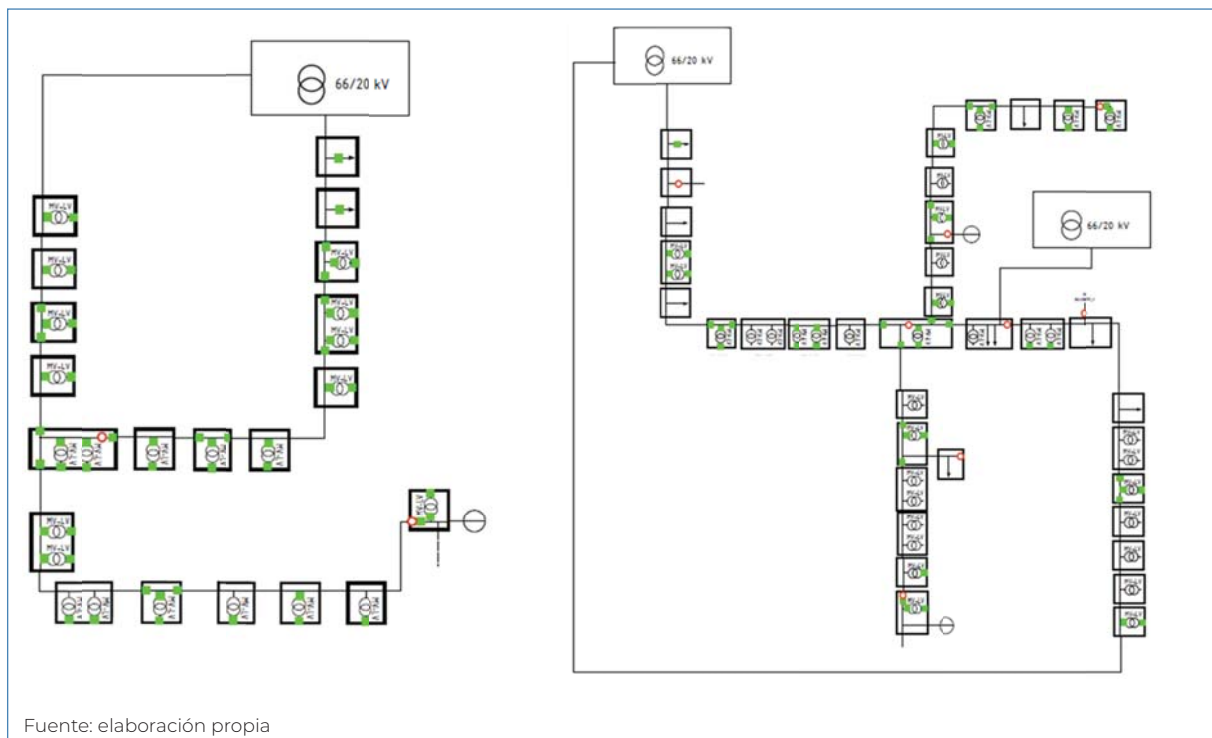
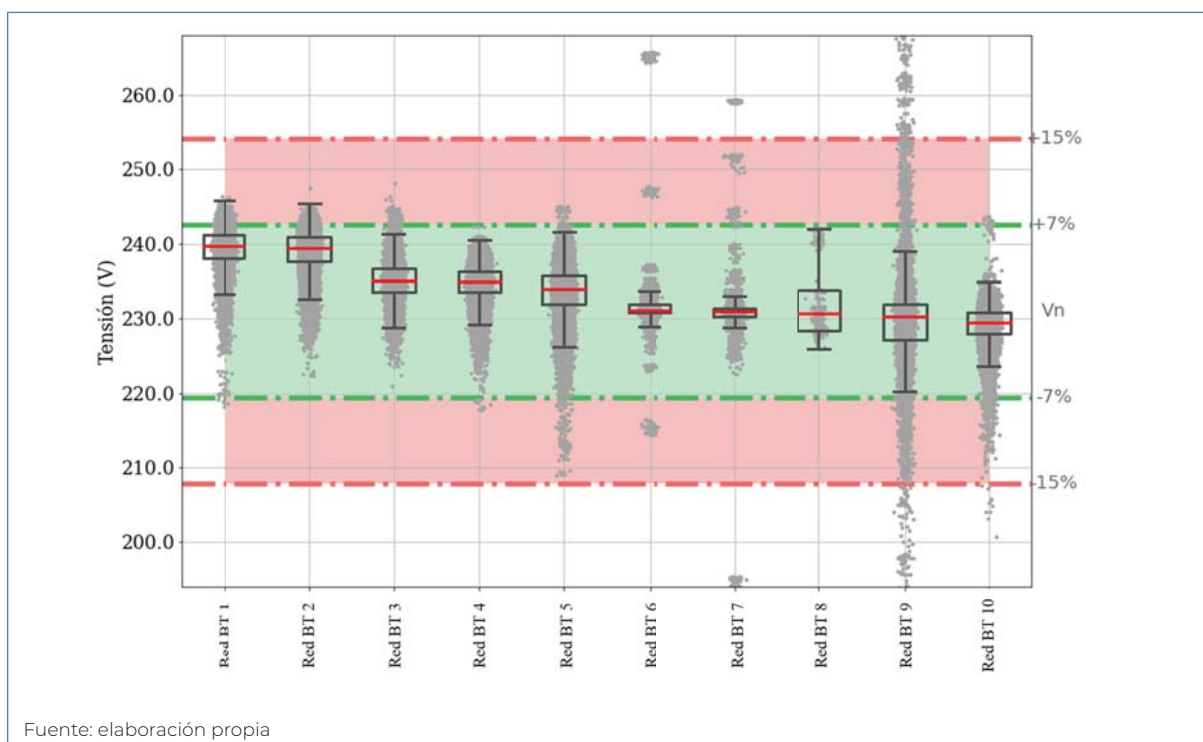


FIGURA 5
DISTRIBUCIÓN DE TENSIONES ESTIMADAS EN VARIAS REDES BT DE SMARTCITY MÁLAGA LIVING LAB



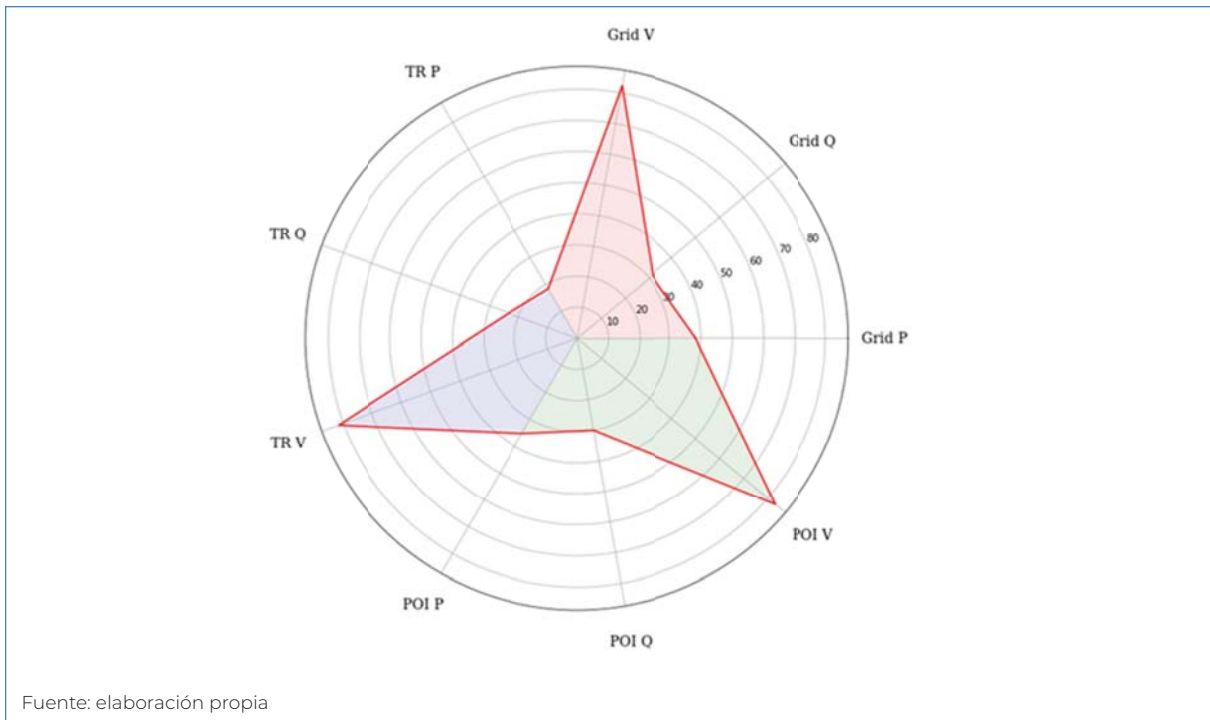
usuarios de red. En la Figura 5 se presenta un diagrama de cajas con la distribución de tensiones estimadas en todos los nudos de 10 redes de Baja Tensión, destacando los rangos de tensiones admisibles y los que superan límites preestablecidos.

Adicionalmente, gracias a estos estimadores, se consiguió un filtrado continuo de las medidas disponibles y, como consecuencia, un mejor conocimiento del estado de red. Primeramente, tanto en el ámbito de la Media como en la Baja Tensión, se llevó a cabo un proceso de identificación de información errónea gracias a la EE, destacando (1) la identificación de equipos de medida mal mapeados, (2) sensores mal calibrados y (3) variables eléctricas almacenadas en unidades de medida diferentes a las previstas. Estas medidas fueron eliminadas durante el proceso de EE, resultando un conocimiento de la situación eléctrica del sistema más fiable y precisa. Posteriormente, durante el análisis de todos los resultados y actuaciones realizadas por la EE, se pudieron identificar nuevas y múltiples fuentes de error topológico no consideradas inicialmente, y

cuya identificación permitieron corregir la información de inventario de los sistemas de la distribuidora. Tras todas estas etapas se consigue generar un conocimiento mucho más preciso de la red, tal y como ilustra la Figura 6. En esta imagen se aprecia el porcentaje de mejora del conocimiento de tensiones (V), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) en diferentes ámbitos de la red: (Grid) red completa entre el Centro de Transformación y los puntos de suministro, (POI) Punto de Conexión a la Red y (TR) lado de Baja Tensión del transformador MT/BT. Estas mejoras se encuentran entre el 19% y el 82%, destacando la mejora en el conocimiento de tensiones al disponer de una gran redundancia de medidas.

Estos errores en las medidas recibidas en el SCADA, así como en el inventario de la distribuidora, se identifican principalmente durante el proyecto MONICA, poniendo de manifiesto la necesidad de generar herramientas automáticas que pudieran corregir la información topológica existente y completar la faltante, especialmente en el caso de la topología de Baja Tensión; en de-

FIGURA 6
PORCENTAJE DE MEJORA DE LA PRECISIÓN DEL CONOCIMIENTO DEL ESTADO ELÉCTRICO
EN DIFERENTES PUNTOS DE LA RED GRACIAS A LA EE



finitiva se procedió, ya durante el proyecto PASTORA, a mejorar el módulo de análisis topológico de la herramienta de EE, lo cual se esquematiza en la Figura 7. Para ello se desarrolló una suite de algoritmos de Inteligencia Artificial encargados de completar la asociación cliente - fase (para usuarios de red monofásicos y trifásicos) y cliente - línea, de manera que se minimice la incertidumbre en los parámetros de entrada al algoritmo propio del estimador de estado.

Proyectos posteriores al MONICA y PASTORA, llevados a cabo en otra red de distribución real en el sur de España permitieron la utilización del conocimiento del estado de operación de la red que genera la EE para otros fines, orientados principalmente a:

- Planificación de la operación óptima de recursos flexibles a un día vista.
- Planificación de la conexión segura de nuevas cargas en Baja Tensión.
- Cálculo de la capacidad de las redes para albergar nuevas instalaciones de fotovoltaica sin hacer peligrar su seguridad en cuanto a no superar las capaci-

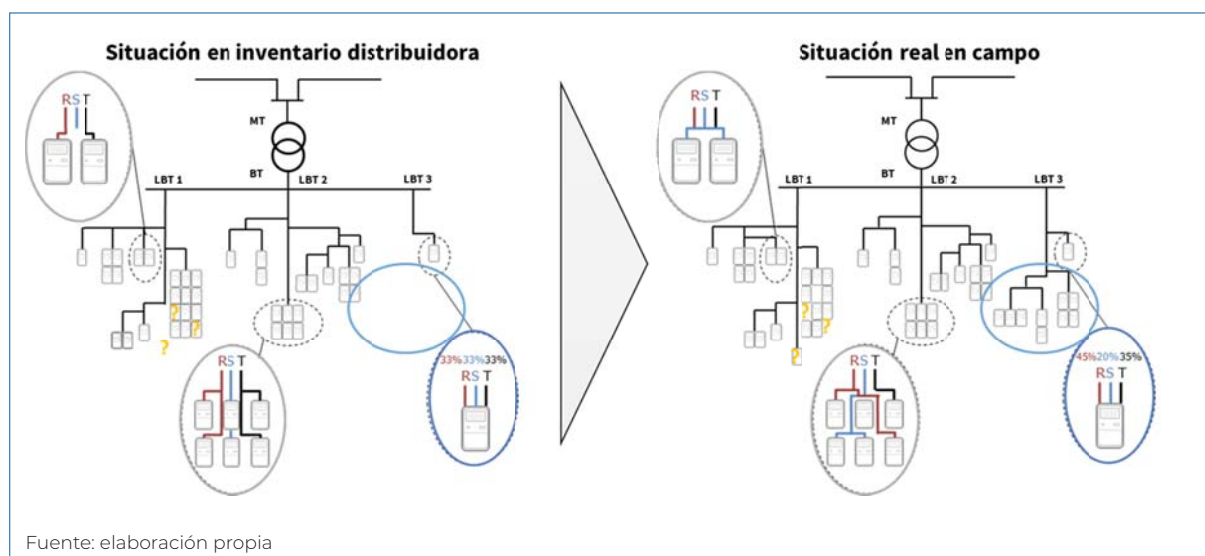
dades de evacuación de la red ni provocar sobretensiones ni subtensiones en la misma, más conocido como Hosting Capacity.

CONCLUSIONES

En el contexto de las condiciones de contorno actuales, es fundamental que las distribuidoras de energía, en su apuesta segura por la digitalización, incluyan Sistemas de Gestión Avanzada de Distribución (ADMS) para garantizar una planificación y operación eficiente de sus redes de distribución. La evolución tecnológica ha dejado obsoletos a los OMS tradicionales, que han demostrado resultar insuficientes para afrontar la realidad de las ya presentes redes activas de distribución.

La base fundamental de los sistemas ADMS reside en el conocimiento del estado de operación eléctrica del sistema, tensiones y potencias inyectadas en los nodos del sistema y flujos de potencia e intensidad a través de todos los tramos de líneas y transformadores de la red de distribución.

FIGURA 7
REPRESENTACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LA INFORMACIÓN REGISTRADA EN EL INVENTARIO DE LA DISTRIBUIDORA COMPARADO CON LA INFORMACIÓN REAL EN CAMPO



El algoritmo de EE emerge como una opción confiable, flexible y robusta, capaz de proporcionar toda esa información crucial sobre el estado de las redes eléctricas, la cual además permite obtener otros índices de relevancia como son las pérdidas técnicas en la red o los niveles de desequilibrio en cada punto del sistema.

La funcionalidad de la EE se basa en la utilización de un conjunto mínimo de medidas de la red y el conocimiento previo de su topología, lo que permite calcular de manera precisa y fiable el estado eléctrico en cualquier punto del sistema abordado. Para lograr esta tarea, el EE se compone de diversos módulos con objetivos bien definidos, incluyendo el prefiltro de medidas, el procesador topológico, el análisis de observabilidad, el generador de pseudomedidas y el procesador de medidas erróneas para identificar y corregir medidas incorrectas, siendo esta última una de las funcionalidades más relevantes de la EE.

Para la implementación exitosa de un sistema ADMS basado en EE en una red de distribución, se requiere una infraestructura que incluya sensores en subestaciones, sensores en los centros de transformación (CT), contadores inteligentes, sistemas de Supervisión Avanzada, Control y Adquisición de Datos (SCADAs) y sistemas de ba-

ses de datos que recojan la información de medidas, así como los datos topológicos de la red de distribución.

Hay que destacar que cada vez hay más redes de distribución que cumplen con los requisitos necesarios para la implementación exitosa de un ADMS basado en EE. Esto refleja una clara tendencia hacia la modernización y optimización de las operaciones eléctricas en el sector.

Un ejemplo concreto de la eficacia de los sistemas ADMS se pudo observar en la red de distribución de Smarcity Málaga Living Lab, donde se llevaron a cabo los proyectos MONICA y PASTORA. Los pilotos implementados contribuyeron directamente a mejorar la planificación y operación de la red de E-distribución. Estos sistemas permitieron localizar clientes por fase, realizar balances de pérdidas, implementar sistemas de equilibrado de fase, proporcionar recomendaciones para las nuevas conexiones, cuantificar las pérdidas técnicas y optimizar estrategias de operación de transformadores.

Una de las características que ha destacado en la implementación del EE es la identificación y eliminación de medidas incorrectas, además de detectar y corregir errores topológicos en el inventario de la red de distribución. Este proceso conjunto

ha llevado a un conocimiento más preciso de la red eléctrica en términos de tensiones, potencia activa y potencia reactiva en diferentes áreas de la red, con mejoras sustanciales que oscilan entre el 19% y el 82%. Es especialmente notable la mejora en la comprensión de las tensiones, gracias a la disponibilidad de una redundancia significativa de medidas.

En resumen, el camino hacia la digitalización ya iniciado por las distribuidoras pasa necesariamente por la implementación de sistemas ADMS jerarquizados. En dichos ADMS el algoritmo de EE es esencial para la gestión eficiente y segura de las redes de distribución eléctrica, la cual requiere de un especial cuidado en su diseño e implementación. Este enfoque tecnológico representa un paso significativo hacia la mejora de la calidad del servicio, la reducción de pérdidas y el aprovechamiento de la infraestructura eléctrica de manera más efectiva, ya que la EE es el paso previo indispensable antes de abordar el desarrollo y aplicación de otras funcionalidades óptimas del ADMS orientadas a alcanzar esas mejoras.

REFERENCIAS

- [1] A. Gómez Expósito, "Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica", ISBN: 844813592X, McGraw-Hill, 2002
- [2] F. Schweppe, B. Douglas, "er System Static-State Estimation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, 1970, pp. 120-135.
- [3] F. Schweppe, E. Handschin, "Static State Estimation in Electric Power Systems", Proceedings IEEE, Vol. 62, Julio 1974, pp. 972-983.
- [4] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 1997. Referencia: BOE-A-1997-25340.
- [5] Report: "Voices of Experience: Insights into Advanced Distribution Management Systems", U.S. Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, February 2015.
- [6] Leiva, J.A. "Modernización de las redes de distribución eléctrica en España. Evaluación de los beneficios de la digitalización en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia". FEDEA, Estudios sobre la Economía Española no. 2023-21, Madrid 2023.
- [7] Chaves, D. J. P., Cossent, D. R., Gómez, D. T., López, D. G., Matanza, D. J., Mateo, D. C., Rodríguez, D. N., y Sánchez, D. M. A., "La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España", Fundación Naturgy & Instituto de Investigación Tecnológica de Comillas, 2021.
- [8] A. Gómez-Expósito, E. Romero-Ramos, A. de la Villa-Jaén, C. Gómez-Quiles. "State estimation in distribution systems", Capítulo del libro "Encyclopedia of Electrical and Electronic Power Engineering", Elsevier, January 2023, Pages 562-584, ISBN 9780128232118
- [9] A. Gomez-Exposito, A. De la Villa Jaen, E. Romero Ramos, L. Moreno, D. Morales, et. al., "Integrating Heterogeneous Data Sources for Distribution System State Estimation: the Malaga Smart-city Experience". Ponencia en Congreso. IEEE PES General Meeting. Montreal, Canadá. 2020.
- [10] Ruben Carmona Pardo, "Smart Grids, primer paso: conocer la topología de las redes de distribución. La experiencia de Ingelectus en el Smart-city Málaga Living Lab", Conferencia Enertic, "El Futuro de las Redes Inteligentes y la Gestión de la Demanda", 29 septiembre 2021, <https://enertic.org/smart-grids-primer-paso-conocer-la-topologia-de-las-redes-de-distribucion-la-experiencia-de-ingelectus-en-el-smartcity-malaga-living-lab/>

SOBRE LOS AUTORES

Esther Romero Ramos es catedrática en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla, al que está ligada desde 1993. Actualmente es Subdirectora de Relación con Empresas y Prácticas Externas de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y corresponsable académica del master conjunto internacional UlysseusCities MD. Sus áreas de investigación, desarrollo y transferencia comprenden las redes de distribución activa, equilibradas y desequilibradas, con presencia masiva de energías renovables, almacenamiento y vehículo eléctrico, tanto en su planificación como operación, y con gran énfasis en herramientas como flujo de cargas, estimación de estado, optimización matemática, y más recientemente con la aplicación de técnicas de inteligencia artificial en el ámbito de la digitalización de estas redes.

Rubén Carmona Pardo es director del área de Smart Grids de Ingelectus, donde lleva trabajando desde el año 2019 investigando e implementando nuevas tecnologías como Inteligencia Artificial y Ciencia de Datos en el sector eléctrico, especialmente en las redes de distribución eléctrica. Rubén es Graduado en Ingeniería de la Energía por la UMA, Máster en Advanced Analytics on Big Data por la UMA, Máster en Sistemas de Energía Eléctrica por la US y Máster en Productividad y Desarrollo Personal por la UAH. Actualmente está realizando un doctorado en Sistemas Eléctricos en técnicas de Planificación, Operación y Control en redes de distribución eléctrica, y también es docente en desarrollo de algoritmos de Machine Learning y Deep Learning.

Daniel Morales Wagner es Director Ejecutivo de la empresa tecnológica Ingelectus Innovative Electrical Solutions SL desde 2017 y Director técnico desde 2012. Sus principales áreas de interés son las energías renovables, los controladores de las plantas eléctricas fotovoltaicas (PPC), simulación de sistemas eléctricos de potencia en régimen estático y dinámico, estimación del estado y los relés de maniobra controlada. Es Máster en Sistemas de Energía Eléctrica e Ingeniero Industrial especialidad Eléctrica por la Universidad de Sevilla. En 2011 recibió el premio al mejor proyecto fin de carrera, "Estrategias de operación óptima de parques eólicos mediante algoritmos de control centralizado de potencia reactiva", por la Cátedra Endesa Red.

Susana Carillo es Doctora Ingeniera Industrial, especialidad en Smart Grids por la Universidad de Málaga. Fue profesora Asociada durante 5 años en el Departamento de Mecánica de Medios Continuos. Desde 1998 trabajó en Endesa Distribución como responsable de Planificación de Andalucía Centro. Coordinó desde sus comienzos el proyecto Smartcity Málaga, trabajando en telegestión, automatización, comunicaciones, generación renovable, sistemas de almacenamiento, eficiencia energética, gestión de la demanda y vehículo eléctrico. Posteriormente fue la Responsable del Smartcity Málaga Living Lab del Grupo Enel y responsable de proyectos de Innovación financiados por CE y CDTI en torno a dicho living lab. Desde junio del 2019 ocupó el cargo de 1ª Teniente Alcalde del Ayto de Málaga, Delegada de innovación y Digitalización Urbana. Actualmente ha vuelto a Endesa Distribución al equipo de Innovación y proyectos financiados por Europa.

Javier Leiva Rojo es Ingeniero Industrial desde 2010 por la Universidad de Málaga, Máster en Sistemas de Energía Eléctrica desde 2013 por la Universidad de Sevilla y Premiado por el mejor Trabajo de Fin de Máster, y Doctor Interuniversitario cum laude desde 2021 por las Universidades de Málaga, Sevilla, del País Vasco y Politécnica de Cataluña. Javier se incorporó en 2010 al Grupo Enel y cuenta con una amplia experiencia en tecnologías relacionadas con redes eléctricas inteligentes y movilidad eléctrica. Actualmente es 'Program Manager' en el campo de 'Sustainable Network Design and Resilience', dentro de la Dirección de Innovación de Enel Grids. Tiene experiencia en la dirección de grupos de trabajo de expertos, en asociaciones y plataformas destacadas como FutuRed, en el asesoramiento a proyectos de innovación urbana financiados por la Unión Europea, y en la docencia en las áreas de 'Smartcities and Intelligent Buildings', en la Universidad de Salamanca, y en 'Renewable Energies and Energy Efficiency', en la Universidad de Zaragoza.