

Programa de Doctorado en Energía y control de procesos

## GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL CON SMART METERS COMUNICADOS MEDIANTE TECNOLOGÍA PLC

Lucía Suárez Ramón

Gijón, diciembre 2024



Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, de Comunicaciones y de Sistemas Programa de Doctorado en Energía y control de procesos

## GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL CON SMART METERS COMUNICADOS MEDIANTE TECNOLOGÍA PLC

Lucía Suárez Ramón

## Director:

Pablo Arboleya Arboleya

Gijón, diciembre 2024



Universidad de Oviedo

## **RESUMEN DEL CONTENIDO DE TESIS DOCTORAL**

1 Título de la Tesis	
Español/Otro Idioma: Gestión de la información en redes eléctricas de distribución terminal con smart meters comunicados mediante tecnología PLC	Inglés: Information management in terminal distribution electrical networks with smart meters using PLC communication technology
2 Autor	
Nombre: Lucía Suárez Ramón	

Programa de Doctorado: Programa Oficial de Doctorado en Energía y Control de Procesos Órgano responsable: Centro Internacional de Postgrado

#### **RESUMEN** en español (máximo 4000 caracteres)

La presente tesis doctoral se centra en el estudio y propuesta del proceso de digitalización de las redes de distribución terminal, comúnmente conocidas como redes de baja tensión (BT), y su transición hacia infraestructuras inteligentes. Este trabajo investiga la implementación y desarrollo de sistemas de monitorización de red y gemelos digitales, tecnologías innovadoras que ofrecen una representación virtual precisa de las redes físicas, lo cual es esencial para optimizar la operación del sistema y mejorar su visibilidad.

La tesis plantea que la integración de gemelos digitales en las redes de baja tensión puede mejorar significativamente tanto la gestión como la operación del sistema. Esta afirmación se ha comprobado mediante un análisis exhaustivo, tanto teórico como práctico, que demuestra la capacidad de estos modelos virtuales para proporcionar una visión integral y en tiempo real del estado de la red. Los avances logrados no solo permiten la identificación y predicción de fallos potenciales, sino que también facilitan la efectiva incorporación de dispositivos distribuidos, promoviendo así una mayor flexibilidad y sostenibilidad en la red.

El desarrollo de esta investigación requirió afrontar diversos desafíos del mundo real, abarcando limitaciones de orden tecnológico, regulatorio, normativo e infraestructural. Un aspecto clave de esta tesis es la evidencia de cómo la implementación de tecnologías avanzadas, como contadores inteligentes con comunicación a través de Power Line Communication (PLC) y la infraestructura de medida avanzada (AMI), puede transformar la operación de las redes eléctricas. Este enfoque ha dotado a E-Redes, la empresa donde se llevaron a cabo las pruebas de estos sistemas, de herramientas robustas para gestionar de manera eficaz su infraestructura energética, logrando así una optimización en la eficiencia operativa y del servicio.

La investigación no solo enriquece el campo desde un enfoque teórico, sino que también proporciona aplicaciones prácticas y soluciones concretas que establecen un marco de referencia para futuras implementaciones de digitalización en el sector eléctrico. Los beneficios que se derivan de esta digitalización son evidentes, como una mayor fiabilidad en el suministro eléctrico y una mejor capacidad para integrar fuentes de energía renovables.

En conclusión, la tesis reafirma la viabilidad y efectividad de integrar gemelos digitales en las redes de baja tensión, enfatizando la importancia de estas transformaciones para el avance del sector eléctrico. Al presentar un modelo innovador y aplicable, esta investigación contribuye de manera significativa al progreso de la digitalización en el ámbito energético, estableciendo un precedente importante para futuros desarrollos en la optimización y gestión de redes eléctricas inteligentes.



Universidad de Oviedo

#### **RESUMEN** en inglés

This doctoral thesis focuses on the proposal and study of the digitalization process of terminal distribution networks, commonly known as low voltage (LV) networks, and their transition into smart infrastructures. This work investigates the implementation and development of network monitoring systems and digital twins, innovative technologies that provide a precise virtual representation of physical networks, which is essential for optimizing system operation and enhancing visibility.

The thesis posits that integrating digital twins into low voltage networks can significantly improve both the management and operation of the system. This assertion has been validated through extensive theoretical and practical analysis, demonstrating the capacity of these virtual models to offer a comprehensive and real-time overview of the network's status. Achievements not only allow for the identification and prediction of potential failures but also facilitate the effective incorporation of distributed devices, thereby promoting greater flexibility and sustainability in the network.

The development of this research involved addressing various real-world challenges, including technological, regulatory, normative, and infrastructural limitations. A key aspect of this thesis is the evidence of how the implementation of advanced technologies, such as smart meters using Power Line Communication (PLC) and Advanced Metering Infrastructure (AMI), can transform the operation of electrical networks. This approach has provided E-Redes, the company where these systems were tested, with robust tools to effectively manage its energy infrastructure, thereby optimizing operational efficiency and service delivery.

The research not only contributes from a theoretical standpoint but also offers practical applications and concrete solutions that establish a framework for future digitalization implementations in the electrical sector. The benefits derived from this digitalization are evident, including increased reliability of electrical supply and improved capacity to integrate renewable energy sources.

In conclusion, the thesis reaffirms the viability and effectiveness of integrating digital twins in low voltage networks, highlighting the importance of these transformations for advancing the electrical sector. By presenting an innovative and applicable model, this research significantly contributes to the progress of digitalization in the energy field, establishing an important precedent for future developments in the optimization and management of smart electrical networks.

#### SR. PRESIDENTE DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DEL PROGRAMA DE DOCTORADO EN ENERGÍA Y CONTROL DE PROCESOS

A Stefan, a nuestros hijos y a mis padres

## Agradecimientos

Es una enorme satisfacción llegar a la culminación de este trabajo, resultado de siete años de esfuerzo y dedicación a una temática que me apasiona profundamente y en la que seguiré investigando y trabajando, pues aún queda mucho por hacer.

En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis compañeros de trabajo por el apoyo constante que me han brindado estos años desde el inicio de la investigación hasta hoy. En especial, a José Manuel Carou, con quien comparto intereses comunes y que ha sido una fuente de inspiración inagotable gracias a sus ideas innovadoras. De igual manera, a Silvia Merayo, por su apoyo incondicional su carácter alegre, optimista y colaborador, que siempre ha sido un motor de motivación para mí. También quiero agradecer especialmente al resto de mi equipo: José Lorenzo, Elisa y Carmen, por su dedicación, por compartir conmigo su experiencia y opiniones, y por impulsar juntos las ideas que hemos desarrollado en el ámbito de la telegestión.

Agradezco de corazón a Pablo Arboleya por la confianza que ha depositado en mí durante todos estos años, por su ayuda y sus valiosos consejos que me han guiado en mi camino hacia el mundo de la investigación, y por la motivación que me ha transmitido en los momentos más difíciles.

Mi reconocimiento también va al equipo de GIS, especialmente a Óscar, por su ayuda incondicional, cualquier hora y cualquier día, por atender siempre mis peticiones y no fallarme nunca en la provisión de datos, informes y consultas sobre el sistema GIS. Asimismo, quiero recordar con cariño a Cinthia Liébana, quien, aunque ya no está con nosotros, siempre será recordada por su optimismo, su sentido del humor y su incansable trabajo para lograr una red de BT perfecta. También quiero destacar la labor de María Coto, quien ha asumido con perseverancia y entusiasmo la tarea de depuración de la red, demostrando una dedicación admirable.

Por último y más importante, quiero dedicar unas palabras llenas de cariño a mi familia, a mis padres, a Stefan y a nuestros hijos, quienes me han apoyado y confiado en mi durante todo este tiempo. Gracias por su paciencia infinita y por ser siempre mi mayor alegría y motivación.

A todos vosotros, muchas gracias por acompañarme en este camino y formar parte de este logro.

## Resumen

La presente tesis doctoral se centra en la propuesta y el estudio del proceso de digitalización de las redes de distribución terminal, conocidas como redes de baja tensión (BT), y su transformación hacia infraestructuras inteligentes. El núcleo de esta investigación se basa en la implementación y desarrollo de sistemas de monitorización de red y gemelos digitales, tecnologías innovadoras que permiten una representación virtual precisa de las redes físicas. Esto resulta fundamental para optimizar la operación del sistema y mejorar su visibilidad.

La tesis sostiene que integrar gemelos digitales en las redes de baja tensión mejora significativamente la gestión y operación del sistema. Este enfoque ha sido explorado y validado a través de un extenso análisis teórico y práctico, demostrando cómo estos modelos virtuales son capaces de ofrecer un panorama integral y en tiempo real sobre el estado de la red. Los avances logrados no solo permiten identificar y predecir fallos potenciales, sino que también facilitan la incorporación efectiva de dispositivos distribuidos, promoviendo así una mayor flexibilidad y sostenibilidad de la red.

El desarrollo de esta investigación implicó enfrentar diversos desafíos del mundo real, abarcando limitaciones tecnológicas, regulatorias, normativas e infraestructurales. Una de las contribuciones clave de esta tesis es la evidencia implementación de cómo la de tecnologías avanzadas, tales como PLC comunicación (Power contadores inteligentes con Line Communication) y la infraestructura de medida avanzada (AMI), puede transformar la operación de las redes eléctricas. Este enfoque ha proporcionado E-Redes, empresa donde probado estos sistemas, а se han herramientas robustas gestionar de manera eficaz para S11 infraestructura energética, optimizando la eficiencia operativa y de servicio. La investigación no solo aporta desde un punto de vista teórico, sino que también ofrece aplicaciones prácticas y soluciones que establecen un marco de referencia para futuras implementaciones de digitalización en el sector eléctrico. Esto se traduce en beneficios claros, como una mayor fiabilidad del suministro eléctrico y una mejor capacidad para integrar energías renovables.

En conclusión, la tesis reafirma la viabilidad y eficacia de integrar gemelos digitales en las redes de baja tensión, subrayando la importancia de estas transformaciones para el avance del sector eléctrico. Al proporcionar un innovador modelo y aplicable, esta investigación contribuye significativamente al progreso de la digitalización en el ámbito energético, estableciendo un precedente para futuros desarrollos en la optimización y gestión de redes eléctricas inteligentes.

# Abstract

The present doctoral thesis focuses on the proposal and study of the digitalization process of terminal distribution networks, known as low voltage (LV) networks, and their transformation into smart infrastructures. The core of this research is based on the implementation and development of network monitoring systems and digital twins, innovative technologies that allow for a precise virtual representation of physical networks. This is fundamental for optimizing system operation and enhancing visibility.

The thesis posits that integrating digital twins into low voltage networks significantly improves system management and operation. This approach has been validated through extensive theoretical and practical analysis, demonstrating how these virtual models can provide a comprehensive and realtime overview of the network's status. The advancements achieved not only allow for the identification and prediction of potential failures but also facilitate the effective incorporation of distributed devices, promoting greater flexibility and sustainability.

The development of this research involved addressing various real-world challenges, encompassing technological, regulatory, normative, and infrastructural limitations. One of the key contributions of this thesis is the evidence of how implementing advanced technologies, such as smart meters with Power Line Communication (PLC) and Advanced Metering Infrastructure (AMI), can transform the operation of electrical networks. This approach has provided E-Redes, the company where these systems have been tested, with robust tools to manage its energy infrastructure effectively, optimizing operational efficiency and service.

The research not only contributes from a theoretical standpoint but also offers practical applications and solutions that establish a framework for future digitalization implementations in the electrical sector. This translates into clear benefits, such as increased reliability of electrical supply and improved capacity to integrate renewable energy sources.

In conclusion, the thesis reaffirms the viability and effectiveness of integrating digital twins into low voltage networks, emphasizing the importance of these transformations for advancing the electrical sector. By providing an innovative, applicable model, this research contributes significantly to the progress of digitalization in the energy field, establishing a precedent for future developments in optimizing and managing smart electrical networks.

# **Publicaciones científicas**

#### 1. Publicación en revista

P. Arboleya, A. Koirala, L. Suárez, B. Mohamed and C. González-Morán. "Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low-Voltage Terminal Distribution Network". IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 6, pp. 7230-7239, Nov.-Dec. 2019.

#### 2. Publicación en revista

Arpan Koirala, Lucía Suárez-Ramón, Bassam Mohamed, Pablo Arboleya. "Nonsynthetic European low voltage test system". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 118, 2020, 105712, ISSN 0142-0615.

#### 3. Artículo de revista:

Tarikua Taye Tegene, Bassam Mohamed, Pablo Arboleya, Lucía Suárez Ramón. "A Set of Non-Synthetic Test Systems of European LV Rural, LV Urban and Hybrid MV/LV Industrial Distribution Networks ", International Journal of Electrical Power and Energy Systems. November 2023.

#### 4. Artículo de congreso

A. Miranda, P. Arboleya, L. Suárez and J. M. Carou "A Common Information Model Integration in a Graph Database for LV Terminal Distribution Networks with PLC-based Smart Meters", IEEE Madrid PowerTech, pp. 1-6, 2021.

#### 5. Artículo de congreso

Lucía Suarez-Ramon, Pablo Arboleya, Jose Manuel Carou Álvarez "Near Real-Time Topology Estimation in LV Network with PLC Smart Meters" ID: 11429 – CIRED 2023

# **Otras publicaciones**

1. Capítulo de libro

Pablo Arboleya, Lucía Suárez-Ramón, Rubén Medina, Alberto Méndez

"Challenges for a Massive Integration of Flexible Resources in LV Networks"

Título libro: "Intelligent Control and Smart Energy Management. Renewable Resources and Transportation". Editorial: Springer. Publicado en enero de 2022.

ISBN 978-3-030-84473-8

ISBN 978-3-030-84474-5 (eBook)

#### 2. Capítulo de libro

Lucía Suárez-Ramón, Pablo Arboleya, José Lorenzo-A., José M. Carou-Álvarez

"Evolution of Electrical Distribution Grids Toward the Smart Grid Concept"

Título libro: "Technologies for Integrated Energy System and Networks"

Editorial: WILEY-VCH GmbH. Publicado en abril de 2022.

ISBN 978-3-527-34899-2

ISBN: 978-3-527-83362-7 (eBook)

3. Capítulos de libro

Título libro: "Encyclopedia of Electrical and Electronic Power Engineering, vol. 2"

Estado: Publicado en 2023.

• Suárez-Ramón, L., Carou Álvarez, J.M

Título del capítulo: "Advance Metering Infrastructure in Smart Grids"

vol. 2. Elsevier, pp.327–333.

10.1016/B978-0-12-821204-2.00013-1.

ISBN: 9780128212042 Copyright © 2023 Elsevier Inc.

• Carou Álvarez, J.M., Suárez-Ramón, L

Título del capítulo: "Smart meters".

vol. 2. Elsevier, pp.441-447.

10.1016/B978-0-12-821204-2.00067-2.

ISBN: 9780128212042 Copyright © 2023 Elsevier Inc.

# Índice general

AgradecimientosI
Resumen
AbstractV
Publicaciones científicas
Otras publicacionesVIII
1. Introducción1
1.1. Motivación
1.2. Objetivos
1.3. Estado del arte sobre los retos que afrontan las redes de distribución de
baja tensión en la actualidad11
131 Retos regulatorios 12
1 3 2 Retos tecnológicos 19
1.4. Estructura del documento
2. Módulo de autodiagnóstico
2.1. ¿Por qué es necesario un Módulo de Autodiagnóstico de la Red
Inteligente?
2.2. ¿Que aspectos innovadores y que complejidad esta suponiendo el diseno
del Modulo de Autodiagnostico de Red Inteligente?
2.3. ¿Por que ha sido necesario desarrollar una tesis doctoral sobre esta temática?
2.4. Hacia un gemelo digital en tiempo real de la red eléctrica
3. Sistemas de prueba reales
3.1. Diferentes tipos de sistemas de prueba45
3.2. Descripción de los elementos de red y modelo de datos
3.3. Datos brutos de GIS del modelo de red
3.4. Resultados y conclusiones del sistema de pruebas real publicado62
3.5. La red de EDP iberia con EDP Redes España como área de pilotaje66
3.6. Estructura de los datos de red y del inventario de activos físicos y digitales
y las interrelaciones entre ellos
4. Infraestructura de medida avanzada
4.1. Descripción general infraestructura de medida avanzada

4.1.1. Dispositivos digitales "antes del contador" FTM (in-Front-of-the N	leter)
y "detrás del contador" BTM (Behind-the-Meter)	
4.1.2. Activos de la red de distribución	
4.1.3. Equipos de medida	
4.1.4. Equipos y/o medios de comunicación	
4.1.5. Otros sensores y actuadores	91
4.2. Modelo mediante Entidades simples	91
4.3. Smart meters PLC PRIME	
4.4. Supervisores de transformador y de línea	111
4.5. Concentrador de datos y RTU de SVA	112
4.6. Comunicaciones y su impacto en la gestión remota de la red y	de los
activos	114
4.7. Escenario futuro: evolución de las Comunicaciones hacia sistemas h	úbridos
5. Estructura de la capa de datos	
5.1. Organización de un Sistema AMI	
5.2. Inventario de equipos y elementos de red	
5.3. Estructuración de la información obtenida por los sensores y	de su
monitorización en los sistemas de la distribuidora	
531 Informes más relevantes del protocolo STG-DC	140
5.3.2 Datos calculados sobre los obtenidos por el sistema	110
5.3.3. Nuevos informes del protocolo STG-DC 4.0	
5.4. Información de otros sistemas en la capa de datos	
5.41 Tamplagía y actuda real da anorración da la red	154
5.4.1. Topologia y estado real de operación de la red	104
5.4.2. Operaciones de gestion de la red y gestion conterciar	
6. Descripción de la capa inteligente	163
6.1. Recursos y componentes para el análisis de datos	
6.1.1. Recursos de procesado de información	166
6.1.2. Componentes de procesado de información	
6.1.3. Estrategias de monitorización de la red de BT	170
6.2. Herramientas para el análisis de datos	174
6.2.1. Gemelo digital de agregación de la medida	174
6.2.2. Balance horario de energía	177
6.2.3. Balance instantáneo en amperios	179
6.2.4. Gestión de eventos en tiempo real	

6.3. Funcionalidades aplicadas de las <i>Smart Grids</i> 184
<ul> <li>6.3.1. Diagnóstico automático para supervisión de la infraestructura de medida avanzada</li></ul>
<ul> <li>7.1. ¿Qué es un gemelo digital? Definición y características</li></ul>
distribución eléctrica
<ul><li>7.3.2. Gestión de pérdidas en la red</li></ul>
7.4. Conclusión y futuros trabajos
8. Índice de figuras
10. Reterencias

# Capítulo 1 1. Introducción

La digitalización de las redes de distribución eléctrica de baja tensión es la piedra angular de la revolución tecnológica que ha venido ocurriendo en el sector eléctrico desde la última década hasta los tiempos actuales. El éxito ante los indudables retos que plantea el cambio de modelo hacia una economía baja en carbono está estrechamente ligado a la innovación y el desarrollo tecnológico en el campo de la energía. En el proceso de transición energética hacia un sistema energético sostenible, las medidas de eficiencia y ahorro se complementan con esfuerzos en innovación tecnológica, guiados a su vez por la necesidad de producir energía eléctrica de forma más sostenible y eficiente y a precios competitivos, reduciendo la dependencia del exterior y posibilitando la lucha contra el cambio climático.

Las principales áreas de evolución han sido fundamentalmente, la generación distribuida (desarrollo de energías renovables más eficientes), el almacenamiento de energía y el desarrollo del vehículo eléctrico, así como la distribución y el transporte de energía. De hecho, en los últimos años, la distribución eléctrica ha experimentado más cambios que los vividos durante décadas gracias a los avances en estos campos de estudio. Diversas tecnologías como el vehículo eléctrico (VE), los sistemas de generación fotovoltaica (FV), los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) o las bombas de calor (HP) han ido reduciendo sus costes drásticamente, haciéndose cada vez más accesibles a los usuarios finales [1]. Estas tecnologías han convertido lo que antes eran únicamente clientes consumidores de electricidad en prosumidores, clientes que producen electricidad o la consumen de forma flexible.

La inversión en redes inteligentes es también una de las principales áreas de disrupción de la innovación en el sector eléctrico [2]. De hecho, muchas de las inversiones en innovación dentro de este sector están relacionadas con su transformación digital y la necesidad de aprovechar al máximo las oportunidades que ofrecen los nuevos desarrollos de las tecnologías de la

información y la comunicación (TIC). Los argumentos expuestos se basan en el análisis del escenario actual y de diversas normativas a nivel nacional, pero sobre todo en el paquete de medidas que se derivarán de las directrices europeas establecidas en el denominado "Paquete de energía limpia para todos los europeos" [3], un conjunto de medidas enmarcadas en diversas líneas de actuación como son: el consumo energético en edificios, las energías renovables, la eficiencia energética y la renovación del mercado eléctrico. El paquete pone en marcha una serie de directrices contenidas en varias Directivas europeas, incluida la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [4] y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE [5]. Esta Directiva regula todos los aspectos de la generación, transporte y distribución de electricidad e incluye cambios radicales respecto a la Directiva anterior. Estos cambios están relacionados sobre todo con el cambio de modelo energético, defendiendo el modelo que promueve la generación distribuida frente a un modelo puramente centralizado. Se establecen normativas comunes para el mercado interno de electricidad, regulando la función de los agregadores y de comunidades de energía, además de promover el empoderamiento de los consumidores, y sobre todo de los consumidores activos, entendiendo como tales, no sólo a los que generan electricidad (prosumidores) sino también a los que pueden participar en los mercados de flexibilidad de forma individual o agregada participando en programas de respuesta a la demanda.

La nueva Directiva continúa imponiendo un modelo claro de separación de actividades. Promueve la modernización y mayor visibilidad de las redes por parte de los operadores como eje principal de actuación para favorecer el aumento de la penetración de la generación distribuida y las energías renovables, el despliegue de sistemas de recarga de vehículos eléctricos y la implantación de ESS. Además, impondrá una reducción de costes en las instalaciones de distribución que redundará en una reducción de precios para los clientes finales.

### 1.1. Motivación

El desarrollo de esta tesis doctoral se sustenta en una serie de principios que la motivan, tanto académicos, como ambientales, tecnológicos y regulatorios.

Por un lado, se resalta el interés académico en el desarrollo de modelos de red que permitan a la comunidad investigadora avanzar en la observabilidad de las redes de baja tensión. Por otro, se subrayan las razones ambientales, tecnológicas y regulatorias que han llevado a EDP Redes España, donde la autora ha trabajado durante más de 20 años, a implementar medidas decisivas y promover acciones estratégicas que apoyen e impulsen la transición energética. En este contexto, EDP lanzó el Proyecto Inovgrid [6] en el año 2010. Ese proyecto de innovación se ideó y planificó como una iniciativa ibérica de la compañía EDP Redes con varios objetivos paralelos: el despliegue de la infraestructura de medida avanzada y su aprovechamiento más allá de la facturación con lectura remota de los clientes y a la telegestión de los contratos de acceso a terceros a la red.

Inovgrid es un innovador proyecto que se inició con un piloto de redes inteligentes puesto en marcha en la ciudad de Évora (Inovcity) [7]. La iniciativa proporcionó gratuitamente contadores inteligentes a unos 30.000 consumidores de electricidad residentes en Évora. La facturación basada en el consumo real se hizo accesible para todos, permitiendo el control del consumidor a través de un ordenador o smartphone. Más de 1.000 clientes seleccionados tuvieron acceso a nuevos servicios como, por ejemplo, la posibilidad de estimar el coste de nuevas tarifas. Se consiguió más información para facilitar la integración de energías renovables y estaciones de carga de vehículos eléctricos además de dotar de mayor capacidad a la red eléctrica para detectar y resolver fallos.

La realización de este piloto situó a EDP en la vanguardia de Europa en el despliegue de infraestructura de medida avanzada, siendo reconocida con el "*Optimus Innovation Awards*" en 2010, elegida en 2011 por la Comisión Europea y por Eurelectric como un caso único de estudio entre otros 260 proyectos europeos de *Smart Grids* y premiada como "*Utility of the Year Award*" en 2012 [8].

Los contadores inteligentes desplegados en Inovcity-Évora utilizaban una tecnología propietaria desarrollada internamente por la propia compañía, con comunicación PLC (*Power Line Communication*). No obstante, en paralelo se desarrollaron otros pilotos para probar otras tecnologías de *smart meters* lo que

permitió comparar resultados coste-beneficio hasta seleccionar, finalmente, la tecnología interoperable y con protocolo abierto PLC PRIME en su versión 1.3.6 con la que finalmente se inició el despliegue masivo tanto en España como en Portugal, dotando de contadores inteligentes a 650.000 consumidores españoles entre los años 2011 y 2018 e instalando EMIs (Equipos de Medida Inteligentes) a más de 6 millones de consumidores portugueses.

Cabe destacar como lecciones aprendidas:

- la importancia de la participación de los usuarios finales, gestionando sus expectativas y explicándoles claramente ventajas de la solución para lograr comprender sus necesidades y dificultades. El contacto local y directo es esencial y es algo que se buscó durante todo el proyecto. Durante el primer año de implantación, participaron organismos del sector público de Évora, como la universidad, los colegios, la administración local y el museo de la ciudad.
- la necesidad de rentabilizar al máximo la inversión en la infraestructura de medida inteligente y por tanto impulsar la innovación y el desarrollo de funcionalidades de *Smart Grids* adicionales a la facturación con lectura remota real y a la telegestión de los contratos de acceso a terceros a la red.

El proyecto Inovgrid se inició en EDP Redes España en el año 2011 con el despliegue de la infraestructura de medida avanzada PLC Prime. Entre los años 2011 y 2018 se desplegaron 650.000 contadores inteligentes, 7.000 concentradores de datos y sus equipos de comunicación y los sistemas de telegestión necesarios para la captura de información y gestión remota de la infraestructura.

Los objetivos principales del proyecto se centraron en el desarrollo de aplicaciones para el cliente final y de funcionalidades para la gestión de la red de BT y MT, tanto desde el punto de vista de la planificación, como para la operación y el mantenimiento.

En este sentido, cabe mencionar la participación de la autora de esta tesis desde el año 2012 hasta la actualidad, inicialmente en el despliegue de la infraestructura y posteriormente en la explotación de la misma, gestionando la red a través de los datos obtenidos de la infraestructura de medida inteligente, desarrollando e implementando modelos de datos, revisando y mejorando la captura de la red de BT y diseñando y evolucionando el sistema AMI, orientado a lograr una monitorización de red de BT que, de manera progresiva, se aproxima al tiempo real.

Durante los primeros años, el foco del proyecto Inovgrid se dirigió al despliegue de los contadores inteligentes que en España concluyó en el año 2018. A partir de esa fecha, fue necesario optimizar explotación de la infraestructura de telegestión para garantizar la fiabilidad de las funcionalidades de los *smart meters* para la gestión contractual y la operación y mantenimiento de la red eléctrica.

En el año 2018, en el ámbito de las *Smart Grids*, se iniciaron varios proyectos de innovación con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de la infraestructura recién desplegada. Desde la perspectiva del *hardware* o equipos físicos, se promovió el despliegue de sensores adicionales en los centros de transformación MT/BT, la implantación progresiva de cuadros de BT telesupervisados mediante la instalación de supervisores de línea en cada salida de BT y la realización de pilotos con diversos equipos digitales portátiles. Estos equipos se orientaron tanto al mantenimiento de los *smart meters* con comunicación PLC como a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Desde un enfoque de desarrollo de *software*, se implementaron y escalaron nuevas funcionalidades destinadas a:

- obtener información detallada en tiempo real tras la llegada de un evento.
- Procesar información contextual en tiempo real para la gestión de las medidas.
- Modelar la red eléctrica permitiendo disponer de sistemas de prueba reales que facilitaran la validación de funcionalidades en zonas acotadas de la red antes de su despliegue a gran escala.

Estos esfuerzos combinados reflejan una estrategia integral para optimizar y evolucionar las redes inteligentes mediante la integración de tecnologías avanzadas y metodologías innovadoras. En este contexto, resulta relevante destacar el desarrollo del proyecto MARTE, cuyo propósito principal fue diseñar un sistema de diagnóstico automático para la infraestructura de medida avanzada. MARTE, acrónimo de **Modelo de Autodiagnóstico de Red inteligenTE**, tiene como objetivo optimizar la gestión y el control de las redes eléctricas inteligentes.

El marco de desarrollo de esta tesis ha fomentado la investigación en este ámbito, así como la posterior prueba de concepto de este proyecto de innovación dentro de EDP. Con MARTE, se busca contar con un sistema descentralizado que reúna únicamente la información necesaria, ya sea en bruto o procesada, organizada de tal manera que sea permita la aplicación de reglas de negocio y metodologías de diagnóstico sencillas. Este enfoque facilita la gestión conjunta de la red eléctrica y de la infraestructura de telegestión basada en tecnología PLC, mejorando la eficiencia y la capacidad operativa de las redes inteligentes.

Este proyecto innovador se inició en el año 2018 en colaboración con la Universidad de Oviedo, marcando el punto de partida de la investigación desarrollada en esta tesis doctoral. El proyecto MARTE consta de dos fases principales. La primera, prácticamente finalizada, se ha centrado en el diseño del sistema y sus componentes. La segunda fase, que comenzó 2023, se enfoca en la implantación del sistema, concretándose en el despliegue de un nuevo sistema AMI donde se ha materializado el modelo de datos diseñado MARTE, descrito con detalle en este documento.

Además, como resultado del piloto inicial de MARTE, en 2020 se constituyó la *start-up* Plexigrid como una *spin-off* de la Universidad de Oviedo, impulsada por el director de esta tesis como socio fundador. A finales de 2023, la colaboración entre la Universidad de Oviedo y Plexigrid se fortaleció con la entrada de la Universidad en el accionariado de la empresa, consolidando una alianza estratégica para el desarrollo de nuevas tecnologías en el ámbito de las *Smart Grids*.

En resumen, este trabajo se basa en diversas las motivaciones, entre ellas el carácter innovador y la aplicación de nuevas tecnologías para desarrollar funcionalidades avanzadas en la gestión de redes inteligentes. Ha sido un esfuerzo colectivo, con una colaboración multicultural y multidisciplinar en la que han participado profesionales de EDP, la Universidad de Oviedo y en Plexigrid, reflejando el impacto del trabajo en equipo.

Es igualmente destacable el respaldo brindado por la dirección de EDP a la autora de la tesis, seleccionándola para liderar la implementación y operación de los *smart meters* de tecnología Prime de primera generación. Actualmente, la autora dirige el departamento de Smart Grid en EDP España, lo que subraya la confianza depositada en su capacidad para liderar y desarrollar proyectos estratégicos e innovadores en el campo de las redes inteligentes.

En los últimos años los gestores de las redes de distribución han avanzado significativamente hacia retos futuros, como la gestión flexible de la red en tiempo real, permitiendo a los consumidores gestionar sus consumos y paquetes energéticos, además de fomentar su participación activa en los mercados de flexibilidad.

En el corto plazo, el desafío para los gestores de las redes radica en consolidar una gestión eficiente de sus activos físicos y digitales, logrando una planificación y operación óptimas. Esto redundará en beneficios para los clientes finales, como una mejora en la calidad de suministro, una agilizando en la lectura remota y la gestión de cambios contractuales, sentando además las bases para avanzar hacia una gestión energética en tiempo real.

### 1.2. Objetivos

El impulso principal de esta tesis doctoral es proponer una metodología integral para la gestión de las redes inteligentes de baja tensión (BT), en las que se han desplegado contadores inteligentes utilizando tecnología PLC para la comunicación. Como elemento clave para alcanzar este objetivo, se ha diseñado un ecosistema de diagnóstico automático y configuración de la red basado en un gemelo digital, que incluye los subsistemas se describirán en detalle a lo largo de este documento.

El objetivo clave central es garantizar un mantenimiento y operación óptimos de la infraestructura y del sistema de medición avanzada. De esta manera se asegura la fiabilidad del gemelo digital, el cual permite aprovechar y explotar las funcionalidades desarrolladas para la operación y gestión eficiente de las redes de baja tensión (BT) y media tensión (MT). Este enfoque es clave para mejorar la monitorización, optimización y toma de decisiones en tiempo real, fortaleciendo la resiliencia y eficiencia energética de la red.

En el proceso de diseño del Módulo de Autodiagnóstico de red inteligenTE, denominado MARTE, se han abordado y superado diversos desafíos tecnológicos. El sistema se estructura en tres capas o subsistemas principales. La primera capa desarrollada es la de representación geográfica de la red y su topología, que incluye el modelado de los equipos digitales conectados a la red, un elemento esencial para la monitorización del sistema. Para la gestión de esta **capa geográfica**, se ha seleccionado una base de datos de grafos que permite manejar de forma óptima las relaciones entre numerosos nodos. La investigación llevada a cabo para definir los elementos de la capa geográfica fue fundamental para resaltar la importancia del desarrollo de sistemas de prueba que facilitaran posteriormente la validación de las funcionalidades necesarias para la operación y el mantenimiento de la red, así como de los activos físicos y digitales conectados a ella.

Por consiguiente, la primera contribución de esta tesis consiste en la elaboración de un modelo de red y del inventario de activos digitales instalados en ella que permita desarrollar sistemas de prueba reales de la red eléctrica. Éstos podrán ser utilizados por la comunidad investigadora para evaluar las teorías y validar hipótesis relacionadas con diversos aspectos de gestión de una *Smart Grid*.

La segunda capa del sistema MARTE se refiere a la selección y estructuración del conjunto de datos en las bases de datos de gestión del sistema. En este documento, nos referiremos a ella como la **capa de datos**. Esta capa incluye el modelo de datos topológicos, de inventario de activos, sus interrelaciones y la información proporcionada por la infraestructura de medida avanzada. Además, alberga los índices calculados, tanto en tiempo real o en *batch*, que permiten contextualizar la información y caracterizar los activos.

La segunda contribución de esta tesis radica en la propuesta de grupo de datos, junto con su cuidadosa selección y organización, realizada de manera sencilla y precisa. No será necesario utilizar ni almacenar todos los datos disponibles. Basta con extraer en tiempo real la información relevante mediante la creación de los índices adecuados, evitando el procesamiento y almacenamiento masivo de toda la información recibida. Para alcanzar este objetivo, se han diseñado y configurado una serie de rutinas operativas y perfiles de exploración dentro del sistema de gestión de la infraestructura de medida avanzada (AMI). Estas rutinas permiten optimizar el procesamiento de la información capturada. En este sistema se ha implementado un modelo interrelacionado de activos y elementos de red que contiene la información

topológica de la red, capturando la mayor parte de los datos y calculando en tiempo real los índices que contextualizan y caracterizan de los activos de red.

La tercera capa del sistema MARTE, que llamaremos **capa inteligente**, se compone de un conjunto de reglas de negocio y algoritmos que facilitan el desarrollo de microfuncionalidades, las cuales, al combinarse, habilitan diversas aplicaciones de la red inteligente para optimizar tanto la operación y el mantenimiento de la red como el aprovechamiento de los activos digitales y sensores desplegados.

Como se mencionó previamente, es crucial garantizar el correcto funcionamiento de los equipos digitales que proporcionan información sobre la red eléctrica, especialmente en redes inteligentes donde el medio físico de comunicación es la propia red eléctrica. Esto implica asegurar el funcionamiento simultáneo de cientos de miles de dispositivos desplegados en campo para garantizar la fiabilidad de las funcionalidades basadas en la información obtenida mediante monitorización y exploración de estos sensores.

Finalmente, como última contribución, se presentarán algunos recursos, componentes y herramientas de monitorización y análisis que permitirán obtener la información necesaria para implementar funcionalidades de gestión de redes inteligentes. Esto se logrará mediante la adecuada combinación y contextualización de los datos, lo que facilitará la gestión óptima de las redes de distribución.

También es importante mencionar el papel del sistema AMI en la coordinación de las tres capas: la representación geográfica de la topología, las interrelaciones entre activos físicos y digitales, y las capas de datos e inteligencia. El sistema AMI es responsable de la monitorización, almacenamiento y procesamiento en tiempo real de los datos. En este sistema, se conforma la capa de datos y las estrategias de exploración de la infraestructura.

La capa de datos se divide en dos partes: una de configuración y selección de la información necesaria en el momento adecuado, y otra de organización de los datos obtenidos y los índices calculados. La primera parte implica la configuración de sensores y dispositivos de medición para capturar datos específicos, así como la implementación de algoritmos de filtrado y preprocesamiento para asegurar que solo se recolecte la información relevante. La segunda parte se centra en la estructuración y almacenamiento de los datos en bases de datos optimizadas para consultas rápidas y eficientes, así como en la aplicación de técnicas de análisis de datos y aprendizaje automático para generar índices y métricas que faciliten la toma de decisiones.

En resumen, el sistema AMI no solo actúa como un monitor en tiempo real, sino que también juega un papel crucial en la gestión y análisis de los datos, asegurando que la información correcta esté disponible cuando se necesite y que se pueda utilizar de manera efectiva para mejorar la infraestructura.

Como ámbito demostrador de las contribuciones académicas mencionadas, se ha utilizado la red de las distribuidoras de EDP Redes España, lo que ha permitido el desarrollo de una solución innovadora para la gestión de redes inteligentes a través del proyecto MARTE. Este esfuerzo ha dado lugar al módulo de autodiagnóstico de red inteligente, basado en las tres capas previamente descritas: la capa geográfica, la capa de datos y la capa inteligente.

Este sistema ha sido diseñado con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica de EDP, lo que permite una gestión más precisa y en tiempo real de las redes de baja y media tensión. Gracias a la implementación de este sistema, EDP puede identificar de manera proactiva posibles fallos o áreas de mejora en la red, optimizando tanto los tiempos de respuesta como los recursos empleados en el mantenimiento de los activos físicos y digitales.

El desarrollo de la investigación de esta tesis y su validación en un entorno real de red de baja tensión ha permitido a EDP a posicionarse a la vanguardia en gestión de redes inteligentes permitiendo:

- Optimizar el uso de los recursos de la compañía mediante la reducción de los costes asociados al mantenimiento reactivo de la red, al implementar un enfoque preventivo basado en datos en tiempo real.
- Asegurar la fiabilidad y la resiliencia de la red al anticipar posibles fallos a través del autodiagnóstico automatizado, lo que reduce las interrupciones en el suministro eléctrico.
- Facilitar la toma de decisiones en tiempo real al integrar y contextualizar la información procedente de múltiples sensores y dispositivos inteligentes desplegados en campo.

 Incrementar la sostenibilidad operativa al minimizar el desperdicio de energía y recursos mediante una mejor monitorización y gestión de la infraestructura.

La estrecha colaboración entre EDP y este proyecto doctoral refuerza el valor tecnológico e innovador del trabajo aquí presentado, demostrando cómo la investigación académica puede tener un impacto directo y tangible en el sector energético.

En conclusión, esta tesis presenta una metodología innovadora para la gestión eficiente de redes inteligentes de baja tensión, garantizando una operación resiliente y optimizada mediante el uso de tecnologías avanzadas como los gemelos digitales y la infraestructura AMI. Las contribuciones aquí descritas sientan las bases para futuras investigaciones y desarrollos en la gestión de redes eléctricas inteligentes.

## 1.3. Estado del arte sobre los retos que afrontan las redes de distribución de baja tensión en la actualidad

La red de distribución eléctrica de baja tensión se enfrenta actualmente a importantes retos en su transformación hacia una red de distribución inteligente que permita la gestión en tiempo real tanto del sistema como de los dispositivos conectados. Estos desafíos pueden clasificarse en dos categorías principales: retos regulatorios y retos tecnológicos.

En el ámbito de los retos regulatorios, destaca principalmente la regulación europea, que enfatiza la necesidad de un marco normativo estable para impulsar la participación de nuevos actores y modelos de negocio. Entre estos se incluyen agregadores, consumidores activos y comunidades energéticas, considerados clave para alcanzar un sistema energético eficiente y bajo en carbono.

Por otro lado, los retos tecnológicos se centran en la forma que actualmente se estructura y opera el sistema de distribución de baja tensión y en las transformaciones que las empresas distribuidoras de electricidad o gestores de las redes deben implementar para lograr una operación en tiempo real. Estas modificaciones son esenciales para integrar de manera masiva, segura y eficiente nuevos dispositivos como vehículos eléctricos, sistemas de generación distribuida y almacenamiento, bombas de calor y otras cargas y generadores flexibles.

#### 1.3.1. Retos regulatorios

La normativa reciente en el ámbito de la gestión energética es amplia y su análisis detallado requeriría una revisión exhaustiva. Por lo tanto, esta sección se enfocará en los desafíos específicos que plantea en la Directiva Europea (UE) 2019/944 [4], la cual establece normas comunes para el mercado interior de la electricidad y modifica la regulación previa contenida en la Directiva 2012/27/UE [5].

Esta directiva del año 2019 pone el foco en torno a cuatro ejes principales que se representan en la Figura 1.1:



Figura 1.1. Principales retos regulatorios de las redes de distribución

#### 1.3.1.1. La transición hacia un nuevo modelo energético

En relación con el nuevo modelo energético, la regulación reconoce la necesidad de una transformación y propone incentivarla proporcionando una estabilidad regulatoria a largo plazo, lo que fomentaría la inversión en este nuevo modelo. Por un lado, el creciente proceso de electrificación provocará sin duda un aumento de la demanda de energía eléctrica; por otro, los objetivos de la Unión Europea en términos de reducción del consumo global de energía y descarbonización son muy claros. Por lo tanto, si se pretende reducir el consumo total de energía en un contexto creciente de demanda electricidad, será imperativo introducir cambios radicales en el sistema que permitan maximizar la explotación de los recursos instalados, incrementando la eficiencia y reduciendo los costes. Tanto la generación distribuida como los sistemas de climatización basados en bombas de calor, los vehículos eléctricos con sistemas de carga convencionales o bidireccionales V2G (Vehicle-to-Grid), y los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, entre otros, incrementarán la carga global del sistema eléctrico en términos de volumen de energía. No obstante, también aportarán flexibilidad al sistema, ya que este tipo de generación y carga es flexible, es decir, se puede regular con relativa facilidad sin comprometer el confort de los usuarios finales. La gestión de la flexibilidad de las nuevas cargas y generadores instalados en la red de distribución se identifica como un elemento crítico para alcanzar estos objetivos.

#### 1.3.1.2. Los consumidores activos y la figura del agregador

La Unión Europea reconoce la necesidad de situar en el centro de la solución a los consumidores activos que puedan participar en programas de respuesta a la demanda. La UE define el término respuesta a la demanda como "el cambio de la carga de electricidad por parte de los clientes finales de sus patrones de consumo normales o actuales en respuesta a las señales del mercado, incluso en respuesta a los precios de la electricidad variables en el tiempo o los pagos de incentivos, o en respuesta a la aceptación de la oferta del cliente final para vender la reducción o el aumento de la demanda a un precio en un mercado organizado ya sea solo o a través de la agregación". En esta definición, la Unión Europea maneja dos conceptos de respuesta de la demanda, por un lado, lo que se conoce como respuesta implícita de la demanda en la que los clientes adaptan su consumo de forma manual o automática a señales de precios o incentivos que varían en el tiempo. Por otro lado, la respuesta explícita de la demanda permite a un tercero, generalmente una entidad de agregación, ejecutar acciones sobre los dispositivos flexibles de un consumidor final.

Se impondrá por reglamento que todos los grupos de clientes ya sean comerciales, industriales o domésticos, tengan acceso a los mercados eléctricos para comercializar su flexibilidad y, en este sentido, se reconoce la importancia del papel del agregador en la gestión de la flexibilidad de estos clientes. Además, los clientes podrán contratar la gestión de su flexibilidad con un agregador que, obviamente, podrá ser independiente de su distribuidor, pero también del comercializador con el que el cliente haya establecido el contrato de suministro. El reglamento también garantiza la integración de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos, pero va más allá. Reconoce las barreras legales y comerciales existentes en forma de impuestos excesivos y cargas administrativas y prevé eliminarlas. Así, fomentará el uso de la energía autogenerada, su utilización en sistemas de almacenamiento y su inyección en la red. Se hace mención explícita a la necesidad de promover todo tipo de soluciones de movilidad eléctrica, los sistemas de recarga inteligentes y las tecnologías V1G y V2G. Además, la directiva reconoce que la actual falta de información en tiempo real o tiempo cuasi-real a nivel de consumidor constituye una barrera significativa para la implantación de este tipo de medidas. Esta carencia es uno de los desafíos pendientes del sistema actual, lo que hace imprescindible promover el despliegue de sistemas de medición inteligente con tecnologías de comunicación innovadoras que permitan a los consumidores participar en todos los programas de respuesta a la demanda (implícita o explícita).

#### 1.3.1.3. Un nuevo actor en escena: Las Comunidades de la Energía

En cuanto a la aplicación del nuevo rol de "comunidad de la energía" o "comunidad ciudadana de la energía", la Unión Europea define a este nuevo actor del sistema como una entidad jurídica que:

- se basa en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo es ejercido por socios o miembros que son personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas,
- cuyo objetivo principal es proporcionar beneficios ambientales, económicos o sociales a sus miembros o socios o a la localidad en la que opera, en lugar de generar un rendimiento financiero, y
- participa en actividades como la generación de energía, incluidas las fuentes renovables, distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o la provisión de servicios de carga de vehículos eléctricos, entre otros servicios energéticos, a sus miembros o socios.

Las comunidades energéticas constituyen otro mecanismo a través del cual sus miembros o socios pueden participar en los mercados eléctricos ya que en este caso estarían representados por la propia comunidad. La puesta en marcha de este tipo de comunidades no sólo conlleva un aumento de la eficiencia energética y un beneficio medioambiental, sino que también permite a determinados consumidores participar de los beneficios de los diferentes mercados eléctricos. Además, las comunidades energéticas son consideradas como un mecanismo de lucha contra la pobreza energética, lo que significa que además de los beneficios técnicos y económicos de la gestión de la demanda descritos anteriormente, también existen beneficios sociales en este nuevo actor. También hay que tener en cuenta que la normativa permite a este tipo de comunidades energéticas establecer sus propias redes de distribución y también convertirse en distribuidores de electricidad con plenos derechos y deberes. De nuevo, y como se ha mencionado en el punto anterior, una vez superadas las barreras regulatorias, se debe promover un cambio de mentalidad en la sociedad y además la infraestructura de medición avanzada instalada en la propia comunidad debe permitir a sus operadores gestionar los activos de la comunidad en tiempo real o cuasi-real.

#### 1.3.1.4. Adaptar gestión de la red de distribución a este difícil escenario

En lo que se refiere a la gestión de la red de distribución, la nueva directiva sigue imponiendo un modelo claro de segregación de actividades y fomentando la modernización y el aumento de la observabilidad de las redes por parte de los operadores como principal línea de actuación para fomentar la penetración de los recursos distribuidos y gestionar su flexibilidad. Hay que tener en cuenta que la figura del distribuidor se remunera principalmente con los ingresos percibidos por el pago de la tarifa de acceso por parte de los agentes que utilizan su infraestructura. Además, los estados retribuyen a las distribuidoras con un porcentaje de las inversiones que realizan para mantener sus redes en condiciones óptimas. El nuevo reglamento impone la reducción de estos incentivos. Esta medida supondrá una reducción de los ingresos que perciben las empresas distribuidoras por el mantenimiento y mejora de sus redes en un contexto en el que la energía gestionada en ellas sin duda aumentará. Con este marco regulatorio, la única forma de integrar de forma rentable y masiva los diferentes recursos distribuidos sin crear continuos problemas de congestión en la red de distribución es gestionarlos de forma óptima y coordinada. En este sentido, los diferentes estados implantarán códigos de red aplicables a las redes de distribución para que dispongan de herramientas que les permitan realizar la gestión de la congestión en tiempo real.

Es curiosa la posición de la Unión Europea sobre los sistemas de almacenamiento, ya que establece explícitamente que los operadores de redes de distribución no deben poseer, desarrollar, gestionar u operar instalaciones de almacenamiento de energía, ya que los servicios de almacenamiento deben basarse en mecanismos de mercado y, por tanto, no pueden ser implementados por agentes cuya actividad esté regulada, como es el caso de la distribución. Un distribuidor sólo puede ser propietario de un sistema de almacenamiento cuando éste esté plenamente integrado en su red y no se utilice para el balance o la gestión de congestiones. Con los argumentos expuestos, no cabe duda de que la adaptación de las redes de distribución y de sus infraestructuras de medida y comunicación es uno de los puntos críticos para alcanzar niveles significativos de penetración de los recursos distribuidos que redunden en un beneficio global para el sistema mediante la gestión de la flexibilidad que aportan los recursos distribuidos.

#### 1.3.1.5. Conclusiones sobre los retos regulatorios

El nuevo escenario planteado por la Directiva Europea 2019/944 introduce importantes transformaciones en el sector energético, al incorporar nuevos actores, como los agregadores y las comunidades energéticas, así como nuevos modelos de gestión de la energía y de las redes de distribución. En este contexto, los actores actuales del sistema energético deben analizar y tomar decisiones estratégicas para adaptarse con éxito a los retos regulatorios que implica la transición hacia un sistema más flexible, descentralizado y sostenible.

Uno de los principales desafíos regulatorios ha sido el despliegue de medidores inteligentes (*smart meters*), tecnología clave para la correcta implementación de las nuevas normativas. En el caso de España, el despliegue fue impulsado por el Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, que aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico [9]. Este decreto establece la obligatoriedad de instalar contadores inteligentes gestionables en remoto para todos los puntos de suministro de electricidad en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW.

Posteriormente, se publicó la Orden ITC/3860/2007 [10], que detallaba el calendario de sustitución, fijando como fecha límite para la instalación de estos dispositivos el 31 de diciembre de 2018. Esto significa que, para esa fecha, todos los consumidores debían tener instalados estos medidores que permiten la telegestión y la lectura remota de los consumos. No sólo exigía la instalación de contadores gestionables en remoto, sino que también requería que las compañías distribuidoras proporcionaran a los consumidores datos en reales sobre sus consumos horarios, una medida fundamental para fomentar la participación activa de los usuarios en la gestión energética.

Otro avance regulatorio relevante ha sido la publicación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril [11]. Este decreto establece las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el autoconsumo de energía eléctrica, y ha sido clave en la expansión del autoconsumo fotovoltaico en el país.

Entre los aspectos más relevantes de este Real Decreto están:

• La eliminación del "impuesto al sol": se suprimieron los cargos que penalizaban el autoconsumo, permitiendo a los usuarios generar y
consumir su propia energía sin pagar cargos adicionales por la energía autoconsumida.

- La simplificación de los trámites administrativos: se facilitaron los procedimientos para la instalación de sistemas de autoconsumo, especialmente para los pequeños consumidores.
- La introducción del autoconsumo colectivo, haciendo posible que varios consumidores, como en el caso de comunidades de vecinos, compartan una instalación de autoconsumo, lo que impulsó la adopción en ámbitos residenciales.
- La compensación de excedentes, estableciendo un sistema de compensación por los excedentes de energía generados y no consumidos, permitiendo que los usuarios reciban una remuneración por la energía vertida a la red.

Este marco normativo ha permitido un crecimiento exponencial de las instalaciones de autoconsumo, tanto individuales como colectivas, acelerando así la transición hacia un modelo energético más distribuido y sostenible.

El reto para los operadores de las redes de distribución es ahora garantizar la gestión eficiente de los sistemas de medida avanzada en tiempo real, tal como exige la directiva europea. Este proceso no solo implica la integración de tecnologías de medición avanzada, sino también la capacidad de proporcionar a los consumidores la información precisa y oportuna sobre su consumo energético.

La transición hacia la generación distribuida mediante nuevos modelos de gestión de las redes de distribución de baja tensión y la operación de los medidores avanzados –ambos aspectos tratados en el siguiente capítulo dedicado a los retos tecnológicos–, plantean desafíos adicionales que deberán ser abordados en conjunto con las reformas regulatorias. Estos aspectos tecnológicos están directamente relacionados con la capacidad de los Operadores del Sistema de Distribución para cumplir con las normativas actuales y futuras, asegurando una red eléctrica flexible y capaz de gestionar eficientemente la energía distribuida y el autoconsumo.

#### 1.3.2. Retos tecnológicos

En el contexto de los retos regulatorios enumerados en la sección anterior, la transición energética exige no solo cambios normativos, sino también una profunda transformación tecnológica. A medida que las regulaciones impulsan un sistema energético más flexible y descentralizado, los retos tecnológicos surgen como un componente crítico para la implementación de este nuevo paradigma. La digitalización del sector eléctrico y la adopción de tecnologías innovadoras son esenciales para garantizar la eficiencia, sostenibilidad y flexibilidad del sistema.

Los temas en los que se centrará el análisis de los desafíos tecnológicos son los identificados en la Figura 1.2:



Figura 1.2. Principales retos tecnológicos de las redes de distribución

#### 1.3.2.1. Automatización y gestión remota de la red de distribución

La digitalización es uno de los procesos más críticos y complejos para el sector energético actual. Las empresas distribuidoras están en pleno proceso de modernización, mejorando tanto la cualificación del personal como los sistemas de gestión. Este proceso es esencial para adaptar la infraestructura existente a las exigencias de un sistema energético que integra recursos distribuidos, renovables y tecnologías emergentes.

La digitalización permite extraer todo el potencial de las redes inteligentes o *smart grids*, facilitando la gestión activa del sistema de distribución eléctrica en tiempo real. Esto incluye la capacidad de monitorizar los cambios en el consumo y la generación, predecir los picos de demanda y de vertidos a la red y anticiparse a ellos coordinando eficientemente todos los recursos disponibles en la red.

Un reto clave de la digitalización de las redes de distribución es la gestión remota y optimizada de la red, especialmente en los niveles de media tensión (MT) y baja tensión (BT). Mientras que la red de transporte de alta tensión y las redes de distribución de media tensión ha incorporado inteligencia a sus dispositivos desde hace años, esta situación no se da en los niveles de tensión más bajos, en lo que se conoce como redes terminales de distribución de electricidad. En la actualidad, el concepto de *smart grid* está siendo implementado en la gestión de las redes eléctricas gracias a la digitalización de la red de distribución terminal o red de Baja Tensión (BT). Hasta la introducción de los *smart meters*, las redes de baja tensión se planificaban, gestionaban y operaban de manera intuitiva, basándose en el conocimiento del personal de campo que había adquirido experiencia a lo largo de los años al realizar este trabajo manualmente y tomando medidas con pinzas amperimétricas.

La tendencia actual consiste en transformar este tipo de redes de distribución en redes inteligentes de energía capaces de gestionar de forma automática la creciente complejidad, incluyendo nuevos elementos como la generación más atomizada procedente de la microgeneración (fotovoltaica, eólica y otros sistemas de generación no renovables) y otras cargas flexibles como sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos y bombas de calor.

Las redes inteligentes promueven la automatización, integración y coordinación de todos los agentes conectados a ellas, desarrollando sistemas de control en tiempo real fundamentales para garantizar la fiabilidad, seguridad y eficiencia de la red. Esta transformación implica también la incorporación de sistemas avanzados de ciberseguridad, dada la creciente interconexión y la exposición a potenciales amenazas.

La integración masiva de energías renovables como la fotovoltaica, la microeólica y otros tipos de generación distribuida representa uno de los mayores desafíos tecnológicos. A medida que más usuarios adoptan tecnologías de autoconsumo, como las plantas fotovoltaicas, el sistema de distribución debe ser capaz de gestionar de manera eficiente estos flujos de energía, optimizando el uso de los recursos existentes y minimizando las inversiones necesarias en infraestructuras.

El concepto de generación distribuida desafía los modelos convencionales de gestión de la energía, requiriendo una estrategia de digitalización que permita una operación automatizada y coordinada de todos los dispositivos conectados a la red. Este modelo debe ser capaz de gestionar en tiempo real tanto la producción como el consumo, ajustándose a las fluctuaciones que caracterizan a las energías renovables.

Sin embargo, con una monitorización adecuada y una gestión eficiente de la información, el despliegue masivo de placas solares y baterías para autoconsumo puede ayudar a las empresas distribuidoras la hora de integrar estos recursos distribuidos en la red [12].

#### 1.3.2.2. Sistemas de medición avanzada y comunicaciones

La introducción de contadores inteligentes está permitiendo el desarrollo de aplicaciones de gestión de usuarios y la orientación de la actividad de este sector hacia los servicios minoristas, fomentando la participación directa de los clientes en el sistema eléctrico y la interacción entre ellos y con las compañías eléctricas. Además, esta mayor digitalización del sistema eléctrico permite avanzar en el desarrollo del autoconsumo y la autogeneración, aspectos que están contemplados en las últimas políticas de la Comisión Europea. El paso de tener un consumo distribuido totalmente convencional y predecible, a la adopción de las nuevas tecnologías dando la posibilidad a los usuarios finales de convertirse en productores de electricidad, supone un cambio de paradigma que sin duda traerá muchas ventajas que tienen que ver con el aumento de la eficiencia y la democratización de la energía. En este contexto, el *submetering* juega un papel clave, al ofrecer una mayor visibilidad y control sobre el consumo y la producción a nivel individual, lo que facilita una gestión más eficiente de los paquetes energéticos en beneficio de los clientes. El sistema de *submetering* de un

cliente activo está compuesto por los contadores domóticos que se instalan para el monitoreo y control de los dispositivos que gestionan los recursos energéticos de los clientes activos. El *submetering* constituye un aspecto que aún no está regulado y que será decisivo para aumentar la complejidad de la gestión por parte de los responsables de la medida de estos contadores.

Desde el punto de vista los clientes activos, para abordar este cambio con garantías, es necesario resolver una serie de retos relacionados con:

- La gestión en tiempo real de todos los nuevos recursos que estarán presentes de forma masiva en las redes de distribución a corto plazo (carga de vehículos eléctricos, bombas de calor, otros dispositivos eléctricos de climatización, dispositivos colocados detrás de los contadores con control domótico basado en IoT (*Internet of Things*), etc. Este enfoque en tiempo real no solo incrementará la observabilidad de la red de BT, sino que también permitirá a los clientes activos acceder a datos en tiempo real sobre sus consumos y generaciones, tanto de manera total como individual. Para lograr este objetivo, será imprescindible explorar y adoptar diferentes tecnologías de *smart meters* y comunicación, avanzando en despliegues individualizados que se requieran según los recursos energéticos que cada posea cada cliente. Esto permitirá su participación efectiva en los mercados de flexibilidad y maximizará el uso de sus capacidades energéticas en la red.
- La integración masiva y eficiente de energías renovables (fotovoltaica, microeólica, microcogeneración) y otros tipos de generación distribuida, así como de sistemas de almacenamiento de energía en la red de distribución eléctrica. Esta integración sólo se logrará a través de la toma de decisiones basadas de los datos proporcionados por los *smart meters* de la red de distribución en coordinación con los contadores del sistema de *submetering* propio de cada cliente activo.
- La gestión eficiente de los flujos de energía en la red de distribución, de forma que se contengan las inversiones necesarias en infraestructuras de red, optimizando el uso de los recursos existentes. Para hacer frente a los retos mencionados, es imprescindible un cambio radical en la forma de gestionar los sistemas de distribución. Es necesario aplicar una estrategia de digitalización que permita el funcionamiento semiautomático o automático tanto de los propios sistemas de distribución como de los

dispositivos integrados en ellos. Este es el único camino para una penetración masiva y coordinada de los mencionados dispositivos en los sistemas de distribución, reduciendo la inversión en infraestructuras y maximizando la eficiencia y sostenibilidad de todo el sistema.

El despliegue y gestión optimizada de la infraestructura de medida avanzada que permitirá tener información adecuada para los puntos anteriores. Aunque en términos generales se habla de la importancia de dotar a las redes de *smart meters* y otros sensores que den información sobre el estado de la red, pocas veces se aborda el tema de la complejidad de mantener la comunicación de todos estos dispositivos y de las aplicaciones y tecnologías que deben adoptar las empresas distribuidoras para lograr este complicado reto. En el caso de las redes de distribución terminal con *smart meters* comunicados mediante tecnología PLC, el medio de comunicación es el propio cable de la red de BT por lo que esta problemática hay que enfocarla desde el punto de vista de la gestión de la red eléctrica con la funcionalidad añadida de ser también red de comunicaciones.

Para hacer frente a los retos mencionados, es esencial un cambio radical en la forma de gestionar los sistemas de distribución. Es necesario aplicar una estrategia de digitalización que permita el funcionamiento semiautomático o automático tanto de los propios sistemas de distribución como de los dispositivos integrados en ellos. Este es el único camino para una penetración masiva y coordinada de los mencionados dispositivos en los sistemas de distribución, reduciendo la inversión en infraestructuras y maximizando la eficiencia y sostenibilidad de todo el sistema.

## **1.3.2.3.** El concepto de descentralización, redes ciberfísicas y tecnologías *data-driven*

Una tendencia emergente en la gestión de las redes de baja tensión es la descentralización del control. En lugar de gestionar la red de forma centralizada, se busca dividirla en pequeñas unidades autónomas, cada una gestionada de forma independiente pero coordinada con el resto del sistema.

Para implementar esta descentralización, es necesario desarrollar redes ciberfísicas que combinen infraestructuras eléctricas con sistemas avanzados de comunicaciones, medida y control. La gestión de estas complejas redes ciberfísicas, supone implementar sistemas de gestión de grandes volúmenes de datos basados en técnicas de *big data*, sistemas de representación y monitorización avanzada de datos eléctricos que permitan la accesibilidad y compatibilidad con todo tipo de dispositivos. También es crítico implementar sistemas de análisis inteligente de los datos obtenidos utilizando todo tipo de herramientas matemáticas disponibles, desde algoritmos convencionales de flujo de carga, estimación de estado y análisis de contingencias, hasta algoritmos avanzados basados en métodos estadísticos, *machine learning* o inteligencia artificial que permitan extraer el máximo conocimiento de los datos obtenidos para operar y planificar las redes y los dispositivos conectados a ellas de forma eficiente y sostenible.

Desde la perspectiva, la figura del Operador del Sistema de Distribución que gestiona la red inteligente digital actual y futura está analizando en detalle los retos mencionados y se están buscando soluciones innovadoras que muy probablemente conducirán a un cambio de paradigma en la gestión de la red de baja tensión. Es habitual comparar las redes de BT que se están digitalizando con las redes de nivel de tensión superior que ya se digitalizaron hace algunos años. Pero también hay otras tendencias que implican planteamientos innovadores en cuanto a plantear el problema desde cero y buscar soluciones de gestión descentralizada para hacer frente a los recursos energéticos distribuidos.

Aunque la idea no es nueva, ya que hace más de 20 años, se introdujo por primera vez el término "microrred" como solución para gestionar partes de las redes de distribución en las que había tanto consumo como generación distribuida, normalmente con una alta penetración de renovables [13]. Se retoma ahora esta idea de tal forma que la tendencia actual es considerar las enormes redes de distribución de baja tensión como una gran multitud de pequeñas entidades simples, compuestas por un transformador, su red de baja tensión asociada y los dispositivos digitales que la supervisan, en los diferentes puntos de consumo. De esta forma, un problema de enormes dimensiones se reduce a un gran número de problemas únicos, mucho más simples, que ahora se gestionan individualmente y que deben coordinarse con el resto de entidades simples que completan la red de distribución en su entorno más próximo, además de integrarse con los recursos distribuidos conectados a su red de baja tensión. Con esta nueva visión de la gestión de la red de baja tensión, el control hasta ahora centralizado queda enormemente simplificado, avanzando hacia una descentralización de la explotación de la red controlada por una multitud de unidades de proceso que trabajan coordinadas entre sí, gestionando cada una de ellas una simple entidad.

Con el despliegue de los *smart meters*, se ha dado un impulso decisivo que ha permitido finalmente la implantación de los dispositivos de medida y supervisión de los diferentes puntos de conexión de la red que ayudarán a la gestión activa del sistema de distribución. Para las empresas distribuidoras, este reto añadido a los mencionados anteriormente consiste en dar los pasos necesarios para conseguir un grado óptimo de mantenimiento de los dispositivos conectados a las redes y evolucionar las funcionalidades que estos pueden ofrecer, además de seguir innovando para conseguir un tiempo real o cuasi-real para la integración masiva y eficiente de los recursos distribuidos.

La cantidad de datos generados por los *smart meters* es enorme, lo que plantea un reto considerable en cuanto a su organización, tratamiento y análisis [14]. Aprovechar al máximo esto datos implica la necesidad de distinguir entre aquellos que aportan valor y los que no, a fin de evitar una sobrecarga necesaria de información. Para ello, es fundamental diseñar sistemas de diagnóstico y análisis de datos capaces de procesar eficientemente la información y ofrecer resultados útiles para la toma de decisiones basadas en datos.

En este contexto, las tecnologías relacionadas con la computación cobran gran relevancia, ya que, para cada grupo de datos y para cada funcionalidad, es crucial analizar y seleccionar la tecnología de procesamiento más adecuada. Esto implica que será necesario combinar diferentes enfoques tecnológicos, adaptando la elección según las características de los datos y las exigencias de latencia. Por un lado, la computación distribuida propia de los sistemas decentralizados, donde los datos deben ser procesados en múltiples nodos de la red, permitiendo una mayor autonomía y eficiencia local. Por otro lado, la computación en la nube (*cloud computing*) jugará un papel clave en la gestión y almacenamiento de grandes volúmenes de datos, ofreciendo una capacidad prácticamente ilimitada de procesamiento y análisis centralizado, ideal para operaciones de mayor envergadura o que no requieran respuestas inmediatas. Adicionalmente, la computación en el borde (*edge computing*) será esencial para aquellas aplicaciones que demanden una baja latencia y procesamiento en

tiempo real, como el control de dispositivos en sistemas domóticos o la gestión inmediata de la energía en instalaciones descentralizadas. Al procesar los datos cerca de la fuente, el concepto *edge computing* reduce los retrasos y permite respuestas más rápidas, cruciales para el correcto funcionamiento de los algoritmos que gestionan los recursos energéticos.

En resumen, la combinación de estas tecnologías será necesaria para adaptar el procesamiento de datos a las distintas necesidades operativas, garantizando la eficiencia, fiabilidad y rapidez del sistema en su conjunto.

#### 1.3.2.4. La innovación y actualización continua de tecnologías

Un reto tecnológico adicional a los ya mencionados es el ritmo acelerado de la innovación y la actualización continua de las tecnologías. La evolución de las tecnologías emergentes es tan rápida que, a menudo, para cuando se completa la implementación de una tecnología seleccionada, el mercado ya ha avanzado y esa tecnología se ha vuelto obsoleta. Esto obliga a iniciar un nuevo despliegue, con una variante más avanzada que ofrezca funcionalidades mejoradas y prestaciones superiores.

Este ciclo de constante actualización es particularmente evidente en el sector de las comunicaciones y en los dispositivos digitales y sensores, como los *smart meters*. A medida que los estándares y capacidades tecnológicas evolucionan, los equipos que inicialmente parecían adecuados para gestionar datos y procesos energéticos en tiempo real pueden quedar rezagados frente a nuevas opciones con mayor eficiencia, conectividad o capacidades de procesamiento. Este desafío implica no solo una inversión constante en la mejora de infraestructura, sino también una planificación estratégica flexible que permita adaptarse rápidamente a los cambios tecnológicos y maximizar las oportunidades que ofrecen las innovaciones.

La capacidad de gestionar esta obsolescencia tecnológica será clave para mantener la competitividad y la eficiencia en la gestión de las redes de distribución y en la integración de los recursos energéticos distribuidos, asegurando que las herramientas disponibles estén siempre alineadas con las demandas del mercado y los avances tecnológicos. Actualmente, en España, nos enfrentamos al nuevo reto que supone despliegue de contadores de segunda generación, con funcionalidades ampliadas, a nivel de medida y a nivel de comunicaciones para disminuir la latencia y conseguir la sincronización de las medidas.

Cada nueva característica añadida que se requiera incorporar al diseño inicial supone rehacer el modelado del gemelo digital y de los sistemas de prueba y diagnóstico. Este enfoque permite optimizar la obtención de resultados al facilitar la detección temprana de errores, aumentar la agilidad en los cálculos y calcular nuevos índices que contribuyen a mejorar la eficiencia, la fiabilidad y la optimización de los procesos.

Desde la finalización del despliegue de los *smart meters* de primera generación y hasta la actualidad, se han incorporado mejoras, nuevos equipos y funcionalidades que han optimizado el rendimiento de la infraestructura de medida avanzada. Esta innovación continua ha requerido una revisión constante del modelado de los equipos y los procesos asociados, adaptándolos a las necesidades emergentes.

Ha sido y seguirá siendo necesario tomar decisiones durante este proceso que incluyen: la selección de tecnologías para cada sensor, la elección de equipos de comunicación y la implementación de comunicaciones redundantes o híbridas, así como la adopción de protocolos específicos de comunicación. También ha sido esencial el desarrollo del *firmware* de los equipos, la definición de funcionalidades en las especificaciones técnicas y funcionales, y la determinación de estrategias de obtención y procesamiento de datos en tiempo real.

Otros aspectos relevantes incluyen la selección de métodos para la caracterización de la red y los equipos, así como para la clasificación y uso de índices de análisis. También destacan la incorporación de funcionalidades como el puerto serie para cliente, el diseño de aplicaciones específicas y la definición de la arquitectura y tecnologías a nivel de sistemas. Además, el creciente protagonismo del *big data* y de la inteligencia artificial ha planteado nuevos desafíos en el modelado y procesamiento de los datos, impulsando la capacidad de la infraestructura de medida avanzada para alcanzar su máximo potencial.

Una vez fijadas tarifas, instalados los contadores y estructurado el autoconsumo, las empresas distribuidoras de electricidad debe ser capaces de cumplir con la directiva europea, gestionando los sistemas de medida avanzada en tiempo real y proporcionando a los clientes finales acceso a los datos también en tiempo real.

#### 1.4. Estructura del documento

La presente tesis doctoral se organiza en siete capítulos, en el primer capítulo establece las bases de la investigación, presentando los antecedentes del tema estudiado, así como los retos regulatorios **y** tecnológicos que enfrentan las redes de distribución en la actualidad. Se exploran las motivaciones que justifican el desarrollo de esta tesis, así como los objetivos que se persiguen, orientados a mejorar la gestión y fiabilidad de las redes eléctricas a través de nuevas tecnologías. Este capítulo, además de contextualizar el problema, define el marco teórico y los desafíos que aborda la tesis.

El segundo capítulo está dedicado a la descripción detallada del **sistema MARTE**, que es el **Módulo de Autodiagnóstico de la Red inteligenTE**. Este sistema soporta el mantenimiento de la infraestructura avanzada de medida y la operación de los contadores inteligentes (*smart meters*) que se comunican mediante la tecnología PLC (*Power Line Communication*), permitiendo la recolección y análisis de datos de forma eficiente. Se examinan las funcionalidades del sistema, su arquitectura técnica y su importancia para el monitoreo y control de las redes de distribución en tiempo real. Este capítulo también analiza el impacto del sistema en la mejora de la gestión y mantenimiento de las redes eléctricas.

En el capítulo 3 se pone de relieve la importancia de los sistemas de prueba para validar las funcionalidades desarrolladas en redes de baja tensión antes de su implementación a gran escala. Se argumenta que estos sistemas deben estar basados en datos geográficos y topológicos reales para garantizar la fiabilidad de los resultados. Se profundiza en la estructuración de la información topológica, detallando los métodos para asegurar la fiabilidad de los datos, y se explican los procesos para detectar errores o discrepancias en la información de la red, aspecto crucial para mejorar la precisión de las simulaciones y pruebas. El capítulo 4 aborda la infraestructura de medida avanzada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), que permiten la monitorización y gestión remota de las redes eléctricas. Se describen en detalle las diferentes partes que componen estos sistemas, con énfasis en su funcionalidad individual. Además, se describe en qué consiste un sistema de telegestión y las partes que componen un sistema AMI, resaltando cómo la operación remota de los equipos contribuye a mejorar la eficiencia y fiabilidad del sistema. Asimismo, se estudia la importancia del mantenimiento de los sensores para garantizar la calidad de los datos recolectados y la fiabilidad del modelo, asegurando una operación eficaz del sistema.

El quinto capítulo se centra en la capa de datos, describiendo la estructura de la información necesaria para gestionar las redes inteligentes (*Smart Grids*). Se desarrolla un modelo de datos de inventario que incluye cada equipo de medida y su conexión con el elemento de red correspondiente donde está instalado y del cual aporta datos. También se detallan los datos recopilados de la infraestructura de medida inteligente y los diferentes índices o métricas que permiten clasificar los objetos y evaluar la fiabilidad de los modelos. Este capítulo incluye un análisis sobre la clasificación de las redes y la fiabilidad de los modelos generados a partir de dichos índices, con un enfoque particular en la calidad de la comunicación, la obtención de datos y la operación en tiempo real.

En el sexto capítulo se detalla la capa inteligente de las redes de distribución, con un enfoque en recursos, componentes y herramientas de análisis y en las funcionalidades desarrolladas para la operación y mantenimiento de la red. Se describe cómo se integran las herramientas de análisis con estrategias avanzadas de monitorización para optimizar el mantenimiento predictivo y correctivo de los sistemas de medida avanzada. Además, se describen las funcionalidades clave, como la identificación del estado de maniobra, la detección de faltas y generación de alarmas de fallo de red y de los equipos, que permiten una operación más segura y eficiente. También se subraya que, aunque para la planificación de la red no siempre es necesario operar en tiempo real, sí lo es para la operación y el mantenimiento predictivo, con el fin de cumplir con las normativas de calidad del suministro.

Finalmente, el último capítulo explora los gemelos digitales como la siguiente gran innovación para la gestión de redes de distribución en tiempo real. Se define el concepto de gemelo digital y los tipos de gemelos digitales y se explica cómo esta tecnología permite la creación de réplicas virtuales de los sistemas físicos para su monitorización y control en tiempo real. El capítulo describe las oportunidades y desafíos que enfrentan las empresas distribuidoras en la implementación de esta tecnología, así como su impacto en la mejora de la gestión de la red.

## Capítulo 2 2. Módulo de autodiagnóstico

Una vez explorados en profundidad los retos tecnológicos inherentes a las redes eléctricas de baja tensión, especialmente en lo que respecta a la integración de tecnologías de comunicación y monitorización en tiempo real, el siguiente paso lógico es el diseño de un módulo de autodiagnóstico de la red inteligente que aborde estas dificultades de manera directa. Como se ha señalado, la creciente complejidad de las redes inteligentes plantea desafíos en términos de escalabilidad, resiliencia y eficiencia operativa. Estos retos requieren soluciones innovadoras que no solo se adapten a las demandas actuales, sino que también evolucionen junto con la red misma. En este contexto, el módulo de autodiagnóstico propuesto en este trabajo responde a la necesidad de contar con herramientas capaces de ofrecer monitorización continua, detección de fallos y gestión dinámica de la red, tal como se detallará a lo largo del presente capítulo.

El módulo de autodiagnóstico de la red inteligente es un componente clave en el diseño de redes eléctricas de baja tensión, concebido para garantizar una operación eficiente y resiliente a través del uso de contadores inteligentes (*smart meters*) interconectados mediante tecnología de comunicación PLC (*Power Line Communication*). Este sistema no solo permite la supervisión y control en tiempo real de los diferentes componentes de la red, sino que también facilita la detección automática de fallos en los equipos digitales conectados a ella, la optimización de la distribución de energía y control de pérdidas y la identificación en tiempo real de posibles problemas antes de que afecten a la continuidad de suministro.

El objetivo principal de este módulo es proporcionar una herramienta que, mediante el uso de tecnología avanzada y sistemas interconectados, sea capaz de evaluar de manera continua el estado de la red eléctrica y de los equipos digitales y sensores conectados a ella y, al mismo tiempo, facilitar la toma de decisiones basadas en datos para garantizar su estabilidad y operatividad.

## 2.1. ¿Por qué es necesario un Módulo de Autodiagnóstico de la Red Inteligente?

Las redes eléctricas tradicionales han evolucionado hacia redes inteligentes debido a la creciente demanda de eficiencia energética, sostenibilidad, y seguridad en el suministro. Sin embargo, con esta evolución, también ha surgido la necesidad de sistemas más complejos de gestión y monitorización, capaces de garantizar un rendimiento óptimo en tiempo real.

En particular, las redes de baja tensión enfrentan desafíos adicionales debido a su estructura distribuida y al número de clientes conectados a ella. Se han generado nuevos modelos de gestión energética y nuevas oportunidades de negocio que, como denominador común, darán un papel activo a los prosumidores. Uno de los conceptos punteros en este momento es el de compartir energía entre prosumidores usando el concepto peer-to-peer. Existen algunos programas piloto en este sentido y muchas investigaciones en curso relacionadas con este tema. En [15] y [16] se puede encontrar una descripción de cómo se podrían implementar los contratos bilaterales para desplegar el reparto de energía entre iguales. En [17] y [18] se describen otros ejemplos de agrupación de prosumidores mediante generación fotovoltaica y cómo se pueden implementar las transacciones entre ellos.

Este cambio de paradigma exigirá una adaptación gradual de los sistemas de distribución. En la literatura se pueden encontrar algunos estudios que intentan cuantificar el impacto sobre la red de distribución de estos sistemas futuristas [19], [20]. Por ejemplo, en [21] se presenta un análisis muy detallado del impacto de los sistemas residenciales basados en energía fotovoltaica sobre la estrategia de un agregador eléctrico. En [22] se analiza el concepto de almacenamiento virtual para hacer frente a los altos niveles de penetración fotovoltaica en las redes de distribución. Se pueden encontrar en la literatura, muchos estudios sobre el impacto de estas nuevas tecnologías y paradigmas en la red de distribución [23]. Para cada regulación y configuración específica, debe realizarse un estudio de impacto antes del despliegue real. Por ejemplo, el estudio presentado en [24] se centra específicamente en la influencia del autoconsumo en el funcionamiento de la red de distribución en el caso esloveno.

En algunos casos, el impacto puede ser positivo si todos los recursos se dimensionan y operan correctamente [12] y [25]. Sin embargo, está perfectamente demostrado que una penetración descoordinada puede crear problemas en la red como, por ejemplo, enormes sobretensiones en redes de distribución con gran penetración de instalaciones fotovoltaicas [26]. El estudio presentado en [27] se muestra el efecto negativo de los prosumidores residenciales que poseen también cargadores de Vehículos Eléctricos (VE) en la calidad de energía de la red de distribución. En [28] se desarrolla un enfoque probabilístico del impacto de los sistemas fotovoltaicos en un escenario de autoconsumo. Rogeau et al., en [29], también proponen una metodología de planificación de la expansión para redes de distribución en función de la penetración del autoconsumo. Otras propuestas de operación permiten coordinar los dispositivos de almacenamiento de energía del prosumidor para proporcionar servicios auxiliares como el control de tensión [30].

También hay estudios que proponen diversos tipos de metodologías sofisticadas para gestionar recursos distribuidos, dimensionarlos e implementarlas en diferentes aplicaciones. Muchos de ellos utilizan procedimientos de optimización analíticos o metaheurísticos como es el caso de [31]. En [32], la selección del tamaño de las baterías se calcula mediante un procedimiento de optimización que considera la variación estacional de la demanda y la generación en los prosumidores y también la interacción entre la baja tensión y la media tensión.

El estudio presentado en [33] considera la interacción entre los paneles FV y los sistemas de almacenamiento, pero también tiene en cuenta el efecto de las bombas de calor. En [34], se propone un sistema de gestión de edificios para coordinar las cargas eléctricas, las cargas térmicas y la generación FV. En [35], Ruiz-Cortés et al. proponen un algoritmo para planificar el programa óptimo de carga y descarga de las baterías de prosumidores en una microrred. En el caso presentado en [36], la coordinación se realiza a nivel de barrio considerando hogares inteligentes compuestos por vehículos eléctricos (VE), almacenamiento de energía (ES) y generación FV. Todos estos trabajos tienen en común la adopción de una estrategia de optimización que coordina a los distintos prosumidores.

Aunque todos estos planteamientos mencionados han marcado una pauta para el medio/largo plazo, sin embargo, a corto plazo, y en la gran mayoría de los casos, los prosumidores han instalado los dispositivos de forma descoordinada siguiendo planteamientos egoístas y tratando de maximizar únicamente su propio beneficio sin tener en cuenta ninguna función de bienestar social.

En el artículo [25] se ha evaluado el impacto de las tecnologías fotovoltaica, cargadores de VE y baterías de almacenamiento de energía sobre la red de distribución en un escenario muy concreto, el nuevo creado en España tras el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, sobre Medidas Urgentes para la Transición Energética y la Protección de los Consumidores [37]. Esta normativa y su actualización posterior con la publicación del Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [11], han fomentado en los últimos años un drástico aumento de los niveles de penetración de los sistemas fotovoltaicos combinados con almacenamiento de energía a nivel doméstico.

Este aumento significativo de los prosumidores y de los clientes activos que pueden acceder a mercados de flexibilidad está suponiendo la materialización de diversos problemas de sobrecarga, pérdidas de energía, y fallos localizados que tienen efectos significativos en la estabilidad general del sistema y en la calidad de suministro. En este contexto, un módulo de autodiagnóstico como el que se propone es esencial para:

- Detectar fallos y anomalías antes de que escalen y afecten la estabilidad de la red.
- Optimizar la distribución de energía, identificando áreas de mayor demanda y ajustando la carga en consecuencia.
- Aumentar la resiliencia del sistema, permitiendo que el mismo responda de manera autónoma a problemas inesperados.

Esta necesidad de monitorización avanzada y resiliencia operacional en tiempo real ha sido uno de los principales motivadores para desarrollar el módulo propuesto, cuya funcionalidad está diseñada específicamente para abordar estos desafíos dentro de la empresa EDP Redes España para las sociedades en las que ejerce la figura de operador del sistema de distribución (OSD).

## 2.2. ¿Qué aspectos innovadores y qué complejidad está suponiendo el diseño del Módulo de Autodiagnóstico de Red Inteligente?

El diseño del módulo de autodiagnóstico propuesto en esta tesis es innovador debido a varios factores clave:

- Enfoque basado en entidades simples y escalables: El sistema se compone de entidades simples, que incluyen transformadores, equipos de medida inteligentes, alimentadores de BT y puntos de conexión, además de los concentradores, supervisores y equipos de comunicación alimentados por el mismo cuadro de baja tensión del transformador. Cada una de estas entidades funciona de manera autónoma, pero puede interactuar con otras a través de los enlaces físicos y operativos de la red. Esta modularidad facilita la escalabilidad del sistema, permitiendo su expansión a medida que se añaden nuevos elementos a la red sin comprometer su rendimiento general.
- Interacciones dinámicas y gestión de la red en tiempo real: Las interacciones entre entidades simples reflejan las conexiones físicas y operativas de la red de baja tensión. Estas interacciones permiten modelar cómo fluye la energía, cómo las sobrecargas pueden afectar a otras partes del sistema, y cómo se distribuye la carga entre diferentes elementos. El módulo de autodiagnóstico utiliza esta información para ajustar dinámicamente su operación, garantizando una respuesta eficiente ante cualquier contingencia. Además, permite analizar el impacto en la baja tensión de los fallos ocurridos en la media tensión y viceversa. Este tipo de análisis no era posible realizarlos ya que tradicionalmente los dos niveles de tensión se gestionan y operan por separado.
- Adaptabilidad a entornos heterogéneos: La posibilidad de tratar diferentes partes de la red de manera diferenciada también es un aspecto innovador del diseño. El módulo es capaz de manejar subredes con condiciones operativas distintas, como áreas con mayor flujo energético o zonas más interconectadas. Esto mejora la resiliencia del sistema y permite tratar de forma aislada problemas localizados sin afectar la operación de toda la red.

 Procesamiento eficiente de datos y toma de decisiones automatizada: El módulo también incorpora un enfoque de procesamiento distribuido, donde los datos recolectados por cada Smart meter son analizados de forma autónoma, pero también contribuyen a la caracterización global de la red. Esto permite que las decisiones, como la redistribución de la carga o la detección de fallos, se realicen de manera optimizada y en tiempo real.

Este conjunto de características convierte al módulo de autodiagnóstico en un sistema altamente innovador y complejo, que requiere no solo un diseño cuidadoso, sino también una implementación técnica avanzada, que hasta ahora no ha sido abordada en este nivel de detalle dentro del sector de las redes inteligentes de baja tensión.

# 2.3. ¿Por qué ha sido necesario desarrollar una tesis doctoral sobre esta temática?

El desarrollo del módulo de autodiagnóstico ha implicado un profundo trabajo de investigación y experimentación, ya que no existe actualmente un sistema que reúna todas las funcionalidades propuestas en un solo paquete para redes de baja tensión. Esta tesis doctoral ha sido necesaria para abordar varias áreas clave:

- Revisión y análisis de tecnologías existentes: Para diseñar el módulo, fue imprescindible revisar las soluciones actuales de sistemas de pruebas reales disponibles, las soluciones para la monitorización y control en redes inteligentes de BT en tiempo real, los sistemas existentes para el análisis de la red en lo que se refiere a comunicación PLC. Todo ello ha sido analizado identificando tanto sus limitaciones como sus oportunidades de mejora.
- Desarrollo de un sistema modular escalable: A diferencia de otros sistemas monolíticos, el módulo desarrollado se basa en entidades simples que pueden interactuar y operar de manera autónoma, lo que requiere una arquitectura flexible que se pueda escalar conforme la red crece.

- Implementación con tecnología PLC: El uso de la comunicación PLC que emplea la red eléctrica como medio físico para establecer la comunicación añade una capa de complejidad, ya que requiere que los *smart meters* no solo midan y reporten el consumo y otra información sobre los puntos donde están conectados, sino que también sirvan como nodos activos en la red de diagnóstico y control de las comunicaciones.
- Validación de las investigaciones sobre la red real de las distribuidoras de EDP Redes España: el entorno de validación de las investigaciones realizadas en el desarrollo de esta tesis ha sido el dieño e implementación del módulo de autodiagnóstico de red inteligente dentro de la empresa EDP, lo que ha permitido validar el sistema en un entorno real, asegurando que su arquitectura y funcionalidades cumplan con las exigencias del sector.

La necesidad de desarrollar un módulo de esta naturaleza, y la complejidad asociada a su diseño y aplicación, justifican plenamente el trabajo de investigación doctoral aquí presentado.

En conclusión, el módulo de autodiagnóstico de la red inteligente desarrollado en esta tesis doctoral representa una contribución significativa en el campo de las redes eléctricas de baja tensión, abordando tanto la necesidad de monitorización avanzada en tiempo real de la red de BT como la resiliencia operativa de la red inteligente. Su diseño modular, escalable y adaptable refleja una innovación clave, proporcionando un sistema que puede crecer junto con la red, manteniendo su capacidad para detectar y resolver problemas de manera autónoma y en tiempo real.



Figura 2.1. Esquema general del sistema de autodiagnóstico MARTE

En la Figura 2.1 se presenta la estructura general de capas del módulo de autodiagnóstico de red inteligente (MARTE). La investigación realizada ha sido crucial para garantizar que este sistema no solo funcione de manera eficiente, sino que también pueda ser implementado con éxito en un contexto real, como el de la empresa EDP. Para comprender con mayor detalle su funcionamiento, es necesario analizar cada una de las capas que conforman este módulo. Dichas capas representan los pilares tecnológicos y operativos sobre los que se sustenta la solución, permitiendo un proceso de diagnóstico estructurado y eficiente. En los próximos capítulos, se profundizará en las tres capas principales: la capa de datos topológicos y geográficos de la que resulta el sistema de pruebas basado en la red real, la capa de datos, donde se explican tanto la captura de éstos como su procesamiento y pre-análisis, y la capa inteligente con su posterior toma de decisiones de respuesta y actuación ante las situaciones detectadas. Cada una de las capas tiene una función específica dentro del sistema para garantizar una supervisión continua y una respuesta proactiva ante posibles fallos.

### 2.4. Hacia un gemelo digital en tiempo real de la red eléctrica

El objetivo final hacia el cual están trabajando tanto los operadores de los sistemas de distribución, como la comunidad investigadora, junto con los proveedores de sistemas de control de redes de distribución de electricidad, es obtener un gemelo digital en tiempo real de la red eléctrica. Este concepto, cada vez más relevante en el contexto de las redes inteligentes (*smart grids*), representa una réplica virtual precisa de la red física de baja tensión (BT), capaz de modelar, monitorizar y simular el comportamiento de la red en tiempo real.

Un gemelo digital de la red de baja tensión es, en esencia, una simulación digital dinámica que refleja con precisión el estado actual de la red eléctrica física. Este gemelo digital se alimenta de datos en tiempo real provenientes de diversos sensores y dispositivos, como *smart meters* y concentradores PLC (*Power Line Communication*). El gemelo permite visualizar y analizar el flujo de energía, las condiciones de carga, las fluctuaciones de tensión, y cualquier

anomalía que pudiera estar ocurriendo en la red física, lo que es crucial para la operación y planificación de la red eléctrica.

En este contexto, el módulo de autodiagnóstico juega un papel esencial, ya que garantiza la fiabilidad y precisión del gemelo digital. Este módulo es responsable de monitorizar continuamente el estado operativo de la red, identificando y filtrando posibles fallos o anomalías. Al proporcionar una evaluación precisa del funcionamiento de la red, el módulo asegura que el gemelo digital esté siempre sincronizado con la realidad, lo que es vital para la toma de decisiones operativas en tiempo real y para la planificación futura basada en simulaciones.

El módulo de autodiagnóstico interacciona con el gemelo digital a través de la recopilación y análisis de datos provenientes de la red física. Esta interacción es fundamental para que el gemelo digital pueda mantener una representación precisa del estado de la red. El módulo, mediante el uso de analítica avanzada y algoritmos de procesamiento de datos, valida la información que proviene de los medidores inteligentes y otros dispositivos. Detecta posibles inconsistencias o errores en los datos, como falsos positivos generados por problemas de comunicación o fallos en los equipos, y los filtra antes de que lleguen a los sistemas de gestión superiores.



Figura 2.2. Sistema descentralizado de autodiagnóstico y la interacción con los sistemas tradicionales de gestión de la red de distribución

En la Figura 2.2 se muestra la interacción entre el sistema descentralizado de autodiagnóstico con el resto de los sistemas tradicionales en la gestión de la red de distribución.

Uno de los aspectos críticos de este diseño es que no es posible desarrollar este módulo de autodiagnóstico directamente dentro de un sistema SCADA-ADMS (*Advanced Distribution Management System*). Estos sistemas están diseñados para recibir y procesar alarmas fiables, por lo que es imprescindible filtrar previamente las señales antes de que lleguen al sistema ADMS. En este punto, el módulo de autodiagnóstico actúa como un sistema intermedio que garantiza que las alarmas enviadas al ADMS sean fiables y precisas, evitando la propagación de falsos positivos generados, por ejemplo, por fallos en la comunicación entre los *smart meters* o por errores en los propios dispositivos.

El módulo de autodiagnóstico debe ser capaz de discriminar entre una alarma real y un problema de comunicación, asegurando que solo se transmitan alertas verificadas al ADMS para evitar interferencias en la gestión de la red. Esto es fundamental para que el sistema ADMS pueda optimizar la operación y la respuesta ante incidencias en la red sin verse comprometido por datos erróneos.

Es posible desarrollar este módulo utilizando una extracción del modelo de red desde un GIS (*Geographic Information System*), que provea una visión precisa y detallada de la infraestructura de la red de baja tensión. El modelo de red derivado del GIS, junto con el sistema de prueba implementado y descrito en el Capítulo 3, sirve como la base para el diseño e implementación del módulo de autodiagnóstico. El sistema GIS contiene información topológica y geográfica esencial que permite representar fielmente la disposición de los activos de la red, como transformadores, líneas de distribución, concentradores y medidores inteligentes, facilitando la sincronización precisa entre el estado físico de la red y el gemelo digital.

Uno de los requerimientos más importantes para el módulo de autodiagnóstico es tener un estado de operación real de la red sincronizado con el sistema SCADA-ADMS. Esto significa que el sistema debe ser capaz de reflejar, en tiempo real, las condiciones operativas exactas de la red eléctrica, incluyendo la disponibilidad de activos, el flujo de energía, y la detección de fallos. Para lograr esta sincronización, el módulo de autodiagnóstico recopila y procesa información proveniente de los *smart meters* y concentradores, lo que permite mantener actualizado el estado de la red tanto en el gemelo digital como en el SCADA-ADMS.

El estado de operación real de la red puede inferirse mediante la comunicación entre los contadores inteligentes y los concentradores PLC. En el despliegue actual, se ha instalado un concentrador PLC en cada cuadro de baja tensión (BT), el cual inyecta una señal PLC en la red asociada. Dicha señal llega a los *smart meters* que alimenta ese cuadro de BT cuando las condiciones de comunicación son normales, sin interferencia de ruidos en la señal PLC. Sin embargo, en ocasiones, cuando hay ruidos en la señal PLC o atenuaciones de la señal debido a largas distancias, pueden llegar producirse acoplamientos de señal, de tal forma que, la señal PLC puede llegar a otros contadores que no están directamente conectados a ese cuadro de BT. Esta situación, que puede causar confusión en la interpretación de los datos, puede detectarse mediante analítica avanzada. El módulo de autodiagnóstico es capaz de analizar estas interacciones anómalas y ajustar los datos en consecuencia, garantizando que el estado operativo refleje la realidad de la red.

La integración de la información topológica y geográfica del sistema GIS con los datos operativos en tiempo real del SCADA y con los datos capturados por los sensores de la infraestructura de medida avanzada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) es fundamental para garantizar una visión unificada de la red. La topología de la red, extraída del GIS, se combina con los datos de operación en tiempo real para ofrecer una representación precisa de la disposición geográfica y topológica de los activos y su estado operativo. Esto permite una gestión más eficaz de la red, facilitando la detección y resolución de fallos, así como la optimización del flujo de energía en la red de baja tensión.

La integración de los tres sistemas – el GIS, el SCADA-ADMS y el AMI– da lugar a un nuevo sistema descentralizado que proporciona una arquitectura flexible y escalable para la gestión de la red de baja tensión. Este sistema descentralizado es la base sobre la cual se acopla el módulo de autodiagnóstico, desempeñando una función clave como módulo de supervisión del gemelo digital en tiempo real. Al operar de manera descentralizada, el módulo de autodiagnóstico se beneficia de la integración de datos de múltiples fuentes, permitiendo una monitorización precisa y en tiempo real del estado operativo de la red y de los activos digitales conectados a ella. Esta configuración facilita una visión holística del comportamiento de la red, lo que es esencial para la fiabilidad del gemelo digital, al garantizar que refleje siempre las condiciones reales de la infraestructura eléctrica.

Además, este sistema debe incorporar información de todas las operaciones que se llevan a cabo en la red de baja tensión, tanto sobre los activos físicos de la red como sobre los equipos digitales conectados. Esto incluye el registro de actividades de mantenimiento programado, cambios operativos y cualquier intervención manual en los equipos. Al contar con esta información, el módulo de autodiagnóstico es capaz de discriminar en tiempo real entre fallos intempestivos — como interrupciones imprevistas o problemas en los equipos— y operaciones programadas de mantenimiento que forman parte de la gestión rutinaria de la red. Esta capacidad de discriminación es fundamental para evitar la generación de alarmas innecesarias y garantizar que las alertas enviadas al sistema de gestión sean precisas y fiables, contribuyendo así a la resiliencia operativa del sistema.

El resultado de estas cuatro integraciones —GIS, SCADA-ADMS, AMI y la información operativa — es un módulo de autodiagnóstico robusto y resiliente, que proporciona una supervisión continua y en tiempo real del gemelo digital. Este módulo no solo asegura que el gemelo digital sea una representación fiel de la red en su estado actual, sino que también optimiza la gestión de fallos y mejora la toma de decisiones al ofrecer una visión integrada y confiable de la infraestructura y sus operaciones. Esto garantiza la fiabilidad del gemelo digital en tiempo real, haciendo que sea una herramienta operativa clave tanto para la planificación como para la operación diaria de la red ela infraestructura y sus para la operación diaria de la red ela infraestructura y en tiempo real, haciendo que sea una herramienta operativa clave tanto para la planificación como para la operación diaria de la red de baja tensión.

## Capítulo 3

## 3. Sistemas de prueba reales

El desarrollo de sistemas de prueba es de suma importancia para disponer de un elemento de validación de funcionalidades en los sistemas de gestión de la información de redes eléctricas.

El modelado de la red eléctrica es uno de los principales retos a los que se enfrentan las empresas distribuidoras de energía. La red eléctrica es el medio de transporte de la energía y como tal es imprescindible su modelado y representación geográfica y topológica.

Uno de los obstáculos para los investigadores europeos era la falta de modelos representativos de la red. La mayoría de las redes de prueba representan redes de estilo norteamericano. Antes de desarrollar el primer sistema de prueba real, el único alimentador de prueba de baja tensión europeo IEEE que estaba disponible, no representaba claramente el estilo europeo de la red de distribución, ya que no incluía el conductor de neutro [38] y no permitía reproducir muchos de los problemas derivados de los desequilibrios de cargas. Además, se basaba en un esquema típico de urbanización de viviendas unifamiliares, cuando más del 80% de la población europea vive en edificios residenciales en entornos urbanos [39].

En el caso de las redes de baja tensión con *smart meters* comunicados mediante tecnología PLC, la red eléctrica cubre además la función de ser el medio físico de comunicación de los *smart meters* por lo que los sistemas de gestión del mantenimiento y operación de éstos responderá a los mismos retos y desafíos que los sistemas de gestión de la red eléctrica de BT.

El Sistema de Información Geográfica (GIS) de una distribuidora contiene el inventario maestro de activos de la red eléctrica y en él se geolocalizan y se almacenan todos los datos geográficos, topológicos y alfanuméricos de sus activos. Este sistema es clave para la correcta gestión de las redes de distribución.

Desde el sistema GIS se alimentan al resto de sistemas operativos, como el SCADA-ADMS, que representa el modelo topológico de la red necesario para permitir la operación en tiempo real y el sistema de operación de la infraestructura avanzada de medición, también llamado sistema AMI, donde se inventarían los activos digitales entre los cuales están los equipos de medida avanzada y sus equipos de comunicación.

Así mismo, el sistema GIS también deberá integrarse con el sistema de mantenimiento y operación de las redes inteligentes de BT o *Smart Grids*. El modelado de la red de BT y MT resultante permitirá la construcción de un modelo geográfico y topológico que represente digitalmente la red de distribución. Este modelo no sólo proporcionará una visión detallada de la infraestructura eléctrica y digital, sino que también servirá como un sistema de pruebas para ensayar las funcionalidades desarrolladas para la planificación y gestión del mantenimiento y operación de la red eléctrica y de los dispositivos de medida inteligentes conectados a ella que la transforman en una *Smart Grid*.

Además, este entorno simulado permitirá la verificación y ajuste de los dispositivos de medida inteligentes de la *Smart Grid*, optimizando su integración y desempeño en escenarios reales. Al alimentar al sistema con datos precisos del GIS, se mejorará la toma de decisiones en tiempo real, facilitando una gestión más eficiente de los recursos y aumentando la resiliencia y capacidad de respuesta ante posibles fallos o cambios en la red. De esta forma, el GIS no solo será una herramienta de representación visual, sino también una plataforma clave para la innovación y mejora continua en la operación de las redes eléctricas inteligentes.

El proyecto MARTE de EDP se inició con el modelado de las redes de BT y MT tomando los elementos clave del sistema GIS y los equipos digitales de la infraestructura de medida avanzada, generando un modelo de activos de red y activos digitales interrelacionado.

El resultado de este trabajo de integración de las dos configuraciones, la de la red y la de los equipos de medida digitales, dio como resultado el modelo denominado en EDP como Red Marte.

Para gestionar este modelo de forma eficiente, en colaboración con la Universidad de Oviedo, se implantó en una base de datos de grafos y se creó una vista web como interfaz de usuario para la visualización topológica unifilar y la vista topológica geográfica de los activos de red, la geolocalización de los equipos digitales sobre la red y la representación de variables discretas como los eventos espontáneos y variables continuas o series temporales como la curva de carga horaria y las estadísticas de comunicación.

El desarrollo del modelo para Red Marte he permitido el uso de la red de la distribuidora de EDP, E-Redes, como demostrador donde probar e implantar las funcionalidades para explotación de la red eléctrica como una *Smart Grid* que se han ido desarrollado en el marco del proyecto Invogrid.

En este capítulo se explicarán los tipos de sistemas de prueba y se describirá con detalle el primer sistema de prueba real europeo publicado en el artículo [40] con el título "Sistema de prueba europeo de baja tensión no sintético" ("*Nonsynthetic European Low Voltage Test System*").

### 3.1. Diferentes tipos de sistemas de prueba

Debido a la heterogeneidad de las redes de baja tensión, podemos hablar de la existencia de diferentes tipos de sistemas de prueba reales que pretenden reflejar las diferentes realidades en el comportamiento de las redes de BT. Por ese motivo, podemos hablar de redes urbanas, redes rurales, redes industriales, y redes mixtas donde pueden llegar a combinar diferentes niveles de tensión MT y BT y diferentes tipologías de redes según los diferentes tendidos ya sean aéreas o subterráneas, con cable trenzado, cable desnudo o cable aislado, con diferentes tensiones nominales o según su distribución y explotación, radial o mallada.

El primer sistema de pruebas real desarrollado a modo de piloto, dio como resultado la contribución académica más relevante de esta tesis doctoral mediante la publicación del artículo [40] con el título "Sistema de prueba europeo de baja tensión no sintético" ("*Non-synthetic European Low Voltage Test System*").

Este primer modelo representa una red urbana de baja tensión con 30 transformadores MT/BT y sus alimentadores y redes de baja tensión asociadas. También contiene los *smart meters* desplegados en cada punto de conexión. La publicación contiene el modelo completo, y los scripts necesarios para reconstruirlo en la herramienta de análisis de red OpenDSS, además los datos de

consumo horario de 20 días agregados por cada caja general de protección (CGP) o acometida.

El desarrollo del primer modelo ha representado un paso significativo para contar con un sistema de prueba. Sin embargo, sigue siendo necesario disponer de modelos de red que representen otras configuraciones, a fin de posibilitar la realización de nuevos análisis y desarrollo de herramientas adicionales [41], [42].

Este modelo ha servido de base para la generación de otros tres más amplios, uno de ellos urbano en una zona alta densidad de puntos de conexión, otro rural disperso y un tercero industrial y mixto MT-BT.

Estos modelos se han publicado también para que puedan ser utilizados por la comunidad investigadora [43]. En las Figura 3.1, Figura 3.2 y Figura 3.3 se muestran las representaciones gráficas de los tres modelos y en las Tabla 3-1, Tabla 3-2 y Tabla 3-3 se indican los datos de los elementos de red.



Figura 3.1. Modelo de red urbano con alta densidad de puntos de conexión

Tipo de elemento de red	Número
Transformardores M/BT	68
Puntos de conexión (CGP)	2.594
Cargas monofásicas y trifásicas	35.297

Tabla 3-1. Elementos del modelo de red urbano con alta densidad de puntos de conexión



Figura 3.2. Modelo de red rural disperso

Tipo de elemento de red	Número
Transformardores M/BT	66
Puntos de conexión (CGP)	2.340
Cargas monofásicas y trifásicas	2.731

Tabla 3-2. Elementos del modelo de red rural disperso



Figura 3.3. Modelo de red industrial mixto MT-BT

Tipo de elemento de red	Número
Transformardores M/BT	22
Puntos de conexión (CGP)	192
Cargas trifásicas	192

Tabla 3-3. Elementos del modelo de red industrial mixto MT-BT

Utilizando esta misma metodología se han preparado los datos de la distribuidora E-Redes para cargar en la aplicación Red Marte y se ha logrado un sistema de prueba real para 650.000 puntos de conexión de esta distribuidora.

En la actualidad se está trabajando en la organización de los datos de Viesgo para lograr un modelado igual al de E-Redes que permitirá ampliar el sistema de prueba para todas las redes gestionadas por EDP Redes España usando el modelo aquí descrito y cubriendo la totalidad de la red, duplicando los nodos gestionados ya que la distribuidora Viesgo cuenta con unos 710.000 puntos de suministro en baja tensión, que sumados a los 690.000 de E-Redes, supondrá la gestión de 1,4 Millones de clientes de BT.

# 3.2. Descripción de los elementos de red y modelo de datos

En esta sección se explicará el modelo de datos resultante y descrito en el artículo [40]. Y en la siguiente sección se explicarán los datos brutos del sistema GIS utilizados para el desarrollo de este modelo de red.

El conjunto completo de datos y funciones también forman parte de la publicación como material complementario. Como el modelo publicado se puede integrar en OpenDSS, será posible modificar la topología de la red cambiando la posición de los elementos de maniobra de los datos obtenidos del sistema GIS y para volverlos a integrar en OpenDSS de forma automática con las funciones proporcionadas en la publicación.

Las características básicas de la red modelada son los siguientes:

- La tensión nominal entre fases es de 416 V y la frecuencia de 50 Hz.
- La red de BT está diseñada como un sistema de 4 hilos con neutro aislado de la tierra del consumidor. La tensión del neutro se puede monitorizar en cada segmento y sólo se conecta a tierra en la subestación según el esquema de puesta a tierra TT [44].
- La red de prueba consta de 8.087 cargas y 30 transformadores de distribución que representan a una pequeña área urbana.
- La red consta de 10.290 segmentos, de los cuales 2.681 son monitorizados.
- Los datos de carga se definen como series temporales de datos de contadores inteligentes durante 20 días y cada hora.

La Figura 3.4 representa el diagrama unifilar de la red de prueba del sistema de distribución europeo real. Los círculos rojos representan las subestaciones de distribución y las líneas negras la red de BT. Las líneas de MT no se tienen en cuenta en el sistema, sino que, para simplificar el modelo, se ha tomado como hipótesis de partida que todas las subestaciones se alimentan de una única fuente infinita.



Figura 3.4. Diagrama unifilar sistema de prueba europeo de baja tensión

A continuación, se describen los distintos componentes de la red:

- La fuente de tensión está definida por la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica similar al alimentador de prueba europeo IEEE. La tensión de base es de 22 kV. Todas las subestaciones están conectadas a una única fuente casi infinita.
- 2) Las líneas de MT son virtuales y conectan la fuente con los transformadores. Están diseñadas para tener una resistencia muy baja de 25µΩ para que el efecto de las líneas de MT sea mínimo, pero este valor se puede ajustar en función de la potencia de cortocircuito en los distintos puntos de la red. Son de tres hilos y se conectan al lado triángulo (primario) de los transformadores. Hay 30 líneas de este tipo, una por centro de transformación. Se denominan mv1, mv2, ... mv30 y el código de línea asignado es 101 con una longitud de 5 m (ver Tabla 3-4).

Línea MT	Segmento 1	Segmento 2	Fases	Código línea	Longitud (m)
mv2	Source	2	3	101	5
mv3	Source	3	3	101	5

Tabla 3-4. Líneas de MT del sistema de pruebas

3) Los transformadores de distribución son 30 y todos ellos tienen la misma configuración triángulo-estrella (conectados a tierra). La tensión nominal es de 22/0,420 kV y los hay de diferentes potencias: 100, 250 y 630kVA. La impedancia del transformador es del 4% para todas las unidades. La Tabla 3-5 contiene la descripción de dos transformadores de potencia.

	Trafo	[Seg1 Seg2]	Conexión	kVA	kV	XHL
	TD401346	[1 31]	Dy	<mark>630</mark>	[22 0.420]	4.0
	TD400291	[2 32]	Dy	1000	[22 0.420]	4.0
1				1		

Tabla 3-5. T	Fransformadore	s de distribución	del sistema a	de pruebas
--------------	----------------	-------------------	---------------	------------

4) Los alimentadores de BT son los elementos que conectan el secundario del transformador con el interruptor general de la subestación transformadora (ST). Todos los alimentadores se modelan como elementos de 4 hilos con el código de línea 205 (3(1x240) 1x150mm<sup>2</sup>). En los datos del GIS podemos encontrar alimentadores con interruptores generales abiertos y cerrados. Sólo los que tienen el interruptor general cerrado son lo los que se consideran en el modelo eléctrico. En el caso de estudio tenemos 161 alimentadores denominados feeder1, feeder2,..., etc. En la Tabla 3-6 se puede ver un ejemplo de cómo se definen los alimentadores de BT.

Feeder	[Seg1 Seg2]	fases	Código línea	Longitud (m)
feeder1	[31 31_1]	4	205	4.340
feeder2	[31 31_2]	4	205	3.678

5) Fusibles de línea de BT: cada alimentador tiene un conjunto de fusibles que lo conectan con la red de BT. En esta red de prueba sólo se tienen en cuenta los fusibles que están cerrados. Se supone que la resistencia efectiva de los mismos es de  $25\mu\Omega$  y se representa

mediante un elemento de línea con el código de línea 102 y una longitud de 0,5 m (véase Tabla 3-7). Cada alimentador tiene un conjunto de fusibles, lo que hace un total de 161 grupos de fusibles denominados cktbk1, cktbk2, etc. El segmento 1 del grupo de fusibles está conectada a la cabecera del alimentador de BT, mientras que el segmento 2 está conectada a la red de BT.

Fusibles	[Seg1 Seg2]	fases	Código línea	Longitud (m)
cktbk1	[31_1 2643]	4	102	0.5
cktbk2	[31_2 2644]	4	102	0.5

Tabla 3-7. Grupos de fusibles del sistema de pruebas

6) La red de BT conecta el transformador con los consumidores. La red de BT se modela como un conjunto de líneas de 4 hilos con neutro aislado. El código de línea para los diferentes tipos de cable se presenta en la Tabla 3-8 y la resistencia y reactancia respectivas (en Ω) de la sección transversal se representan en la Tabla 3-9. La resistencia y la inductancia de una línea específica se representan mediante matrices 4×4. En el caso de las matrices siguientes (que representan líneas con el código 201) sólo se ha considerado la resistencia y la inductancia.

Tipo cable BT	Aéreo	Subter.
BT - MANGUERA	201	301
BT - RV 0,6/1 KV 2*16 KAL	202	302
BT - RV 0,6/1 KV 2*25 KAL	203	303
BT - RV 0,6/1 KV 3(1*150 KAL) + 1*95 KAL	204	304
BT - RV 0,6/1 KV 3(1*240 KAL) + 1*150 KAL	205	305
BT - RV 0,6/1 KV 3(1*240 KAL) + 1*95 KAL	206	306
BT - RV 0,6/1 KV 4*25 KAL	207	307
BT - RV 0,6/1 KV 4*50 KAL	208	308
BT - RV 0,6/1 KV 4*95 KAL	209	309
BT - RX 0,6/1 KV 2*16 Cu	210	310
BT - RX 0,6/1 KV 2*2 Cu	211	311
BT - RX 0,6/1 KV 2*4 Cu	212	312
BT - RX 0,6/1 KV 2*6 Cu	213	313
BT - RZ 0,6/1 KV 2*16 AL	214	314
BT - RZ 0,6/1 KV 3*150 AL/80 ALM	215	315
BT - RZ 0,6/1 KV 3*150 AL/95 ALM	216	316
BT - RZ 0,6/1 KV 3*25 AL/54,6 ALM	217	317
BT - RZ 0,6/1 KV 3*35 AL/54,6 ALM	218	318
BT - RZ 0,6/1 KV 3*50 AL/54,6 ALM	219	319
BT - RZ 0,6/1 KV 3*70 ALM/54,6 AL	220	320
BT - RZ 0,6/1 KV 3*95 AL/54,6 ALM	221	321
BT - RZ 0,6/1 KV 4*16 AL	222	322
BT - Desconocido BT	250	250
HV Line 101	-	
LV Circuit Breaker 102	-	

Tabla 3-8. Códigos de los diferentes tipos de cable de BT utilizados

\_\_\_\_\_

Cross-section	R(Aéreo)	X(Aéreo)	R(Subt.)	X(Subt.)
2 mm Cu	9.9	0.075	9.9	0.075
4 mm Cu	4.95	0.075	4.95	0.075
6 mm Cu	3.3	0.075	3.3	0.075
16 mm Cu	1.23	0.08	1.23	0.08
16 mm Al	2.14	0.09	2.14	0.09
25 mm Cu	1.34	0.097	1538	0.095
35 mm Al	0.907	0.095	0.907	0.095
50 mm Al	0.718	0.093	0.718	0.093
54.6 mm Al	0.658	0.09	0.658	0.09
70 mm AL	0.454	0.091	0.515	0.085
80 mm Al	0.39	0.090	0.450	0.084
95 mm Al	0.3587	0.089	0.410	0.083
150 mm Al	0.231	0.095	0.264	0.082
240 mm Al	0.160	0.079	0.160	0.079
Desconcido	0.210	0.075	0.21	0.075

Tabla 3-9. Resistencia y Reactancia (en  $\Omega$ /km)
Los segmentos de línea suman un total de 2.490. Para definir las coordenadas físicas de todos los puntos dentro de una línea y crear una topología gráfica similar a la real, los segmentos se dividen en varias partes. Estos segmentos se denominan subpartes del segmento principal y sólo la última subparte se denomina con un número entero y se supervisa. La última subparte coincide con el nombre de la línea para facilitar la supervisión. Los nombres de los segmentos de línea empiezan por 61. Los primeros 60 enteros se utilizan para representar los lados de AT y BT de los transformadores de distribución.

La Figura 3.5 representa la forma en que se representan los distintos componentes del sistema. El nombre en rojo es el nombre de los segmentos de línea mientras que el que aparece en negro es el número de Bus. La razón de este tipo de nomenclatura es reducir los buses redundantes en el alimentador de prueba con fines de monitorización y para el mantenimiento del mismo número de bus y línea cuando se cambia la configuración de BT.



Figura 3.5. Representación de los componentes del sistema de prueba

7) Fusibles de red de BT: una característica especial de estos sistemas de prueba de BT es la presencia de fusibles intercalados en la red de BT que pueden maniobrarse en coordinación con otros fusibles de los alimentadores de los centros de transformación para cambiar la configuración de la red. Se supone que la resistencia efectiva de estos disyuntores es de 25μΩ. El archivo OpenDSS sólo contiene los interruptores que están cerrados y se modelan mediante elementos de línea con muy baja impedancia. Los elementos interruptores se representan como líneas con nombre fusible1, fusible2, ...etc y sus parámetros son similares a los interruptores de subestación definidos Tabla 3-7.

Los fusibles abiertos se comentan en el script OpenDSS. Si hay un cambio en la red producido por una operación de conmutación de uno o más fusibles, es posible mediante el script MATLAB preparar un nuevo archivo OpenDSS. La conmutación puede realizarse modificando el archivo Excel obtenido a partir de la representación GIS de la red.

8) La carga se define por el número de fases, la fase conectada si es monofásica y la curva de carga horaria. El neutro de la carga está conectado al neutro de la red de distribución y es diferente de la tierra del consumidor. El sistema está diseñado de forma que la tensión del consumidor sea la tensión de fase a neutro en lugar de la tensión de fase a tierra. Para cada carga se dispone de la información de curva de carga durante 20 días y cada hora. Los datos de curva de carga se obtienen del contador inteligente real en las instalaciones del consumidor. La carga se modela como carga PQ constante con P dada a través de la curva de carga y se considera un factor de potencia constante de 0,95. En la red de prueba propuesta hay 8.087 cargas que son una combinación de cargas monofásicas y trifásicas. La curva de carga de cada carga se extrae de los datos reales de los contadores inteligentes.

Nombre	Fases	Segmento	RST	kV	kW	PF	perfil
LOAD1	1	1233	Т	0.23	1	0.95	shape_1
LOAD2	3	1240	RST	0.4	1	0.95	shape_7

Tabla 3-10. Definición de las cargas del sistema de pruebas

9) El componente reactor se utiliza para conectar a tierra el neutro de la subestación de distribución. En cada subestación se utiliza un reactor de resistencia  $5\Omega$  y reactancia  $0,01\Omega$  en el lado de baja tensión para conectar a tierra el neutro del transformador. (ver Tabla 3-11).

Nombre	fases	Segmento 1	Segmento 2	R (Ω)	Χ (Ω)
grnd1	1	31.4	31.0	5	0.01
grnd2	1	32.4	32.0	5	0.01

Tabla 3-11. Reactor de neutro en el sistema de pruebas

10) Smart meters y monitores: Para observar las variables eléctricas en las subestaciones y la red de BT, se añadieron los modelos de monitores al modelo matemático. Los monitores se dividen en 3 tipos: monitores en el lado de BT del transformador, monitores de cabecera de línea de BT y monitores de líneas de BT. Sirven para supervisar la potencia activa, la potencia reactiva, la tensión y la corriente en el transformador, en la cabecera de los alimentadores de BT y los segmentos de BT supervisados. Como el modelo es de 4 hilos, podemos obtener la tensión y la corriente del neutro de forma directa. La red de MT es un sistema de 3 hilos sin neutro físico. Se define un contador de energía de cada subestación en el lado de BT del transformador. La red de BT de cada centro de transformación se define en una única zona de control en OpenDSS.

El propósito de este trabajo ha sido el de proporcionar la caja de herramientas para convertir directamente los datos GIS en bruto en un modelo OpenDSS con su script listo para ser resuelto. En sección siguiente se describirán los datos brutos de GIS y en la publicación también están descritos y publicados los scripts necesarios para convertir los datos brutos de GIS en un archivo OpenDSS y para ejecutar el análisis de flujo de potencia y el postanálisis en Matlab.

### 3.3. Datos brutos de GIS del modelo de red

Los datos de red tomados del archivo GIS obtenidos de GIS junto con los datos de curva de carga obtenidos de las lecturas de los contadores inteligentes forman los datos brutos y se guardan en la carpeta GIS\_data. Esta carpeta contiene 4 tipos de archivos Excel denominados: 'master.xlsx', 'load.xlsx', 'phase meters.xls' y 'fileY.xlsx'.

El fichero master.xlsx es el archivo bruto de la red extraído de GIS con seis pestañas del libro de Excel que se explican a continuación:

 Transformador (CT -TRAFO): La Tabla 3-12 representa el fichero bruto de los transformadores. El nombre de los transformadores se representa unívocamente en la columna H, que se toma como nombre del transformador en la red de prueba. Las columnas F y K representan los lados MT y BT del transformador, respectivamente. La columna J representa la capacidad del transformador en kVA y las columnas D y E son las coordenadas X e Y de la subestación transformadora.



Tabla 3-12. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de transformadores

Alimentador o línea de BT: Los datos de los alimentadores en el 2) fichero bruto obtenido del GIS son los que se muestran en la Tabla 3-13. Este archivo contiene información de todos los alimentadores conectados a los transformadores con el estado de los fusibles de cada salida de línea BT. Las columnas I y J representan el estado normal y el estado actual de los fusibles. Para simular cualquier cambio en la explotación de la red, debe cambiarse el estado actual de los fusibles. El símbolo "A" se refiere al fusible abierto y "C" al fusible cerrado. La columna E se refiere al lado BT del transformador, mientras que la columna F se refiere a la salida de BT de cada alimentador. En el modelo OpenDSS, el alimentador y los fusibles se representan mediante elementos de línea y se omiten si los fusibles de la salida de BT están abiertos. Actualmente, dado que el motor OpenDSS no dispone de una interfaz sencilla para la reconfiguración de la red, el archivo Excel puede modificarse para producir el cambio en el modelo OpenDSS de la red. Lo importante es detectar el elemento de maniobra correspondiente en la red que se va a accionar para evitar

dejar aislada la carga o parte de la red. Los alimentadores de prueba y la red de los sistemas de distribución se crean básicamente de 4 formas. La primera, la más común, consiste en tomar los datos de la red de distribución real, eliminar los datos privados y sanearlos con nuevos nombres fáciles. El otro método consiste en agrupar varias redes reales para crear una red sintética. El tercer método es el diseño manual de la red de distribución. El cuarto método en uso son las herramientas de planificación basadas en criterios económicos y técnicos para crear una red de distribución realista. En este caso, la red de prueba europea de BT se genera tomando los datos reales de una ciudad y saneándolos para eliminar los datos privados y la información redundante en los datos GIS. A continuación, se crea el modelo de red en OpenDSS.



Tabla 3-13. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de alimentadores de BT

3) Segmento de línea de BT: El fichero de segmento de línea tiene los datos de todos los segmentos de línea de la red que se pueden ver en la Tabla 3-14. Las columnas F y G de este fichero representan el nudo1 y el nudo2 de cada segmento de línea. La columna B representa la longitud del segmento, mientras que la columna H se utiliza para representar el tipo y el tamaño del cable. La columna C representa la naturaleza del cable, aéreo o subterráneo. La estructura de este fichero es bastante compleja, ya que los nudos 1 y 2 no están dispuestos siempre en el mismo orden, lo que debe tenerse en cuenta durante la indexación y la formulación del modelo.

A	В	С	D	E	F	G	Н
MSLINK	Longitud	Tipo	MSLínea	CLAVE_Línea	Nudo_origen	Nudo_destino	Tipo cable
1374736	1	Subterráneo	73796	5	41291	3225463	BT-RZ0,6/1 KV 4*25 KAL

Tabla 3-14. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de los segmentos de línea BT

4) Coordenadas de los segmentos de línea: Los segmentos de línea necesitan coordenadas para ser representados en un mapa. Los segmentos de línea no siempre son tramos rectos, por lo que requieren más puntos de coordenadas su representación geográfica correcta como se muestra en la Tabla 3-15. Estas coordenadas se representan definiendo diferentes tramos de línea como se muestra en la Figura 3.5. La columna D de este fichero indica la referencia del sistema GIS para la línea a la que pertenecen las coordenadas. La columna F muestra el orden de las coordenadas específicas en coordenadas para representar el segmento de línea.

А	В	С	D	E	F	G	Н
MSLINK	Longitud	Tipo	MSLINK_Línea	CLAVE_Línea	Orden_vértice	х	Y
74242	32	Aéreo	74239	1	0	284321.44	4807668.4

Tabla 3-15. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de las coordenadas de los segmentos de línea

5) Fusibles: Los fusibles representan los elementos de maniobra de la red de BT y el extracto del archivo bruto obtenido del sistema GIS se muestra en la Tabla 3-16. El archivo contiene detalles de los nudos 1 y 2 en las columnas D y E respectivamente. Las columnas F y G representan el estado normal y el estado de operación real de los fusibles. Para cambiar la configuración de la red, se debe cambiar el estado de operación real de los fusibles. Al igual que los estados de elementos de maniobra descritos anteriormente, C representa el estado Normalmente Cerrado (NC) y A representa el estado Normalmente Abierto (NA). Este archivo también contiene los datos de estado de los fusibles de los elementos de maniobra que enlazan dos alimentadores de BT de diferentes subestaciones trasformadoras.

A	В	С	D	E	F	G
MSLINK_Fusible	Х	Y	Nudo_Origen	Nudo_Extremo	EST_normal	EST_operac
80034	284481.72	4808081.4	44257	1402524	А	А

Tabla 3-16. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de los fusibles

6) Puntos de conexión de las cargas, también denominados Acometidas o Cajas Generales de Protección (CGP o General Protection Box GBP): Este es el archivo en bruto que vincula las cargas con los puntos de conexión a la red como se muestra en la Tabla 3-17. Todas las cargas se conectan a través del punto de conexión (Acometida) mostrado en la columna D, mientras que el nudo de la columna C es el nudo de la red. Para simplificar, se supone que la carga se conecta directamente en la red, en lugar de los puntos de conexión de carga en las simulaciones. El archivo también tiene las coordenadas de esos puntos de conexión de carga en las columnas E y F.

۸	D	<u> </u>		E	
A	D	C	D	E	Г
MSLINK	Clave_BDI	Nudo_orig	Nudo_dest	Х	Y
1220006	15152501	954350	3790730	284846.86	4807846.4

Tabla 3-17. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de conexión de las cargas a la red

El segundo fichero Excel en GIS\_data se denomina 'load.xlsx' y el formato de los datos se muestra en la Tabla 3-18. El archivo contiene el número único del contador inteligente en la columna A y el punto de conexión a la red en la columna R. La columna S determina el transformador al que está conectado el contador inteligente en funcionamiento normal.

A	R	S	Т
Referencia	Acometida	Línea	Clave_CT
SAG0145432047	36767901	2	C000601

Tabla 3-18. Extracto del fichero que relaciona los smart meters con los puntos de conexión

El tercer archivo Excel con el nombre "phase meters.xls" contiene los datos de las fases a las que está conectado cada smart meter. Los datos de las fases se recopilaron a partir de la verificación sobre el terreno de los resultados obtenidos de la comunicación PLC. Como se muestra en la Tabla 3-19, la columna A es el ID único del contador inteligente y la columna B es la fase en la que está conectado. Las letras R, S y T de la columna B indican la fase A, B

y C respectivamente para la carga monofásica, mientras que RST representa las cargas trifásicas.



*Tabla 3-19. Extracto del fichero que contiene la fase de conexión de cada smart meter* 

El cuarto tipo de archivo se ha dividido en varios ficheros denominados 'ficheroY.xlsx', donde Y=1,2,3,... en función de los datos de carga. Estos archivos contienen los datos de las curvas de carga horarias obtenidos del contador inteligente mediante el sistema de captura de medida. Como se muestra en la Tabla 3-20, la columna C representa el identificador único del contador inteligente y la columna G es la potencia activa obtenida de ese contador. La columna D representa la fecha y la hora de la carga consumida y la columna E es el día del que se obtienen los datos de carga. A veces, los datos de carga no están completos para algunos contadores debido a problemas de comunicación o al cambio de contador que ha tenido que ser sustituido por fallo del mismo. La columna I contiene la potencia reactiva de la carga, pero no se tiene en cuenta en el modelo actual porque se utiliza un factor de potencia constante, aunque podría incorporarse. Las demás columnas no se utilizan en el modelo actual, por lo que no se detallan.



Tabla 3-20. Extracto de uno de los ficheros de curvas de carga

Los archivos de datos de red obtenidos del sistema GIS real y del sistema de infraestructura de medición avanzada AMI pueden extraerse y convertirse al formato OpenDSS para los cálculos de flujo de potencia utilizando las siguientes funciones (también proporcionadas como material adicional). Los dos comandos de Matlab utilizados para crear el archivo OpenDSS son A\_MakeNet.m y B\_MakeLoad. Mediante la ejecución de estos comandos se crea el modelo de red

real en OpenDSS de tal forma que se pueden realizar flujos de carga y explotar otras funcionalidades disponibles en este programa de análisis de redes.

# 3.4. Resultados y conclusiones del sistema de pruebas real publicado

En la publicación se detallan las funciones creadas para el módulo de conversión de la red y las funciones correspondientes para crear los archivos con los perfiles de carga medidos por los *smart meters*.

Una vez cargado el modelo en OpenDSS ha sido posible la obtención de los resultados que se explican a continuación mediante la realización del flujo de carga sobre el sistema de pruebas real resultante, utilizando los datos de perfiles de carga aportados.

El modelo está diseñado para monitorizar la potencia activa y reactiva, la tensión y la corriente a nivel de segmento, de alimentador de BT, de transformador y a nivel de red.

La Figura 3.6 muestra el resultado agregado del flujo de potencia activa y reactiva en el cuadro de BT del transformador 13. Este sería el dato que mediría un supervisor de transformador TS conectado al transformador 13 durante 20 días. El gráfico superior de la Figura 3.7 muestra la tensión de en el cuadro de BT del transformador 13 para el primer día por cada hora y el gráfico inferior de la misma figura muestra la potencia horaria agregada en el transformador 13 en cada una de las horas del primer día.



potencia activa y reactiva en el cuadro de baja tensión del transformador.

Time (h) 15 20

Figura 3.7. Tensión y potencia en el cuadro de baja tensión del transformador.

La Figura 3.8 representa el resultado del flujo de cargas en el segmento 2113 de la red de BT durante 20 días. Las líneas de BT son elementos de 4 hilos, por lo que también pueden monitorizarse la corriente y la tensión del neutro. Se ofrece una representación separada de la corriente y la tensión del neutro.



Figura 3.8. Resultado del flujo de cargas en el segmento 2113 cada día durante 20 días

En la Figura 3.9 podemos observar las tensiones fase-tierra, fase-neutro y neutro-tierra en el segmento 2113 durante el primer día del estudio. La mayoría de las redes de prueba anteriores no tienen en cuenta el neutro o utilizan equivalentes de tres hilos, pero en las redes de BT europeas desequilibradas con puesta a tierra, la tensión del neutro desempeña un papel importante en el lado del consumidor.



Figura 3.9. Tensiones del segmento 2113 durante el día 1

Un concepto similar se utiliza para la supervisión de los alimentadores de BT monitorizando el primer segmento de red del alimentador. La Figura 3.10 representa la potencia agregada en toda la red en 24 horas en el día 1. También es posible monitorizar la potencia reactiva.



Figura 3.10. Potencia agregada de toda la red durante 1 día

Como conclusión, este modelo de red de prueba proporciona todos los datos necesarios para simular una gran red de distribución de BT de tipo europeo con líneas de 4 hilos y sistema de puesta a tierra. Se han presentado los datos brutos extraídos de un sistema GIS real de una compañía eléctrica y se han proporcionado todas las herramientas para analizar los datos brutos y transformarlos en un modelo OpenDSS adecuado. Hasta el momento, no existía ningún conjunto de datos y sistema de pruebas de este tipo en la bibliografía, ya que todos los sistemas anteriores son sintéticos o contienen simplificaciones que los hacen poco representativos de las redes europeas. Junto con la descripción de la red, también se proporcionan los datos reales de más de 8.000 smart meters durante 20 días. El conjunto constituye un sistema de pruebas estándar no sintético que puede ayudar a los investigadores a realizar estudios de flujo de potencia y estimación de estado, probar algoritmos, evaluar el impacto de la generación de distribución, prosumidores y vehículos eléctricos, estudios de planificación y monitorización, etc. Los datos proporcionados contienen la configuración convencional de la red, aunque un conjunto de casi 200 fusibles e interruptores permite a los usuarios probar otras configuraciones.

## 3.5. La red de EDP iberia con EDP Redes España como área de pilotaje

En los capítulos anteriores se ha descrito los hitos regulatorios y tecnológicos que han llevado a las empresas distribuidoras a un despliegue masivo de medidores inteligentes. Antes de emprender este despliegue, las distribuidoras realizaron análisis técnico-económicos y pilotos con diversas tecnologías para determinar qué tipo de equipamiento digital era más adecuado en cada caso.

En el caso de EDP Redes España, estos análisis se llevaron a cabo en los años previos al inicio de despliegue de la infraestructura de medida avanzada. Sin embargo, las decisiones iniciales difirieron entre las dos distribuidoras españolas del grupo EDP, ya que los accionistas no eran los mismos en ambas empresas en esa época. Por ello, la tecnología de medición inteligente no es homogénea en todas las redes gestionadas por EDP Redes España.

La distribuidora E-Redes, que forma parte del grupo EDP desde antes del despliegue masivo de *smart meters*, optó por una solución basada en tecnología PLC con protocolo Prime en su versión 1.3.6, seleccionada a nivel de grupo. En 2012, EDP (Energías de Portugal) se unión a la Alianza PRIME, enfocada en desarrollar soluciones para redes eléctricas inteligentes mediante comunicación PLC. La implantación en EDP incluyó pruebas a gran escala y el despliegue de medidores inteligentes basados en los estándares PRIME en su red de distribución eléctrica, como parte del proyecto InovGrid iniciado de forma simultánea en España y en Portugal.

Por otro lado, las distribuidoras Viesgo y Begasa, incorporadas al grupo EDP a finales de 2020, se encuentran en un proceso de integración tecnológica y de sistemas. Aunque son entidades individuales (Viesgo gestiona 575.000 puntos de conexión y Begasa 187.000), nos referiremos a ella como Viesgo y daremos los datos agregados, sumando 762.000 puntos de conexión los 729.000 ya gestionados por E-Redes en España.

En lo que respecta a tecnología de medida avanzada, Viesgo desplegó la tecnología *Telegestore* de ENEL una solución PLC anterior a PRIME y desarrollada por su antigua empresa matriz. Aunque esta tecnología carece de algunas prestaciones técnicas más avanzadas presentes en PRIME, ha sido

utilizada desde los pilotos iniciales de 2008. Actualmente, Viesgo está renovando su infraestructura tecnológica, ya que los contadores que ha alcanzado su vida útil regulatoria de 15 años. Para este segundo ciclo regulatorio, EDP ha decidió adoptar la tecnología PLC PRIME 1.4 [45], que mejora significativamente las capacidades de comunicación, ampliando de 1 canal a 8 canales y añadiendo funcionalidades avanzadas para la gestión de la red.

Como consecuencia, EDP se encuentra inmersa en el despliegue de la segunda generación de contadores inteligentes en sus distribuidoras ibéricas. Este proceso presenta retos adicionales, ya que los tiempos y las regulaciones difieren entre España y Portugal, lo que, sumado a los diferentes momentos de inicio del primer despliegue, incrementa la complejidad de gestión. En España, EDP ya se enfrenta al desafío de gestionar tres tecnologías PLC distintas, cada una con metodologías de operación específicas, lo que subraya la importancia el desarrollar un modelo de red inteligente unificado que abarque estas tres realidades tecnológicas.

En el marco de esta tesis doctoral, la tecnología tomada como base es PLC Prime 1.3.6, la mayoritariamente desplegada en E-Redes con 692.000 *smart meters* en España y 6 millones de *smart meters* en Portugal. El despliegue España se completó en 2018, cumpliendo con los hitos regulatorios exigidos, mientras que en Portugal está previsto finalizar en diciembre de 2024. La diferencia de tamaño de ambas redes, donde E-Redes España representa aproximadamente una décima parte de E-Redes Portugal, justifica que los sistemas de gestión de la red inteligente se piloten inicialmente en España antes de extensión a Portugal.

La integración de Viesgo en el grupo EDP, introduce un nuevo desafío: acelerar la transición tecnológica hacia los *smart meters* de segunda generación. Este hecho, sin embargo, puede interpretarse como una oportunidad de liderar el desarrollo de nuevas funcionalidades y especificar los cambios necesarios en los sistemas de gestión de las redes inteligentes. Con aproximadamente una décima parte de los *smart meters* de E-Redes Portugal, Viesgo está sirviendo como entorno de prueba para diseñar herramientas específicas, priorizando la implementación en los puntos críticos de la red como las nuevas capacidades avanzadas de comunicación y gestión de la red que proporcionadas por PRIME 1.4. En la Tabla 3-21 se pueden ver los datos detallados de la distribuidora E-Redes España como entorno demostrador de la tecnología PLC PRIME 1.3.6 y la distribuidora Viesgo con tecnología PLC Enel que ha iniciado ya en 2023 su transición a PLC PRIME 1.4.

		E-Re	edes	Vies	go	
Tipo elemento de red		Urbano	Rural	Urbano	Rural	Total
Centro Transformación	CT	3.216	3.578	4.483	6.048	17.325
Cuadro Baja Tensión	CBT	3.661	3.664	5.864	6.166	19.355
Línea Baja Tensión	LBT	28.313	9.281	35.345	18.629	91.568
Acometida	CGP	84.918	109.655	194.950	104.973	494.496
Punto de suministro	PS	583.654	145.913	571.911	190.637	1.492.115

Tabla 3-21. Número total de alimentadores, acometidas, puntos de suministro y centros de transformación de las redes las distribuidoras de EDP Redes España.

En la Tabla 3-22 se muestran los datos promedio de suministros alimentados por cada transformador o cuadro de baja tensión, agrupados en los puntos de conexión a la red o acometidas y según cada alimentador o línea de baja tensión, diferenciando por distribuidora y según la zona de la red de baja tensión, urbana o rural.

Datos promedio	Urbano	Rural	Urbano	Rural	Total
Promedio suministros/LBT	21	16	16	10	16
Promedio suministros/CGP	7	1	3	2	3
Promedio suministros/trafo	159	40	98	31	77

Tabla 3-22. Número medio de suministros por alimentador, GPB y centro de transformación de las redes de las distribuidoras de EDP Redes España.

A continuación, se describirá con más detalle el modelo del sistema real de pruebas que se implementó para E-Redes España a modo piloto en el año 2021 en la plataforma de Plexigrid y sobre una base de datos de grafos para 646.000 puntos de suministro en BT y 6.080 transformadores con su correspondiente red de BT asociada. La distribución demográfica de estos puntos de suministro es aproximadamente un tercio en zonas rurales y dos tercios en zonas urbanas e industriales.

La Figura 3.11 muestra una vista geográfica de la red de E-Redes España tomada del sistema GIS donde se ha marcado con círculo blanco una zona que se visualiza con zoom en la Figura 3.12 y que ha sido tomada de la vista web del piloto Red Marte desarrollado en la colaboración entre EDP y la Universidad de Oviedo en el año 2019.



Figura 3.11: Representación geográfica del sistema GIS de E-Redes España.



Figura 3.12: Zoom de Red Marte de una zona urbana compacta con alta densidad de puntos de conexión.

La red contiene 646.000 cargas agrupadas en 186.000 puntos de conexión eléctrica en una caja general de protección (CGP) que están conectados por 18.400 alimentadores a 6.080 centros de transformación. Esta red da servicio aproximadamente a 900.000 habitantes. En la Tabla 3-23 y Tabla 3-24 se resumen las características básicas de las redes representadas con este modelo. La Tabla 3-23 muestra la distribución detallada de alimentadores, Cajas Generales de Protección (CGP), transformadores y puntos de suministro según el tipo de zona de la red, urbana y rural.

Tipo red	Número de alimentadores	Número de acometidas CGP	Número de puntos de suministro PS	Número de centros de transformación CT
Redes rurales	6.800	108.700	123.000	3.540
Redes urbanas+industriales	11.600	77.800	523.000	2.540
Total Redes	18.400	186.500	646.000	6.080

Tabla 3-23 Número total de alimentadores, acometidas, puntos de suministro y centros de transformación de la red de E-Redes España integrada en el sistema de prueba

Esto significa que, en zona rural, los Centros de transformación, que estarán a la intemperie, alimentan una media de 35 suministros, y en zona urbana, donde la población es más compacta, la media de suministros por transformador asciende a 206. En el caso de las zonas urbanas, los Centros de transformación pueden tener hasta dos transformadores de BT por Centro.

La Tabla 3-24 muestra la distribución media de puntos de suministro para cada alimentador, GPB y transformador según el tipo de zona de red, urbana y rural.

Tipo red	Promedio suministros/ alimentador	Promedio suministros/ CGP	Promedio suministros/ transformador
Redes rurales	18	1	35
Redes urbanas+industriales	45	7	206
Total Redes	35	3	106

Tabla 3-24 Número medio de suministros por alimentador, GPB y centro de transformación de la red de E-Redes España integrada en el sistema de prueba

En los siguientes capítulos se ofrecerá una visión general de cómo está estructurada esta red de distribución de BT real y se describirá el esquema de instalación y funcionamiento de los equipos digitales que monitorizan la red de BT. Estos datos y su estructuración ayudarán a comprender la importancia de disponer de toda esta información convenientemente ordenada, clasificada y validada para poder realizar una interpretación fiable de lo que ocurre en la red de BT y en los dispositivos que la monitorizan.

La red de distribución de baja tensión utilizada como base para el desarrollo de este apartado es una red de tipo europeo. En este tipo de red, la topología aguas abajo del centro de transformación es relativamente compleja, y aunque su explotación es radial, existen múltiples y diferentes configuraciones posibles que se obtienen cambiando la posición de los diferentes elementos de conmutación presentes en la red.

Los distintos interruptores que permiten cambiar la configuración de los alimentadores de BT y las cajas de distribución instaladas en distintos puntos de las líneas de BT no se controlan a distancia, sino manualmente, ya que tradicionalmente están formados por cajas de fusibles que no permiten el control a distancia. Tampoco existe actualmente en el mercado ninguna solución económica para controlar en remoto su posición de apertura/cierre.

La tensión nominal de la red de BT descrita es de 416 V (tensión de línea), el sistema de distribución es de 4 hilos con neutro distribuido aislado de tierra en los consumidores y puesto a tierra únicamente en el secundario de los centros de transformación triángulo-estrella. El ecosistema aquí descrito consta de dos grandes sistemas: el sistema eléctrico y el sistema AMI o sistema de telegestión (TLG), considerando este último el conjunto de dispositivos digitales, medios de comunicación y sistema central que monitorizan los puntos de medida del sistema eléctrico.

# 3.6. Estructura de los datos de red y del inventario de activos físicos y digitales y las interrelaciones entre ellos

Una vez diseñado el modelo de red de baja tensión, surge la necesidad de integrar en este diseño los equipos digitales que supervisarán la red, así como de gestionar todos los elementos de red y dispositivos interrelacionados de manera optimizada.

Tras analizar diversas opciones, se decidió implementar el modelo en una base de datos de grafos utilizando el estándar CIM. El proceso se describe con detalle en el artículo [46]: "Integración de un modelo de información común en una base de datos gráfica para redes de distribución terminales de BT con contadores inteligentes basados en PLC".

*Common Information Model* (CIM) es un estándar abierto que ha demostrado ser muy útil para estructurar y gestionar la información en diferentes tipos de sistemas eléctricos [47]. En el artículo proponemos una estructura de datos adaptada utilizando el estándar CIM combinado con el uso de un sistema de base de datos basado en grafos con el fin de almacenar y gestionar de forma optimizada la información de las redes de distribución de baja tensión.

En la literatura es posible encontrar muchos ejemplos del uso de la CIM para fines específicos en sistemas de energía [48], [49], pero sólo unas pocas aplicaciones del uso de bases de datos de grafos utilizando el modelo CIM. La propuesta más sofisticada se presenta en [50].

En la Figura 3.13 se representa la red en la que se va a aplicar el modelo de datos propuesto indicando los puntos de conexión de los equipos digitales necesarios para supervisar la red y que componen la infraestructura de medida avanzada: *smart meters* (en la Figura 3.13 M<sub>1</sub> a M<sub>6</sub>), concentrador de datos PLC (DC), supervisores de transformador (TS) y de línea (LS) y los dispositivos de comunicación con los sistemas centrales (en la Figura 3.13 Router).

En el esquema de los dispositivos digitales y de comunicación a la derecha de la Figura 3.13, podemos observar dos centros de transformación (TS) con un único transformador de potencia (PT) por centro. En el TS<sub>1</sub> podemos observar los elementos eléctricos,  $PT_1$ , Interruptor (BR<sub>1</sub>) y los diferentes fusibles (FL<sub>1</sub> a FL<sub>3</sub>) protegiendo los alimentadores (F<sub>1</sub> a F<sub>3</sub>), aparte podemos observar que debajo del interruptor y en cada línea tenemos instalado un supervisor de línea (LS). Todos los supervisores y el concentrador PLC están conectados a un medio de comunicación que normalmente será un router que envía los datos a los sistemas centrales de la empresa distribuidora.

Los alimentadores que parten del secundario del transformador de potencia suministran la energía eléctrica a los usuarios finales que pueden ser individuales o agrupados en diferentes edificios como es el caso del alimentador conectado al conjunto de fusibles trifásicos FL<sub>4</sub>. Dentro del edificio representamos 3 cargas (L<sub>1</sub>, L<sub>2</sub> y L<sub>3</sub>), cada una de ellas protegida por un conjunto de fusibles. Las cargas 1 y 2 son monofásicas, mientras que la carga 3 es trifásica.

Cada carga tiene su propio contador inteligente PLC (M<sub>1</sub>, M<sub>2</sub> y M<sub>3</sub>). El sistema de distribución terminal está ligeramente mallado, pero se explota de forma radial, lo que significa que, por ejemplo, el edificio conectado al conjunto de fusibles trifásicos FL<sub>10</sub> puede ser alimentado a través del conjunto de fusibles FL<sub>8</sub> o FL<sub>9</sub>, pero no por ambos al mismo tiempo (uno de ellos debe estar abierto). Todos estos elementos deben acomodarse en el modelo de datos y hay que tener en cuenta que una sola ciudad de unos 13.000 habitantes genera redes con más de 10.000 nodos eléctricos. Hay que tener en cuenta que empresas como EDP en España tiene cerca de un millón y medio de clientes y EDP en Portugal cuenta con 6 millos de clientes, por lo que el número de elementos y el tamaño de estas redes de distribución es mucho mayor que el de los sistemas de transporte tradicionales.



Figura 3.13. Diagrama unifilar del sistema de prueba y esquema de interrelación con los equipos digitales

Tradicionalmente, los sistemas de potencia han utilizado bases de datos relacionales (RDB) por su simplicidad y robustez; sin embargo, la estructura de tablas de las RDB limita la escalabilidad, ya que el rendimiento disminuye con el aumento de datos y consultas complejas (*joins*). Este tipo de bases de datos requiere operaciones intensivas en uniones para analizar redes eléctricas interconectadas, lo que dificulta la eficiencia en sistemas con grandes volúmenes de datos.

Las bases de datos de grafos (GBD) han surgido como una alternativa al almacenar datos en nodos y vértices, facilitando accesos directos entre elementos relacionados y evitando el uso de uniones. Este enfoque reduce el tiempo de acceso a relaciones directas, aunque requiere más memoria que las RDB. Entre las bases de datos de grafos, herramientas como Amazon Neptune, CosmosDB, Giraph, Neo4j y TigerGraph permiten la representación de redes eléctricas. En particular, TigerGraph implementa el procesamiento paralelo mediante algoritmos *Bulk Synchronous Parallel* (BSP), mejorando el rendimiento en aplicaciones de flujos de potencia y estimación de estado en redes complejas, con reducciones de hasta un 90% en tiempo de cálculo en comparación con sistemas basados en RDB.

Las bases de datos con arquitectura CIM facilitan la importación, exportación y modificación de documentos CIM, eliminando las limitaciones de mapeo de datos que enfrentan las bases no basadas en CIM. El modelo CIM se estructura en clases, atributos y asociaciones, donde las clases representan tipos de objetos y se relacionan mediante asociaciones (herencia, generalización o agregación). Los datos CIM son especialmente compatibles con bases de datos de grafos, donde clases y asociaciones se representan naturalmente como vértices y aristas.

Para la representación de datos de sistemas de potencia en el estándar CIM es posible utilizar dos tipos diferentes de niveles de abstracción: el modelo "*node-breaker*" y el modelo "*bus-branch*". El "*node-breaker*" es más detallado, representando cada segmento de la red, mientras que el "*bus-branch*" simplifica la información a las características eléctricas de las conexiones, es decir, agrupando en la representación de cada tramo de red el conjunto de segmentos entre dos elementos de maniobra. De esta forma se optimiza enormemente el uso de memoria y se facilita el análisis como el flujo de cargas y la estimación de estado.

La Figura 3.14 representa los diferentes esquemas del modelo "*node-breaker*" utilizado en los estándares CIM/XML y CIM/E junto con el esquema del modelo "*bus-branch*".

Para almacenamiento de datos en sistemas SCADA, es preferible el uso del modelo "*node-breaker*", aunque el modelo "*bus-branch*" es más adecuado para el análisis eléctrico. Así, se sugiere una base de datos con el modelo "*node-breaker*" y la conversión al modelo "*bus-branch*" mediante un *Network Topology Processor* (NTP). Además, se propone el modelo CIM/E como simplificación del modelo "*node-breaker*" para reducir la cantidad de datos y acelerar la respuesta del sistema de almacenamiento de datos. Finalmente, en este caso se optó por el uso de un modelo híbrido entre CIM/E y *bus-branch*, usando *bus-branch* para conexiones fijas y CIM/E para elementos de conmutación. Los análisis eléctricos se realizarán ejecutando un NTP para generar modelos específicos de la red en escenarios puntuales.

En el modelo CIM/XML, las conexiones terminales no añaden ninguna información extra y hay que tener en cuenta que algunos motores GDB como TigerGraph permiten añadir información también a los vértices. Por esta razón, para el modelado de la red de BT se ha optado por utilizar un modelo híbrido entre el CIM/E y el "bus-branch". El enfoque "bus-branch" se va a utilizar para definir todos los elementos de conexión que no pueden cambiar su estado en condiciones normales como los segmentos de línea que conectan nodos eléctricos. Por otro lado, las conexiones eléctricas que pueden cambiar su estado en condiciones normales de operación como fusibles, interruptores y seccionadores se consideran utilizando el modelo CIM/E que representa estos elementos con un nodo extra. En cualquier caso, para realizar análisis eléctricos como el flujo de potencia o la estimación de estado, necesitaremos ejecutar un NTP sobre la base de datos para obtener un modelo matemático de la red para cada escenario específico. Estos modelos matemáticos creados dinámicamente y utilizados para escenarios específicos seguirán un modelo "bus-branch" puro.



Figura 3.14. Comparación entre modelos "node-breaker" (CIM/XML, CIM/E) y modelo "busbranch".

De acuerdo con la descripción anterior de la red y los requisitos mencionados, en la Figura 3.15 se representa el modelo de datos propuesto siguiendo la norma CIM para su implantación en la GDB. Todos los elementos de la red se agrupan bajo cuatro clases diferentes: centros de transformación (TS), alimentadores (*Feeder*), elementos de conducción (Cond.) y usuarios finales (*End-user*). Dentro de estas clases podemos encontrar otras subclases que agrupan los elementos dependiendo de la función específica que desarrollen en la red. Las subclases que definen las funciones generales de los elementos son: objetos generales (GO), equipos de comunicación (CE), equipos de medida (ME), elementos de conducción (CO) y eventos (EV). Podemos encontrar múltiples clases con una relación de herencia dentro de estas subclases. Por ejemplo, el centro de transformación, los transformadores de salida, los fusibles, los usuarios finales y los puntos de conexión son GO.

Los concentradores, los routers y las remotas de supervisión avanzada son CE, todos los supervisores y los contadores inteligentes son ME. Los nodos eléctricos y los dispositivos de conmutación son CO. Además, definimos nodos de eventos conectados a fusibles, contadores inteligentes y dispositivos de conmutación. Como puede observarse, los fusibles y los dispositivos de conmutación se definen como nodos siguiendo el modelo CIM/E descrito anteriormente. Sin embargo, la información de los segmentos que conectan dos nodos específicos se almacena en el vértice según el modelo "*bus-branch*". Hay que señalar que la longitud del segmento puede variar de centímetros a algunos metros según la información que consta en el sistema de información geográfica. La utilización del modelo "*bus-branch*" para definir los segmentos estáticos supone un ahorro considerable en el tamaño de almacenamiento.

En la Figura 3.15 también se representan las diferentes conexiones unidireccionales y bidireccionales entre las clases. La definición de estas conexiones es un factor importante que afecta a la velocidad de las diferentes consultas. El NTP se puede realizar mediante el mapeo de dispositivos de conmutación. Las consultas relacionadas con el mapeado de la red terminarán en la devolución de todos los elementos conectados directamente al punto estudiado, empezando por un nodo conductor, terminando por un elemento interfaz y siendo todos los elementos entre nodos o dispositivos de conmutación cuyo estado en el momento estudiado esté cerrado.



Figura 3.15. Modelo de capa física del sistema de distribución terminal

Las mediciones están directamente vinculadas a los dispositivos de medición, y están formadas por la evolución de una variable específica con fecha y hora. Los datos con marca de tiempo no están estructurados en profundidad, y están formados principalmente por una lista de datos indexados por un valor de fecha-hora. Esto no es adecuado para el modelo de base de datos basado en grafos, y debe ser externalizado a otro modelo de base de datos para no comprometer el rendimiento del sistema final. En esta investigación se utiliza una base de datos de series temporales para este propósito. Los datos de la red representada en la Figura 3.13 se registraron dentro de una base de datos TygerGraph de acuerdo con el modelo de datos descrito anteriormente. En la Figura 3.16 se puede observar una representación gráfica de dos de las subestaciones obtenida con la herramienta GraphStudio desarrollada por TygerGraph.



Figura 3.16. Imagen de GraphStudio que representa dos de las redes de la red modelada

En la implementación realizada en EDP se modelaron los objetos de la red enumerados en la Tabla 3-23. En esta implementación se tuvo en cuenta que los equipos de medida y de comunicación han de tener un mantenimiento y se sustituyen por avería durante su ciclo de vida. Esta situación se modeló a través de los objetos de clase "Eventos".

Más adelante, en la definición del nuevo sistema AMI que gestiona la operación y el mantenimiento de los equipos de medida avanzados y de sus equipos de comunicación, se cambió el modelado en esta parte del sistema y se introdujo el concepto de punto de medida (PM). El punto de medida es un objeto virtual que contiene los datos de los equipos de medida o equipos de comunicación como por ejemplo el Concentrador de datos (DC).

La gestión del mantenimiento del inventario de los equipos de medida y de comunicación está delegada actualmente al sistema AMI de tal forma que, en cada punto de conexión de estos equipos sobre la red, basta con tomar para el modelo el punto de medida correspondiente que contiene la información correspondiente de este objeto de red independientemente de los cambios que se hayan producido en el mantenimiento de los equipos. De esta forma se simplifica el modelo topológico y de equipos ya que los puntos de medida están relacionados de forma estática con los puntos de conexión correspondientes. Por tanto, los objetos tipo "evento" sólo serán necesarios para tener en cuenta los cambios en la posición de los elementos de maniobra de la red como fusibles o interruptores.

A continuación, en la Tabla 3-25 se enumeran los equipos de la red completa de EDP Redes España, considerando las distribuidoras E-Redes y Viesgo. En la actualidad, estamos trabajando sobre los datos de Viesgo para adecuarlos al modelo de datos aquí descrito, incluyendo por ejemplo el objeto "acometida" o caja general de protección (CGP) y las relaciones de las acometidas con los puntos de suministro. El sistema GIS de Viesgo contaba ya con inventariando las CGP, sin embargo, no se había realizado una captura de la relación de cada CGP con los puntos de suministro correspondiente. Este trabajo de asociación se realizará por asimilación, y se irá depurando posteriormente durante las capturas que se realizan durante el despliegue de los *smart meters* de segunda generación.

Tipo elem. red	Tipo equipo comunicación	E-Redes	Viesgo-2ªG	Viesgo-1ªG	Total
CBT	IP Comunicación	7.325	2.537	9.493	19.355
CBT	Concentrador datos DC	7.325	2.537	9.493	19.355
CBT	Remota RTU SVA	2.402	726	-	3.128
Tipo elem. red	Tipo equipo de medida	E-Redes	Viesgo-2ªG	Viesgo-1ªG	Total
Tipo elem. red	<b>Tipo equipo de medida</b> Supervisor de trafo TS	<b>E-Redes</b> 7.095	<b>Viesgo-2ªG</b> 2.767	<b>Viesgo-1</b> <sup>a</sup> G 9.263	<b>Total</b> 19.125
Tipo elem. red CBT LBT	<b>Tipo equipo de medida</b> Supervisor de trafo TS Supervisor de línea LS	<b>E-Redes</b> 7.095 17.866	Viesgo-2ªG 2.767 4.356	<b>Viesgo-1ªG</b> 9.263	<b>Total</b> 19.125 22.222
Tipo elem. red CBT LBT CGP	Tipo equipo de medida Supervisor de trafo TS Supervisor de línea LS Supervisor portátil	<b>E-Redes</b> 7.095 17.866 230	Viesgo-2ªG 2.767 4.356	<b>Viesgo-1ªG</b> 9.263 -	<b>Total</b> 19.125 22.222 230

Tabla 3-25. Número de equipos de comunicación y medida de la red de BT de E-Redes y Viesgo

En la Tabla 3-26 se indica el número medio de *smart meters* que gestiona cada concentrador de datos y que es alimentado de media por cada cuadro de baja tensión, teniendo en cuenta la distribuidora E-Redes o Viesgo y el tipo de red urbana o rural. Se puede observar que las redes de E-Redes tanto en zonas

rurales como urbanas tienen una densidad mayor que las de Viesgo, con un número de *smart meters* gestionados por cada concentrador considerablemente mayor, sobre todo en zonas urbanas.

Tipos de redes	E-Redes	Viesgo
№ medio smart meter/DC	94	59
Nº medio PS/CBT urbano	159	98
Nº medio PS/CBT rural	40	31

Tabla 3-26. Número medio de equipos y objetos por concentrador y CBT respectivamente

El modelo de datos siguiendo el estándar CIM permite la integración de la red del sistema GIS con los sistemas SCADA y AMI y permite que las medidas calculadas o capturas puedan ser situadas en el punto de la red donde están conectados los equipos.

Mantener el nexo entre los datos alfanuméricos del modelo topológico y el inventario de equipos y medidas capturadas por el sistema AMI en imprescindible para garantizar la trazabilidad y el contexto de los datos capturados por los equipos digitales con los puntos de la red donde están conectados.

Un reto importante es la gestión adecuada de las relaciones en cada unidad temporal: día, hora, minuto. Esta gestión depende de la información en tiempo real de explotación de la red. Aunque la red de BT no se maniobra en remoto, y por tanto las maniobras no son muy numerosas, sí es necesario tenerlas identificadas en su momento temporal de ocurrencia y deben formar parte del modelo de datos para permitir la correcta agregación de los datos en cada unidad temporal.

Las relaciones jerárquicas entre los elementos de red entre sí permiten la agregación de los datos de medida en los diferentes niveles jerárquicos de la red, permitiendo la agregación de los datos de media en los diferentes niveles. Este modelo y esta gestión del mismo, permite a la empresa distribuidora disponer de un gemelo digital de agregación de medida que será extremadamente útil como herramienta de apoyo para explotar las diferentes funcionalidades desarrolladas a partir de la infraestructura de medida avanzada.

## Capítulo 4

# 4. Infraestructura de medida avanzada

La supervisión de la red de baja tensión (BT) es el mayor reto tecnológico al que se enfrentan las empresas de distribución de energía. Desde la implantación de los contadores inteligentes y los sistemas de telegestión, la observabilidad de la red de BT ha aumentado enormemente. Además, con el paso del tiempo, las diferentes variables, informaciones y medidas que se pueden obtener del conjunto de dispositivos digitales instalados en la red son cada vez mayores. También están apareciendo nuevos equipos y nuevas aplicaciones que permiten profundizar cada vez más en los detalles de funcionamiento de la red eléctrica de BT.

Todo ello está permitiendo avanzar en el conocimiento de los parámetros clave de funcionamiento de todo el sistema, es decir, sistema de red eléctrica y sistema de telegestión, entendiendo por este último el conjunto de dispositivos y sistemas digitales que proporcionan información sobre los puntos de conexión donde están instalados y otros sensores y dispositivos situados en las instalaciones de los clientes al otro lado del contador que marca la frontera con la red eléctrica, llamados dispositivo tras el contador, *"Behind-The-Meter"* (BTM), como baterías o cargadores de vehículos eléctricos, *"EV-charger"*, que controlan los parámetros de funcionamiento de cualquier prosumidor con cargas o generaciones conectadas a la red.

Teniendo en cuenta estas nuevas variables, la gestión de la red requiere la implementación de un modelo que replique con fiabilidad el comportamiento conjunto e individual de todos los elementos que intervienen en la red eléctrica de BT o red gemela digital. Esto permitirá gestionar la red en tiempo real, y se podrá simular el comportamiento de la red eléctrica con la

introducción de nuevas cargas o generaciones, es decir, se podrá aumentar la penetración de los recursos distribuidos conteniendo la inversión en ampliaciones o refuerzos de red, realizándolos sólo donde sean realmente necesarios.

Para poder interpretar la información en su totalidad y avanzar hacia un gemelo de red digital que replique con fiabilidad el funcionamiento de todo el sistema, es necesario profundizar en el conocimiento del sistema de gestión de la infraestructura avanzada de medida y su interacción con la red eléctrica.

Las empresas distribuidoras que gestionan la red eléctrica han desplegado diferentes tecnologías de infraestructura de medida avanzada telegestionables. En España, la más común es la basada en comunicación PLC (*Power Line Communication*), ya que no requiere una empresa externa para su instalación y posterior funcionamiento [51]. Su principal inconveniente, sin embargo, es su limitado ancho de banda. Por otro lado, su principal ventaja es que proporciona información topológica fundamental para definir con mayor precisión el gemelo digital de la red. Debido a las ventajas económicas y técnicas, se espera que este tipo de tecnología siga utilizándose a medio plazo o incluso se están planteando escenarios de comunicación híbridos para compensar las desventajas del PLC [52].

Por ello, este capítulo se centrará en la definición de los diferentes componentes de la infraestructura de medida avanzada y en sus funcionalidades como apoyo para la gestión de la red eléctrica de BT basada en tecnología PLC, ya que este aspecto es importante para descubrir información oculta en los datos debido a que la comunicación PLC se apoya en el cable eléctrico de BT como medio físico de comunicación.

# 4.1. Descripción general infraestructura de medida avanzada

La infraestructura de medida avanzada está compuesta por un conjunto de dispositivos conectados a la red de distribución que permiten el control y la supervisión de las *Smart Grids*. Estos dispositivos son equipos digitales y tienen funciones que permiten toma de datos de medida y supervisión de los puntos de

la red en los que están conectados. Normalmente, este tipo de dispositivos tienen funcionalidades de sensores de la red y la actuación o mando con ellos es muy limitada y nula.

Sin embargo, la evolución de estos dispositivos es constante y actualmente se están desarrollando prototipos que permiten maniobrar en remoto en algunos puntos de la red eléctrica, como pueden ser los cuadros automatizados de BT o los transformadores OLTC (*On-Load Tap Changer*) que disponen de un conmutador de tomas en carga maniobrable en remoto.



Figura 4.1. Esquema general de la infraestructura de medida avanzada

Como se puede ver en el esquema de la Figura 4.1, los elementos que forman parte de una Infraestructura de Medida Avanzada, empezando desde el punto más cercano al prosumidor y siguiendo aguas arriba por la red de MT, son los siguientes:

Los dispositivos digitales conectados "tras el contador" BTM (*Behind-The-Meter*) y los dispositivos digitales conectados "antes del contador" FTM (*in Front-of-the-Meter*), ambos representados en color lila en la Figura 4.1.

Tomando el *smart meter* SM como el punto frontera entre los activos o elementos de la *Smart Grid* que inyectan o consumen energía del lado del prosumidor y los que lo hacen del lado de la red de distribución, podemos diferenciar este tipo de elementos BTM como son las plantas fotovoltaicas, baterías, cargadores de vehículos eléctricos y bombas de calor, junto con sus equipos de control que son propiedad de los prosumidores y los elementos FTM como pueden ser los almacenamientos centralizados o plantas generadoras locales que serán propiedad de algún agente energético (comunidad energética, agregador y en algún caso de los operadores del sistema de distribución con el objeto de mantener la estabilidad de la red).

- Los activos de la red de distribución, representados en color azul en la Figura 4.1, como pueden ser, el punto de conexión a la red de las cargas y generaciones, las cajas generales de protección GPB (*General Protection Box*), el conductor de BT que discurre desde los puntos de conexión hasta la salida de línea del centro de transformación MT-BT (ST) y el transformador MT-BT situado en el propio centro de transformación ST junto con todo el equipamiento necesario para el control de estos activos de red.
- Los equipos de medida o sensores, representados en color verde en la Figura 4.1, conectados a los puntos de la red que se pretenden medir y supervisar para observar y tomar datos de tal forma que se pueda identificar a través de ellos el comportamiento de los elementos conectados a la red de BT y los elementos de red que permiten el funcionamiento eficiente del conjunto.
- Los equipos y medios de comunicación, representados en color naranja en la Figura 4.1, a través de los cuales envían las medidas y otros datos los sensores o equipos de medida conectados a los diferentes puntos de conexión de la red. Dependiendo del medio de comunicación elegido en cada caso será necesaria la instalación de diferentes configuraciones de equipos de comunicación.
- Otros sensores y actuadores, también representados en naranja en la Figura 4.1, como pueden ser los elementos instalados en los centros de transformación para el control de temperatura de aceite del transformador o actuadores como el cambiador de tomas automático del transformador, llamado en la Figura 4.1 ATC (*Automatic Tap Charger*).

Los sistemas centrales de gestión de la Infraestructura de Medida Avanzada AMI permiten la gestión de las comunicaciones con los diferentes equipos y medios de comunicación de los sensores y equipos de medida para lograr la recepción eficiente de las medidas y otros datos necesarios para la gestión de la red. Los sistemas centrales a su vez están compuestos de diferentes módulos cada uno de ellos con unas funcionalidades concretas, como gestión de inventario de equipos y adquisición de medida, monitorización de comunicaciones, diagnóstico de incidencias de los equipos y resto de elementos, gestión de eventos y funcionalidades relativas a la gestión de la red de BT.

Es difícil fijar una frontera entre lo que se considera un sistema central de AMI y los sistemas centrales de gestión de la red tradicionales como puede ser un ADMS o un DERMS. Podemos considerar como funciones típicas de un sistema de gestión de Infraestructura de Medida Avanzada o Sistema AMI son el inventariado de los equipos de medida digitales y de sus equipos de comunicación además de la captura de datos de los puntos de la red donde están conectados, además de la monitorización de las comunicaciones.

En los siguientes párrafos se describirán de forma general los diferentes componentes de una infraestructura de medida avanzada.

## 4.1.1. Dispositivos digitales "antes del contador" FTM (*in-Front-of-the Meter*) y "detrás del contador" BTM (*Behind-the-Meter*)

Los elementos más cercanos al usuario final de la red de BT o prosumidor son los denominados dispositivos "antes del Contador" FTM (*in-Front-of-the-Meter*) y "detrás del contador" BTM (*Behind-the-Meter*).

Se denominan dispositivos BTM a aquellos elementos que están instalados en el lado más cercano al prosumidor, en su instalación eléctrica interior, aguas abajo del contador inteligente SM y que, por ello, son activos gestionados por los usuarios finales.

Estos dispositivos pueden tener un modo de funcionamiento bidireccional, como ocurre con un almacenamiento mediante baterías o pueden tener un

modo de funcionamiento unidireccional, inyectando energía en la red, como sucede con una planta fotovoltaica o consumiendo energía de la red como sucede con una bomba de calor o un cargador de vehículo eléctrico.

El prosumidor es el propietario de estos activos por tanto los puede gestionar de acuerdo con sus necesidades energéticas o delegar la gestión en terceros como pueden ser agregadores de energía o comunidades energéticas.

El otro tipo de activos que está aguas arriba del contador inteligente SM en el lado de la red de distribución de BT es el grupo de activos llamado FTM. La propiedad de estos activos ya no es del prosumidor, sino que son activos de uso compartido y cuya propiedad puede recaer en comunidades energéticas o agregadores o incluso en los propios Operadores de la Red de Distribución cuando se trata, por ejemplo, de almacenamientos centralizados para mantener la estabilidad de la red del centro de transformación. También pueden ser plantas generadoras locales que serán propiedad de algún agente energético, como comunidad energética o agregador.

En este caso, también será el propietario del activo el responsable de la gestión del mismo. En cualquier caso, estos activos pueden existir o no dependiendo del grado de electrificación distribuida de la zona y de las necesidades de los usuarios de la zona.

#### 4.1.2. Activos de la red de distribución

Continuado aguas arriba de los contadores inteligentes SM, los activos que siempre estarán presentes en las redes de distribución de BT, serán los activos tradicionales de una empresa distribuidora, empezando por el punto de conexión a la red de los suministros y generaciones donde la energía puede fluir de forma bidireccional y continuando aguas arriba hacia la subestación transformadora ST con la conexión agrupada de los diferentes puntos de conexión geolocalizados en la misma posición en las cajas generales de protección CGP o en con sus siglas en inglés *GPB* (*General Protection Box*). Desde las *GPBs* el activo que forma parte de la red es el conductor de BT o alimentador, siendo éste el elemento que conecta las diferentes cajas generales de protección MT-BT (*ST*). Las salidas de línea están integradas en los cuadros de BT que agrupan

todas las líneas que salen del secundario del transformador MT-BT situado en la propia *ST*.

En la subestación transformadora *ST* también están instalados los equipos y sensores necesarios para la supervisión y el control de estos activos de red, así como, los equipos digitales de comunicación.

#### 4.1.3. Equipos de medida

El equipo de medida principal y más numeroso es el *Smart Meter* (SM) instalado en los puntos de conexión de los prosumidores. Los contadores mecánicos tradicionales, cuya funcionalidad principal era la facturación de los consumos de los clientes, se han ido sustituyendo por equipos de medida digitales con funcionalidades añadidas para la gestión de la red, es decir, que han ido evolucionando de forma que han incorporado funcionalidades de sensores de la red de BT.

La gestión de las *Smart Grids* requiere, sin embargo, la instalación de otros equipos de medida en otros puntos de la red para permitir la supervisión del conjunto de elementos de la red de BT. El otro equipo de medida imprescindible en una *Smart Grid* es el contador totalizador del centro de transformación que mide la energía que fluye normalmente del transformador MT/BT hacia los elementos de BT y prosumidores y que se denomina Supervisor de Transformador (TS). En los centros de transformación con poco consumo y mucha generación fotovoltaica se puede producir, durante algunos momentos del día, flujos reversos de energía hacia la MT.

Además de los equipos de medida instalados en los puntos extremos de la red de distribución de BT, se ha visto la necesidad de instalar otros equipos que permitan simplificar el balance energético de un centro de transformación añadiendo medidas intermedias, en concreto en las salidas de los alimentadores de BT. Estos *smart meters* se denominan supervisores de línea (LS) y miden la energía en cada una de las fases de las líneas de BT de los transformadores MT/BT. Se hacen sobre todo imprescindibles en los centros de transformación con muchos usuarios conectados.

Los equipos de medida son pequeños ordenadores en el que tienen instalados dos programas o *firmware* (*FW*) para el control del contador. Cada uno de los *FW* tiene una función concreta, el *FW* metrológico está preparado para gestionar todas las funcionalidades relacionadas con la medida y el otro FW está pensado para gestionar las funcionalidades relativas a la comunicación.

Las posibles configuraciones de las comunicaciones de los diferentes *smart meters* pueden ser muy variadas y diferentes dependiendo de la estrategia adoptada por las diferentes compañías distribuidoras. En España, los medios de comunicación más extendidos son el PLC para los *smart meters* SM y el TCP/IP para los supervisores TS y LS.

Con el despliegue masivo de los *smart meters* comunicados vía PLC se llega a obtener buenos resultados en la comunicación de las medidas hacia los sistemas centrales en aproximadamente el 98% de los equipos. Sin embargo, hay un pequeño porcentaje, normalmente entre un 1% o un 2% con los que no se consigue cobertura permanente mediante la comunicación PLC [53]. Por este motivo, la evolución de los *smart meters* se está enfocando a evolucionar el protocolo de comunicación PLC hacia otra versión más robusta [54], además de dotarlos de capacidad de comunicar mediante otra vía de comunicación alternativa mediante tecnología RF (Radio Frecuencia).

Con este tipo de *smart meters* con doble vía de comunicación PLC y RF se logrará una disponibilidad de comunicación completa, ya que, cada *smart meter* estará disponible de forma continuar al menos por alguna de las dos tecnologías de comunicación que tendrá habilitadas.

Además, la comunicación RF permitirá el uso de 5G, lo cual supondrá un salto enorme en cuanto a baja latencia de envío de datos, permitiendo desarrollar aplicaciones de gestión de la red de BT en tiempo real, similares a las ya existentes para redes de AT y MT, incluso aquellas basadas en estimadores de estado de la red.

### 4.1.4. Equipos y/o medios de comunicación

Los equipos de medida y sensores o supervisores de la red de BT están conectados a diferentes equipos de comunicación que sirven de medio para enviar los datos a los sistemas centrales.
Para permitir la comunicación de los *smart meters* con los sistemas centrales, se instala una Unidad concentradora de datos (DCU) en los centros de transformación (*ST*) que inyectan, a través de su nodo base, una señal de comunicación por el cable de baja tensión de tal forma que esta señal llega los *smart meters* y les permite establecer comunicaciones con ellos. Los *smart meters* tienen embebido en su carcasa un módulo de comunicaciones compatible con la señal enviada por el nodo base embebido en el concentrador de datos DC.

Los supervisores de transformador (TS) pueden estar embebidos en la carcasa del concentrador DC o pueden ser externos y conectados al concentrador DC mediante cable de red o por PLC. En cualquier caso, la instalación de ambos equipos concentrador y supervisor TS es físicamente cercana ya que, ambos, se instalan en el propio centro de transformación.

De forma análoga, los supervisores de línea (LS) también están instalados en los propios centros de transformación en las cabeceras de las líneas de BT. Estos supervisores de línea comunican por cable de red con la unidad terminal remota (RTU).

Al igual que los *smart meters*, las unidades concentradoras de datos DC y RTU son ordenadores que tienen instalado un *Firmware* (*FW*) de control para gestionar las comunicaciones y el envío de datos hacia los sistemas centrales.

El firmware del concentrador DC deberá ser capaz de gestionar la red de comunicación PLC de la que cuelgan los *smart meters* instalados aguas abajo en la red de BT y el *firmware* de la RTU deberá gestionar la comunicación de los LS instalados en las salidas de línea.

Para hacer posible la comunicación con los sistemas centrales, el centro de transformación debe estar equipado con un medio de comunicación como puede ser una conexión por Fibra Óptica (FO), un router 4G o 5G o incluso equipos BPL (*Broadband Power Line*) sobre la red de MT. En este punto, el protocolo utilizado para comunicación de las DCUs y RTUs a los sistemas centrales es el estándar TCP/IP. Según el medio de comunicación la latencia será mayor (4G) o menor (FO ó 5G).

#### 4.1.5. Otros sensores y actuadores

Los centros de transformación son ubicaciones estratégicas para el control de la red de BT. Por tanto, las empresas distribuidoras están avanzando en sensorizar estas ubicaciones para tener una información más detallada de lo que pueda estar ocurriendo en estos puntos. Para ello, según el criterio de cada empresa distribuidora y en función a la criticidad de los CTs, suele ser frecuente encontrar otros sensores instalados en los centros de transformación controlando diferentes parámetros, como sensores de control de temperatura de aceite del transformador o de detección de inundación, incendio o de intrusión.

La comunicación de estas señales hacia los sistemas centrales depende de la tecnología elegida para este fin.

La opción de comunicación más habitual consiste en dotar a la RTU de telemando o al concentrador de telegestión de una tarjeta de entradas digitales donde se cablean los sensores que informan de estas señales. De esta forma, se aprovecha uno de los equipos digitales ya instalados en el centro de trasformación y, además, se optimiza el uso de los canales de comunicación ya disponibles.

Además de la sensorización de los centros, también se empiezan a desarrollar otro tipo de elementos que permitirán reconfigurar la red de BT, como pueden las cajas de maniobra automatizadas y accionables en remoto, que disponen de interruptores que permiten abrir y cerrar las líneas de BT o los actuadores automáticos de cambiador de tomas del transformador para regular la tensión de la red de BT.

### 4.2. Modelo mediante Entidades simples

La complejidad de la gestión del sistema de infraestructura avanzada de medida comunicada con tecnología PLC está motivada por la necesidad del tratamiento conjunto de los dos sistemas, el eléctrico y el de medida avanzada telegestionado. Por tanto, es necesario comprender cada uno de los sistemas por separado, tanto el funcionamiento individual de cada uno de ellos como las interrelaciones entre ellos. No hace falta describir en profundidad el sistema eléctrico y su formulación física y matemática ya que son bien conocidos y existe una amplia bibliografía que explica los principios de funcionamiento de la red eléctrica como, por ejemplo, se describe en [55], esta sección se centrará en los parámetros de funcionamiento de las distintas partes y mecanismos del sistema de medida avanzada telegestionado.

En cuanto al sistema eléctrico, es necesario mencionar que es imprescindible conocer la jerarquía de la red eléctrica que se monitoriza con los dispositivos de medida avanzada y su trazado hasta los puntos de consumo y generación, así como las características constructivas y parámetros técnicos de las partes que la componen: Transformador de Media Tensión/Baja Tensión (MT/BT) y su cambiador de tomas, interruptores, fusibles, seccionadores, cuadros de BT, alimentadores de BT, traza del alimentador de línea, sección, longitud e impedancia de los conductores, configuración de cajas de seccionamiento y cajas generales de protección (CGP) y conexión de contadores inteligentes (SM).

Disponer de un inventario completo y preciso de la red de BT supone un gran reto para las empresas distribuidoras debido a su tamaño, dispersión geográfica y al gran número de elementos que la componen.

En general, las empresas eléctricas han realizado grandes esfuerzos en inventariar los activos físicos de sus redes por varias razones, su retribución depende en gran medida de sus inversiones en este tipo de activos y además sin un inventario de activos fiable es imposible abordar con garantías un proceso de digitalización que aporte valor añadido a la empresa. Un inventario de activos sin ningún error es prácticamente imposible de conseguir al menos en una primera iteración, sin embargo, el proceso de digitalización proporciona herramientas capaces de corregir pequeñas inconsistencias en el mismo de forma automática. Por otro lado, la digitalización del inventario de activos es un paso esencial para disponer de gemelos digitales fiables que puedan ser utilizados tanto en los procesos operativos como en los de planificación de la red.

El sistema de medida telegestionado surgió de la necesidad de digitalizar la medición en los puntos de consumo para reducir las tareas de lectura local de los contadores tradicionales y poder ejecutar a distancia acciones de corte o conexión de suministros y modificaciones derivadas de cambios en los contratos de suministro eléctrico. Estas fueron las primeras aplicaciones derivadas de la digitalización de la red de BT.

Para ello, las empresas distribuidoras han puesto en marcha planes para sustituir los contadores tradicionales por contadores inteligentes. En la actualidad, los operadores del sistema de distribución son plenamente conscientes de las grandes ventajas que los contadores inteligentes aportan a la explotación de la red de BT y están trabajando en el diseño de nuevas aplicaciones para optimizar la planificación y explotación de la red, basándose en la información proporcionada por los contadores inteligentes y complementando esta información y nuevas funcionalidades con nuevos sensores y dispositivos digitales adicionales. Esta situación conducirá a una digitalización más profunda que permitirá la gestión de la red a través de gemelos digitales gracias a la incorporación de técnicas de *big data* y analítica para obtener información detallada de la red como segmentación de clientes, reducción de pérdidas, detección de fraude....

Existe una gran variedad de contadores inteligentes en el mercado, tanto por los parámetros que miden como por el tipo de comunicación por el que transmiten estos valores. La solución más adoptada a nivel europeo es el sistema de medida avanzada con contadores inteligentes comunicados por tecnología PLC. En la península ibérica, los operadores de las redes de distribución han adoptado mayoritariamente el desarrollo realizado mediante la Alianza Prime [56] basada en el protocolo estándar abierto PLC PRIME (*PoweRline Intelligent Metering Evolution*). La principal motivación de los gestores de redes de distribución para un despliegue tecnológico basado en PLC es el gran ahorro en el despliegue de la infraestructura de comunicaciones, ya que el conductor eléctrico de baja tensión al que están conectados los contadores inteligentes se utiliza como vía física de comunicación.

La configuración habitual en este tipo de infraestructura basada en comunicación PLC Prime es la instalación de una unidad concentradora de datos (DCU) por cada transformador, que se comunica con los contadores instalados aguas abajo del transformador, en la red de BT.

Por tanto, para modelar el funcionamiento conjunto de la red de BT que tienen instalados en sus puntos de supervisión y control los dispositivos digitales, es posible considerar el conjunto compuesto por el transformador, su red asociada y los equipos instalados en ella como una ENtidad Simple (SEN) cuya configuración se repetirá tantas veces como transformadores compongan la red completa de BT de la empresa distribuidora.

Este mecanismo de simplificación permite reducir el complejo ecosistema inicial en entidades simples (SEN) que tendrán reglas de funcionamiento similares, en las que sólo cambian los datos de inventario y los parámetros físicos y geográficos. Hay que tener en cuenta que estas entidades simples pueden variar dinámicamente al cambiar la configuración de la red, de forma que elementos que en un momento dado están asociados a una entidad simple (SEN1) pueden estar asociados a una entidad simple diferente (SEN2) en otro momento.

En el caso de las redes rurales, el uso de entidades simples ayudará significativamente a reducir la complejidad del ecosistema, ya que la red de BT de un transformador rural no suele tener interconexiones con otras redes de transformadores cercanas y, por lo tanto, serán redes aisladas. En estos casos, bastará con considerar una única entidad simple (SEN) o, a lo sumo, si existen interconexiones de alimentadores de distintos transformadores, bastará con considerar interacciones entre dos o tres entidades simples (SEN).

Sin embargo, en las zonas urbanas es necesario tener en cuenta las complejas interacciones entre múltiples entidades simples porque su composición topológica puede cambiar dinámicamente con el tiempo a medida que los tramos de red alimentados por un transformador (T1) en un instante dado puede ser alimentado por otro transformador (T2) debido a un cambio de posición en los conmutadores que determinan la configuración de la red.

En las zonas industriales, además de estas interacciones entre entidades simples de BT (SEN), también hay que tener en cuenta la red de MT, ya que en estas zonas de distribución existe naturalmente una alta penetración de prosumidores de consumo y generación conectados a la red de MT, que pueden tener un impacto más directo en la gestión de la red de BT.

A partir de ahora, la atención se centrará en definir las reglas de funcionamiento y configuración de estas entidades simples de BT (SEN) que están compuestas por un transformador, su red de BT asociada, el

concentrador de datos que centraliza la información y los equipos de medida y otros elementos conectados aguas abajo en la red de distribución.

La Figura 4.2 muestra un esquema de dos entidades simples interconectadas entre sí. En esta representación se puede ver que cada entidad simple (SEN) está compuesta por los siguientes elementos:

- Por parte de los elementos de la red eléctrica: Un transformador MT/BT y uno o más alimentadores de BT asociados (F1...Fn), en los que hay entre 1-50 puntos de conexión a la red o Caja Generales de Protección (*GPB General Protection Box*), (GPB1...GPBn) cada una conectado a la red a través de un GPB. Cada caja general de protección (GPB) puede alimentar a uno o varios prosumidores.
- Por parte de los equipos digitales de la infraestructura de medida avanzada telegestionado: Una Unidad Concentradora de Datos (DCU) que recogerá la información proporcionada por los contadores inteligentes y les enviará órdenes de actuación gracias a la comunicación bidireccional, un Supervisor de Transformador que medirá la energía entregada a la red de BT (TS) y un contador inteligente por cada prosumidor. (SM1...SMn).



Figura 4.2: Esquema con dos entidades simples (SEN1 and SEN2) interconectadas a través de uno de sus alimentadores de baja tensión.

Esta configuración tiene elementos que permiten la conmutación eléctrica entre ambas redes de BT, pero ninguno de ellos se controla a distancia: el interruptor principal del transformador (BR1, BR2), el cambiador de tomas del transformador, los fusibles de las cabeceras de línea (F<sub>F1</sub>, F<sub>F2</sub>, F<sub>F3</sub>, F<sub>F4</sub> and F<sub>F5</sub>) y las cajas de maniobra de interconexión de los segmentos de línea que permiten cambiar la configuración topológica de la red (F<sub>L5</sub> y F<sub>L6</sub>).

La entidad simple SEN1 se compone de un transformador T1, un interruptor principal BR1, tres alimentadores o feeders F1, F2 and F3. Los alimentadores de las salidas 1 y 2, F1 y F2, alimentan todas las cajas generales de protección GPBs conectadas a ellos. El alimentador de la salida 3, tiene abierto sus fusibles FF3 y por tanto no está alimentando ninguna carga. Las cargas conectadas al alimentador F3 de la salida 3, han de ser consideradas como pertenecientes a la entidad simple SEN2.

La entidad simple SEN<sub>2</sub> está compuesta de un transformador T<sub>2</sub>, un interruptor principal BR<sub>2</sub>, dos salidas de línea de BT con sus dos alimentadores F<sub>4</sub> and F<sub>5</sub> y está alimentando a todas las cajas generales de protección GPBs conectadas a sus alimentadores F<sub>4</sub> y F<sub>5</sub>. Los fusibles de la caja de maniobra de la línea 4, FL6 están cerrados.

Este segmento de línea tiene en dos posiciones de maniobra: con los fusibles FL6 cerrados y fusibles FF3 abiertos, como se muestra en la figura, de tal forma que las cajas GPB11 y GPB12 reciban su energía del transformador T2, o abriendo FF4 y cerrando FF3 de tal forma que todas las GPBs de ese alimentador estén energizadas por el transformador T1 en lugar de por el transformador T2.

Cuando se produzca este cambio de configuración en la red, supondrá también un cambio en la comunicación de los *smart meters*, de tal forma que los *smart meters* alimentados por el transformador T1 comunicarán con el concentrador DCU1 mediante la señal PLC emitida por este concentrador y lo mismo ocurrirá con los *smart meters* alimentados por el transformador T2 que comunicarán con el concentrador DCU2. En caso de cambio de configuración en la alimentación, se producirá también un cambio en la configuración de las redes de comunicación PLC ya que las señales PLC que llegarán a los *smart meters* que cambian de fuente de alimentación, también cambiará.

En las redes de E-Redes España ya hay desplegados algunos transformadores con cambiadores de tomas accionados en remoto y algunos cuadros de baja con capacidad de telemando en sus salidas de línea de baja tensión. Este tipo de equipos todavía no se está desplegando de forma sistemática, por lo que, lo más habitual es la maniobra local y manual de todos los elementos maniobrables en la red de baja tensión.

La configuración de cada una de estas entidades individuales puede variar tanto en la parte física de la red como en la diversidad de dispositivos digitales conectados y sus puntos de conexión.

En la entidad simple SEN1 hay dos tipos de equipos digitales instalados: los equipos de medida y los equipos de comunicación.

Los equipos de medida de la entidad simple son los *smart meters* (SM1... SMn) conectados en los puntos de consumo o generación de los prosumidores (P1...Pn) y el supervisor del transformador TS1 que mide toda la energía enviada por el transformador T1 hacia la red de baja tensión.

Los dispositivos de comunicación son dos, el concentrador DCU y el router 4G o 5G. Un router solo es necesario si no hay otra vía de comunicación en el centro de transformación como podría ser una toma de fibra óptica.



Figura 4.3: Foto del armario de equipos digitales de comunicación instalados en el cuadro de baja de un centro de transformación de una entidad simple.

En las entidades simples (SEN), sólo hay dos tipos de dispositivos de supervisión de red, el contador inteligente SM del prosumidor y supervisor de transformador TS y un dispositivo de comunicación o unidad concentradora de datos DCU instalada en el armario del cuadro de baja del centro de transformación, como puede verse en la foto de la Figura 4.3. La instalación de un router 4G o 5G sólo será necesaria si no hay otra posibilidad o toma de comunicación en el centro de transformación, como la fibra óptica.

Estos dispositivos de medida SM y comunicación DCU, son equipos digitales que funcionan como pequeños ordenadores y están programados para desempeñar roles específicos configurados en el firmware instalado en ellos. En el caso de los contadores inteligentes y los supervisores de transformadores es necesario diferenciar entre el firmware metrológico y el firmware de comunicaciones. El *firmware* de comunicaciones de los contadores inteligentes ha sido desarrollado de tal forma que los datos medidos pueden ser enviados a través de la tecnología PLC PRIME a los concentradores de datos.

Los supervisores de los transformadores instalados en los centros de transformación son dispositivos que están embebidos en la carcasa de la propia DCU y están conectados a la red de tal forma que miden toda la energía que fluye a la red de BT. En este caso, la comunicación con la DCU no se establece vía PLC, sino que la DCU recibe directamente los datos de medida de estos dispositivos y puede enviar directamente los datos de medida al sistema central a través del router. Esto supone una ventaja en cuanto a la posibilidad de aumentar la frecuencia de muestreo de las medidas en estos supervisores de transformadores TS, algo que no es posible en las comunicaciones PLC, ya que se trata de una comunicación secuencial que no permite la conexión simultánea de dos *smart meters* por lo que el concentrador de datos debe ser capaz de gestionar secuencialmente la toma de medidas de cada *smart meter*.

Como se muestra en la Figura 4.3, el concentrador de datos DCU lleva incorporado el supervisor del transformador TS, por lo que es necesario conectar también a este dispositivo los transformadores de medida de corriente en las tres fases. Dependiendo del modelo de concentrador, la alimentación del concentrador puede ser independiente o no de la medida de tensión del supervisor. En el caso de alimentación independiente, el concentrador se alimentará de una de las fases y tendrá una alimentación monofásica. Si el concentrador se alimenta desde la misma conexión de medida que el supervisor de transformador, la alimentación de la DCU será trifásica.

La ventaja que aporta la alimentación trifásica es que ésta permitirá al concentrador seguir comunicando en caso de fallo de una o dos fases. El que es necesario en la mayoría de los casos para comunicarse con el sistema central también se instala en el armario eléctrico junto al concentrador DCU y se alimenta mediante una fuente de alimentación monofásica. En la Figura 4.2 también se muestran las conexiones de comunicación entre el router y el concentrador mediante una línea discontinua.

La comunicación en estos casos se realiza por Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo Internet (TCP/IP) a través del router 4G o 5G o por fibra óptica en los transformadores de los centros de transformación donde se dispone de esta solución, ya que es una solución de comunicación más fiable y segura.

Puede ocurrir que el router no esté disponible y deje de comunicar, ya sea por problemas de cobertura o por un fallo del propio router. En estos casos, el concentrador seguirá recibiendo datos de los contadores inteligentes y gestionando la red de comunicaciones PLC, pero el router no podrá transmitir estos datos al sistema central. Cuando la comunicación con el sistema central se realiza a través de un router, se introduce un elemento que necesita alimentación eléctrica para funcionar y, por tanto, se verá afectado por fallos de alimentación cuando se produzcan fallos en la red eléctrica de MT.

Es necesario tener una visión holística de todo el sistema y de los elementos que intervienen en la infraestructura de medición avanzada para disponer de un sistema de medición fiable y resiliente que nos permita conocer en tiempo real o casi real lo que ocurre en la red de baja tensión.

En los Centros de Transformación con telemando de MT, se instalan equipos de alimentación segura que garantizan el funcionamiento de los dispositivos digitales incluso en caso de fallo de la alimentación de BT. Sin embargo, esta configuración no es habitual en los centros de transformación sin telemando de MT, y dependiendo de la estrategia de la empresa distribuidora, incluso en los centros de transformación con telemando de MT y alimentación segura, no siempre es posible conectar el armario eléctrico del concentrador a los mismos sistemas de alimentación ininterrumpida donde está conectado el control de la MT. En este caso hay que tener en cuenta los valores de tensión en que trabajan los diferentes equipos de control de MT y BT y los diferentes niveles de aislamiento con que han sido diseñados estos equipos. Por otro lado, también hay que tener en cuenta la segmentación de redes de comunicación por criterios de ciberseguridad. En este sentido, es necesario aclarar que el telemando de MT es un elemento que debe funcionar con fiabilidad y seguridad ya que permite el telecontrol de la red que es básico para poder maniobrar en remoto para aislar la zona en caso de una avería en la red y mantener el suministro en las zonas no afectadas. Y aunque mantener la medida de la baja tensión es también importante la infraestructura de medida avanzada son equipos de monitorización de la red sin mando remoto sobre ella.



Figura 4.4. Esquema de dos entidades simples avanzadas (ASEN1 and ASEN2) que están interconectadas a través de uno de sus alimentadores de BT.

También existen otros tipos de configuraciones, como las que se muestran en la Figura 4.4, que representa una Entidad Simple Avanzada (ASEN), que es una configuración menos común y difiere de la SEN en cuanto al equipo de medida instalado que, en este caso, permite supervisar individualmente cada alimentador de BT mediante supervisores de línea (LS) en cada una de las cabeceras de línea de BT. Esta configuración está menos extendida debido a la inversión adicional que supone su adopción.

Como se muestra en Figura 4.4, una entidad simple avanzada ASEN1 se compone de Transformador T1, el interruptor principal BR1, los tres alimentadores F1, F2 y F3 y está alimentando todas las cajas generales de protección GPBs conectadas a los alimentadores F1 y F2. El alimentador F3 está abierto, con los fusibles sacados y no está alimentando ninguna carga. Los suministros conectados a F3 corresponden a la entidad simple avanzada ASEN2.

La entidad simple avanzada ASEN2 está compuesta del Transformador T2, el interruptor principal BR2, los dos alimentadores F4 and F5 y está alimentando todas las cajas generales de protección GPBs conectadas a las líneas F4 and F5. Los fusibles FL6 de la línea 6 están conectados (cerrados).

Como en el caso del SEN explicado en la Figura 4.2, la configuración de la red puede modificarse con los interruptores y la carga puede trasladarse de un transformador a otro si es necesario.

En el caso de las ASEN, también hay dos tipos de dispositivos digitales conectados: los de medición y los de comunicación. Los equipos de medición de cada ASEN son los contadores inteligentes (SM1...SMn) en los puntos de consumo de los prosumidores (P1...Pn), el supervisor del transformador (TSX) que mide toda la energía entregada por el transformador TX a la red BT y los supervisores de línea (LS1...LSn) que mide toda la energía que fluye hacia cada alimentador.



Figura 4.5. Foto del cuadro de baja tension de un centro de transformación con supervisores avanzados de línea LSn instalados en sus cabeceras de línea de BT.

La Figura 4.5 muestra fotos de un armario eléctrico de un centro de transformación de BT en el que se han instalado supervisores de línea como parte de una entidad simple avanzada (ASEN).

En las entidades simples avanzadas (ASEN), hay tres tipos de dispositivos de supervisión de red: contador inteligente prosumidor, supervisor de transformador y supervisor de línea y dos dispositivos de comunicaciones: unidad concentradora de datos DCU y unidad terminal remota RTU, como puede verse en la foto de la Figura 4.6.

Un router 4G/5G sólo es necesario si no hay otra vía de comunicación en el centro de transformación, como la fibra óptica.

En otras palabras, un ASEN tiene dos dispositivos más que un SEN, lo que aumenta la supervisión de la red de BT. El dispositivo de supervisión adicional incorporado en una ASEN en comparación con una SEN es el supervisor de línea. La incorporación de este dispositivo también requiere la adición del dispositivo de comunicación que transmite los datos de los supervisores de línea, y que se denomina unidad terminal remota (RTU).

La unidad terminal remota avanzada (RTU) es un dispositivo con prestaciones similares a las de una DCU. El protocolo utilizado por las RTU es similar al de la DCU Prime PLC y, por tanto, también es un protocolo abierto.



*Figura 4.6. Foto con la configuración de equipos digitales de comunicación en un armario eléctrico de un centro de transformación de una entidad simple avanzada.* 

La RTU gestiona los supervisores de línea (LSn) y la comunicación con ellos es de baja latencia ya que, tanto los dispositivos de comunicación de la RTU, como los supervisores de línea están instalados en la misma ubicación física y la comunicación se puede establecer directamente a través de un cable RS485. En este caso la comunicación entre la RTU y los supervisores de línea puede ser simultánea y no secuencial como ocurre con el SM y el DC debido a las características intrínsecas de la comunicación PLC. A pesar del coste de inversión que supone la instalación de un ASEN frente a la instalación de un SEN, las ventajas de adoptar la configuración tipo ASEN son incuestionables, ya que permite simplificar la entidad de referencia (ASEN) en tantos SEN como alimentadores tenga cada transformador de subestación. De esta forma, cada uno de los alimentadores del transformador de la subestación puede ser considerado como una simple entidad (SEN) cuyas reglas de funcionamiento serán como las de otros alimentadores con la misma configuración de equipos de medida.

Esta configuración se ha ido extendiendo y aumentará su penetración rápidamente a medida que las empresas distribuidoras realicen una vigilancia tecnológica sobre las posibilidades de digitalización de la red y mejora de su infraestructura de medición avanzada (AMI) y vayan adoptando soluciones que aumenten las capacidades de gestión de la red de BT.

EDP Redes España está desplegando esta configuración en todos sus centros de transformación. A finales del año 2024 se dispondrá de unos 3.500 transformadores MT/BT con esta solución instalada y el plan es aumentar el número de transformadores equipados con esta solución en un 10% cada año hasta completar la instalación en el parque completo de transformadores.

Es importante probar los avances tecnológicos mediante la realización de proyectos piloto a pequeña escala que permitan extraer conclusiones fiables en cuanto a las funcionalidades aportadas y el coste de implantación de la solución. Un ejemplo de estas nuevas tecnologías son los supervisores portátiles PLC que pueden instalarse en cualquier punto aguas abajo de un alimentador de BT y que permiten medir la energía de un tramo de red de forma sencilla y continua. Este tipo de configuraciones de conexión, al ser portátiles, permiten una gran flexibilidad cuando es necesario aumentar la observabilidad de la red de BT en una zona concreta de la misma, donde la simple entidad no permite una frecuencia de muestreo de monitorización de variables eléctricas suficiente para obtener conclusiones en el análisis de los datos obtenidos en los puntos de medida estándar.

Es necesario resaltar una vez más la importancia de dotar a las redes de BT de la capacidad de cambiar la configuración topológica enlazando unos alimentadores de BT con otros. Normalmente, la configuración de funcionamiento de los alimentadores de BT será radial, pero su trazado es mallado, y será posible cambiar la alimentación de cada segmento de línea transfiriendo la carga de uno de los segmentos de línea a otro y, por tanto, de uno de los transformadores a otro.

Algunas zonas de la red estarán muy malladas y otras no tanto. Algunas zonas tendrán una sola posibilidad de conmutación y otras estarán aisladas y no será posible realizar ningún cambio en su configuración topológica de BT. La redundancia suele ser mayor en redes urbanas con alta concentración de usuarios y en redes industriales, mientras que en redes rurales con usuarios dispersos son más comunes las configuraciones sin ninguna redundancia, con una topología completamente estática.

En cuanto a la disposición física de los dispositivos digitales, la DCU se instala en un armario eléctrico con las protecciones necesarias junto al cuadro de BT del Centro de Transformación y se conecta de forma que toma la alimentación del cuadro de baja tensión e inyecta la señal PRIME a través de las fases del conductor de BT. Esta conexión se realiza aguas abajo del interruptor general del transformador (BR<sub>x</sub>).

### **4.3.** Smart meters PLC PRIME

Los contadores inteligentes que se comunican mediante tecnología PLC Prime también son PC industriales de menor tamaño y capacidad de cálculo que los concentradores.

Los *smart meters* destacan por sus avanzadas capacidades de registro, significativamente superiores a las de los contadores tradicionales. Toda información registrada se almacena en memoria no volátil, lo que garantiza su conservación el tiempo suficiente para que el sistema AMI pueda capturarla, incluso frente a interrupciones temporales en la comunicación.

Aunque algunos parámetros, como la potencia contratada, pueden modificarse de forma remota, los datos de medición de energía registrados deben ser inalterables, al igual que los parámetros que afecten la precisión del dispositivo. Además, los *smart meters* permiten responder rápidamente a consultas sobre su estado, lo que facilita a las empresas distribuidoras obtener información casi en tiempo real sobre el estado de la red de baja tensión que abastece a sus clientes. También incorporan funcionalidades como el apagado remoto y el corte automático del suministro cuando la demanda supera la potencia contratada. Estas características son útiles para la gestión comercial de contratos, permitiendo desconectar el suministro por impago y reconectarlo tras su regularización, así como limitar la potencia máxima según lo estipulado en el contrato del cliente.

Otra capacidad importante es la emisión espontánea de alarmas hacia el sistema AMI en respuesta a eventos configurados previamente. La emisión espontánea de estos eventos, que pueden activarse o desactivarse de forma remota y es fundamental para la supervisión de la red de baja tensión.

El diseño de estas funcionalidades exige cumplir estrictos estándares de seguridad y privacidad. Las comunicaciones entre los *smart meters* y el sistema AMI deben estar encriptadas, y el acceso, tanto remoto como local, protegido por contraseñas. Asimismo, los datos del contador sólo deben ser accesibles para el consumidor, la compañía suministradora para fines de facturación y la distribuidora responsable del mantenimiento de la red de baja tensión [57]

Finalmente, una característica esencial que debe poseer el contador inteligente es la capacidad de contar con un sistema actualizable a través de su *firmware*, lo que permite incorporar nuevas funcionalidades, mejorar las existentes o corregir errores detectados. Generalmente, los contadores inteligentes incluyen dos tipos de *firmware*: uno destinado a las funciones metrológicas y otro enfocado en las comunicaciones.

El *firmware* metrológico está diseñado para realizar mediciones y parámetros relacionados de tal forma que estos contadores reproducen el funcionamiento de los contadores mecánicos tradicionales y amplían su capacidad de almacenamiento de datos, por ejemplo, en el registro de eventos y el registro de perfiles de carga por horas.

El *firmware* de comunicaciones permite que los contadores se comuniquen con el concentrador de datos a través del canal PLC. Este *firmware* ha evolucionado tanto en la mejora de la calidad de la comunicación como en la incorporación de diferentes niveles de seguridad, encriptación y autenticación de la comunicación para evitar pérdidas de datos o ataques para manipular los dispositivos. La posibilidad de realizar actualizaciones remotas del *firmware* no solo asegura la adaptabilidad del dispositivo a futuras necesidades, sino que también contribuye a extender su vida útil.

Los fabricantes trabajan actualmente en una nueva generación de contadores inteligentes para cubrir las necesidades a corto, medio y largo plazo, mejorando las capacidades de los contadores actuales y dotándolos de nuevas funcionalidades de registro de datos y mediciones y ampliando las posibilidades de comunicación para su uso en puntos de la red donde no es viable la comunicación PLC Prime.

Los contadores inteligentes de nueva generación están diseñados para superar las limitaciones de los contadores actuales en cuanto a identificación de la fase de conexión, registro de valores eléctricos, latencias de comunicación y obtención de valores instantáneos en tiempo real, entre otras.

Las ventajas de la tecnología PLC son mayores que los inconvenientes, por lo que el escenario a medio plazo será un uso mixto de contadores con comunicación PLC Prime en protocolos más avanzados y contadores con comunicación inalámbrica. Incluso se están probando contadores inteligentes que incluyen ambas posibilidades de comunicación en el mismo dispositivo.

Los *smart meters* comunicados mediante tecnología PLC PRIME han sido ampliamente desplegados en España por las principales empresas distribuidoras. En EDP Portugal, también se ha adoptado esta tecnología para el control y supervisión de la *Smart Grid*. En 2024, el número total de *smart meters* PLC PRIME instalados en la península ibérica supera los 20 millones de unidades.

La tecnología PLC PRIME se basa en un protocolo estándar abierto e interoperable que utiliza las primeras capas del modelo OSI (física y de enlace). Este sistema se combina con el protocolo DLMS/COSEM [58] (*Device Language Message Specification/Companion Specification for Energy Metering*) en la capa de aplicación, que se encarga de la gestión y transferencia segura de datos. El protocolo DLMS/COSEM es el estándar más utilizado para contadores inteligentes. DLMS (*Device Language Message Specification*) es una aplicación de especificación de capas diseñada para soportar y establecer la comunicación y poder acceder a los objetos. COSEM (*COmpanion Specification*)

*for Energy Metering*) es el modelo de interfaz utilizado en la comunicación para intercambiar datos. Es un modelo que utiliza un enfoque orientado a objetos.

El protocolo DLMS/COSEM permite que los dispositivos inteligentes gestionen y comuniquen información detallada sobre el consumo energético y el estado de la red de manera interoperable, lo que es crucial en el contexto de una red de distribución con múltiples proveedores y dispositivos. La integración de DLMS/COSEM con PRIME ofrece un modelo común y estandarizado que permite a las empresas distribuidoras implementar funciones avanzadas de gestión de datos y seguridad. Además, gracias a esta combinación, el sistema puede ajustarse a diferentes requisitos nacionales y perfiles de usuario, lo que asegura un entorno interoperable y adaptable tanto para el despliegue actual como para futuras actualizaciones.

Con el fin de dinamizar el mercado y facilitar a los fabricantes el diseño y certificación de los equipos PRIME, se han constituido diversos grupos de trabajo, tanto en el marco de la Alianza PRIME como a nivel de las propias distribuidoras en España. Uno de estos grupos de trabajo, integrado por las distribuidoras, se ha encargado de estandarizar la especificación de los contadores inteligentes PLC PRIME.

Las funcionalidades y datos medidos y capturados por los *smart meters* PLC Prime son los que se describen a continuación:

- Registro de cierres y excesos de potencia para facturación
- Registro de curva de carga
- Elemento de corte
- Gestión comercial: tarificación y contratos (Registro de excesos de potencia)
- Presencia de tensión y sentido de circulación por fase
- Medida de valores instantáneos
- Variaciones de tensión e interrupciones de suministro
- Registro y envío de alarmas y eventos
- Eventos de conectividad
- Seguridad y niveles de acceso
- Puertos de comunicación y gestión de prioridades
- Gestión técnica: reloj interno, actualización de FW, reset de datos y parámetros

Hasta el año 2024, el protocolo de comunicación implantado se basó en la versión 1.3.6. Sin embargo, desde hace algunos años se ha trabajado en la evolución de este protocolo para dotarlo de capacidades de comunicación más rápidas, estables y robustas. Como resultado, se ha desarrollado la versión 1.4, que amplía tanto las capacidades de comunicación como las funcionalidades de captura de información en los puntos de la red donde se instalan estos equipos.

Los *smart meters* PLC PRIME de segunda generación con versión de protocolo 1.4, además de estar dotados de mejores prestaciones en lo que se refiere a las comunicaciones PLC, cuentan con nuevas funcionalidades de medida y toma de datos.

- Registro de valores instantáneos
- Registro de valores medios RMS
- Detección de fase
- Protección contra sobretensiones

En la Figura 4.7 se representan las bandas de frecuencia habituales para las dos versiones de protocolo PRIME. Mientras la versión 1.3.6 utiliza la banda CENELEC A, con la versión 1.4 se amplían las posibilidades de comunicación en toda la banda FCC, siendo los canales más favorables el 5, 6 y 7. Los protocolos de la versión 1.4 posibilitan la selección del mejor canal de comunicación de forma automática y el cambio remoto forzado del canal de comunicación del contador. Esto supone una mejora importante en la calidad de comunicación PLC de la nueva versión y por tanto de la segunda generación de contadores PLC Prime.



Figura 4.7. Banda de frecuencia PLC Prime 1.3.6 vs. PLC Prime 1.4

### 4.4. Supervisores de transformador y de línea

El despliegue de los *smart meters* para cada punto conexión de cliente ha impulsado también la implantación de otros contadores inteligentes de medida interna por parte de las distribuidoras, como es el caso de los supervisores de transformador (TS) y de los supervisores de línea (LS) y se instalan en ubicaciones muy específicas para optimizar sus respectivas funciones.

El supervisor del transformador (TS) es un contador inteligente trifásico que se instala justo en la salida de baja tensión del transformador eléctrico. El supervisor del transformador (TS) puede estar integrado en la carcasa del concentrador de datos (DC) o ser un dispositivo independiente que se comunica con el concentrador mediante PLC o TCP/IP. Para reducir la latencia en las comunicaciones, la solución integrada es la óptima.

La función principal del supervisor del transformador (TS) es medir todas las magnitudes eléctricas (energía, corriente, tensión, frecuencia) del lado de baja tensión del transformador y como cualquier otro contador inteligente también genera eventos y alertas asociados a ellos. Dado que el transformador es uno de los puntos más críticos de la red de baja tensión, el supervisor puede considerarse como el sensor más importante en la monitorización del propio transformador y de la red asociada aguas abajo del mismo. Otro de los puntos críticos de la red son cada uno de los diferentes alimentadores que parten del armario de conmutación de baja tensión de la subestación transformadora (ST). El segundo contador inteligente mencionado es el supervisor de línea (LS). Estos equipos se instalan en las salidas de cada una de las líneas de BT. Son contadores inteligentes trifásicos que pueden medir las magnitudes eléctricas de cada alimentador y supervisar así la red que depende de cada línea y los distintos grupos de clientes conectados a ella. Los supervisores de línea están específicamente diseñados para supervisar las líneas de BT y, por ello, cuentan con funciones más avanzadas en comparación con los supervisores TS. Entre estas funcionalidades, destaca su capacidad de realizar registros oscilográficos, lo que les permite capturar y analizar estos valores eléctricos con la mayor precisión posible. Actualmente los supervisores de línea se comunican con los sistemas Advanced Metering Infrastructure (AMI) o Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) a través de la unidad terminal remota (RTU), que son

dispositivos equivalentes a los concentradores de datos (DC), aunque en el futuro ambos equipos podrían unificarse en uno solo.

### 4.5. Concentrador de datos y RTU de SVA

Partiendo de la entidad simple (SEN), que comprende un transformador, su red asociada y los dispositivos digitales instalados en la subestación transformadora y en los puntos aguas abajo de la misma, la DCU es el dispositivo encargado de centralizar los eventos y coordinar la gestión de todos los elementos. Una DCU actúa como una unidad procesadora industrial equipada con un firmware diseñado a medida para optimizar la comunicación PRIME, gestionar la recolección de las lecturas de los contadores inteligentes para facturación y ejecutar órdenes de conexión y desconexión de dispositivos de medida, funcionalidad que motivó originalmente el despliegue de la telegestión.

En este contexto, las nuevas funcionalidades necesarias para la gestión inteligente de la red de BT se incorporan también a la DCU ya instalada mediante la actualización de su *firmware*. No obstante, si esto no es posible debido a las limitaciones de memoria en el dispositivo, se instalan nuevas unidades de control en los centros de transformación, como las RTU. que gestionan los supervisores de línea (LSx), ampliando así las capacidades operativas de la infraestructura existente.

Es muy posible que a medio plazo las funcionalidades del concentrador de datos y de las RTU y otras que puedan aparecer se fusionen en un único equipo modular o PC industrial en el que se puedan cargar paquetes de *software* de control de entidades sencillas. De esta forma, además de los actuales fabricantes de hardware y software necesarios para el control y monitorización de contadores inteligentes, podrán aparecer desarrolladores de software de funcionalidades para la gestión de redes que, utilizando los datos obtenidos por los equipos modulares, puedan desarrollar funcionalidades a nivel de computación de transformador (*Edge computing level*).

El concentrador es el único elemento de la subestación transformadora que se comunica con los contadores inteligentes y, por tanto, la monitorización de los valores eléctricos y otros parámetros a controlar, así como la transmisión a los sistemas centrales de los eventos generados por los contadores, son acciones que se realizan a través del concentrador de datos.

Los concentradores están preparados para que sea posible programar tareas repetidas en el tiempo, recogiendo y enviando lecturas diarias, mensuales y horarias, como por ejemplo recoger el perfil de carga trimestral al final del día y también pueden recibir peticiones vía *webservices* desde el sistema de telegestión para obtener otro tipo de información o modificar parámetros de funcionamiento, como por ejemplo obtener valores eléctricos instantáneos de un contador Smart.

En cualquier caso, cualquier información a obtener de los contadores se realiza a través del canal PLC PRIME y por tanto debe ser secuencial ya que se trata de una comunicación monocanal, es decir, la información se obtiene de un contador tras otro, no siendo posible obtener información simultánea de dos o más contadores.

Por lo tanto, para utilizar el concentrador de datos como dispositivo de supervisión de la red de BT, el tiempo del concentrador de datos estará disponible una vez realizadas sus tareas habituales. No obstante, en caso necesario, es posible interrumpir las tareas que está realizando el concentrador para acciones que se consideren prioritarias para la gestión de los contadores o de la red: desconexión o reconexión de contadores o solicitud de valores eléctricos para resolver una avería en la red de BT.

El concentrador de datos, además de gestionar la comunicación con los contadores, también debe gestionar la comunicación con el sistema central. Los datos de medición y las solicitudes de información del sistema de telegestión se envían a través del protocolo de transferencia de archivos (FTP) o de servicios web, pero también es posible consultar determinados datos publicados en el protocolo simple de gestión de redes (SNMP). Por tanto, las vías para que el concentrador envíe datos a los sistemas centrales son variadas y habrá que elegir la opción más favorable en cada caso y según el tipo de información.

En general, la información periódica sobre lecturas, parámetros de configuración, perfil de carga horaria e histórico de eventos se proporciona vía

FTP, los eventos en tiempo real, peticiones específicas de actuación o extracción de valores de contadores se proporcionan vía *webservices* y la información más volátil y dinámica relacionada con la comunicación PRIME PLC se obtiene vía protocolo SNMP.

# 4.6. Comunicaciones y su impacto en la gestión remota de la red y de los activos

La infraestructura de medición avanzada, en su fase actual de desarrollo, puede ayudar mucho a la gestión de la red de Baja Tensión. Sin embargo, hay muchas funcionalidades que podrían desarrollarse si los equipos instalados en la red tuvieran más capacidad de supervisión. Los avances en las comunicaciones serán un factor clave en el desarrollo de nuevas aplicaciones.

Además, los dispositivos digitales se gestionan y controlan mediante firmware que también está sujeto a evoluciones. Por otra parte, la gestión combinada de los distintos dispositivos que controlan la red utilizando distintos canales de comunicación y el uso de distintas capas informáticas abren la puerta a otras dimensiones de gestión aún no exploradas.

La norma PRIME para contadores inteligentes se creó para satisfacer la necesidad de los gestores de redes de distribución de digitalizar las tareas de lectura de contadores. En 2009, la Prime Alliance [56] se creó para reunir y orientar a todas las partes interesadas necesarias para el desarrollo y uso de esta tecnología. La Prime Alliance incluye a fabricantes de equipos y empresas de distribución que llevan años utilizando esta tecnología para gestionar las redes inteligentes. El estándar de comunicación PLC PRIME más utilizado es la versión v1.3.6 [59]. Actualmente, una versión más avanzada v1.4 [60] está disponible, pero los contadores aún no se fabrican en serie y sólo se han desplegado algunos pilotos. La tecnología de comunicaciones PRIME PLC se utiliza únicamente para los contadores instalados aguas abajo de los transformadores, cuando el consumo que debe medirse se encuentra fuera del centro de transformación y se distribuye en cualquier punto de la red de BT. La principal ventaja de PRIME PLC es la reducción de costes en el momento del despliegue del sistema de medida avanzado, ya que la capa física de

comunicación ya está disponible y no es necesario invertir costes adicionales para configurarla.

Sin embargo, la comunicación a través de PRIME PLC es de banda estrecha, lo que limita enormemente la cantidad y velocidad de los datos a transmitir. Más adelante se explicará cómo aprovechar al máximo la capacidad de comunicación de los contadores PRIME PLC. Esta limitación, implícita en la comunicación PLC, no se aplica a los supervisores de transformador (TS) y de línea (LSX), que pueden comunicarse directamente por cable Ethernet o vía 4G con el sistema central, lo que permite obtener datos de medida mucho más rápidamente y con mayor frecuencia de muestreo.

Los contadores inteligentes y los supervisores portátiles que se comunican mediante la tecnología PLC PRIME tienen una capacidad limitada para enviar datos al sistema central a través del concentrador de datos (DCU) que gestiona su comunicación. La configuración normal de la comunicación PLC PRIME de un concentrador instalado en un Centro de Transformación implica la creación de una red PLC gestionada por la DCU.

La base de PLC Prime v1.3.6 es la inyección de una señal por la DCU en la banda de frecuencias CENELEC A (*Comité Européen de Normalisation Électrotechnique*) utilizando el esquema de modulación OFDM (*Orthogonal Frequency Division Multiplexing*) como se puede ver en la Figura 4.7. Banda de frecuencia PLC Prime 1.3.6 vs. PLC Prime 1.4. Los contadores reciben la señal enviada por la DCU a través del cable eléctrico y se establece la comunicación entre los contadores inteligentes que funcionan como nodos de servicio (SN) y la DCU que actúa como nodo base (BN).

El protocolo PLC Prime está organizado en tres capas de comunicación: Capa física (*PHY-Layer*), Capa de control de acceso al medio (*MAC-Layer*) y Capa de convergencia (*CL-Layer*). Esta sección sólo explicará el uso de la información de la capa MAC en términos de la aplicabilidad de esta información de capa en el desempeño de la red eléctrica.

Es esencial comprender las reglas de funcionamiento de la capa MAC y del árbol de comunicación Prime, ya que el establecimiento de relaciones jerárquicas entre nodos se basa en la intensidad de la señal PRIME que recorre el cable de BT y llega a cada nodo de servicio, permitiendo el establecimiento de conexiones de comunicación con el nodo base.

🤤 PRIME Inter	rfaces													
MAC	Address	Channel	Regist	ered										
40:40:22:01:e0:8	Rouress	nlc1	121	lereu										
40:40:22:01:e0:8	Bc	plc2	0											
40:40:22:01:e0:8	Bc	plc3	0											
Total			121											
S PRIME Top	ology													
	5	Serial		MAC	Channel	SID	LNID	State	SSID	Coverage	Conn. Time	Disc. Time	Availability	Database
				40:40:22:01:e0:8c	-	-	-	Base	0					
$\diamond$	2	ZIV004035	9333	40:40:22:67:d5:a5	plc1	0	8265	Switch	6		10-15 17:46	10-17 16:15	99%	
	2	ZIV004796	0629	40:40:22:db:d2:35	plc1	6	8467	Terminal	-		10-17 00:58	10-17 16:16	99%	
	Z	ZIV003629	2193	40:40:22:29:c6:61	plc1	6	8591	Terminal	-		10-17 05:29	10-17 16:15	98%	
	Z	ZIV004035	9753	40:40:22:67:d7:49	plc1	6	9193	Terminal	-		10-17 05:30	10-17 16:16	99%	
$\diamond$	2	ZIV003491	6808	40:40:22:14:c9:c8	plc1	0	8300	Switch	2		10-15 07:15	10-17 16:16	99%	
	2	ZIV004035	9464	40:40:22:67:d6:28	plc1	2	8225	Terminal	-		10-15 07:20	10-17 16:16	99%	
	2	ZIV003629	9757	40:40:22:29:e3:ed	plc1	2	8357	Switch	252		10-15 08:38	10-17 16:16	99%	
	ž	ZIV004035	9439	40:40:22:67:d6:0f	plc1	252	8681	Terminal	-		10-15 16:31	10-17 16:16	99%	
	2	ZIV005005	1822	40:40:22:fb:ba:ee	plc1	252	9760	Terminal	-		10-17 15:11	10-17 16:16	79%	
	Z	ZIV004035	9461	40:40:22:67:d6:25	plc1	2	8618	Terminal	-		10-15 07:20	10-17 16:16	99%	
	2	ZIV004035	9445	40:40:22:67:d6:15	plc1	2	8762	Terminal	-		10-15 07:21	10-17 16:15	99%	
	2	ZIV004035	9467	40:40:22:67:d6:2b	plc1	2	8790	Terminal	-		10-16 07:38	10-17 16:16	99%	
	Z	ZIV004035	9466	40:40:22:67:d6:2a	plc1	2	8802	Terminal	-		10-15 14:11	10-17 16:15	99%	
	2	ZIV004035	9463	40:40:22:67:d6:27	plc1	2	8826	Terminal	-	- REAL	10-15 07:20	10-17 16:15	99%	
	2	ZIV004063	7089	40:40:22:6c:12:a1	plc1	2	8872	Terminal	-		10-15 07:20	10-17 16:15	99%	
	2	ZIV004035	9462	40:40:22:67:d6:26	plc1	2	8912	Terminal	-		10-15 07:21	10-17 16:14	99%	
	2	ZIV003628	8254	40:40:22:29:b6:fe	plc1	2	8962	Terminal	-	- BRANN	10-16 07:39	10-17 16:15	99%	
	2	ZIV004035	9359	40:40:22:67:d5:bf	plc1	2	9062	Terminal	-		10-17 00:41	10-17 16:15	99%	
	2	ZIV004035	9459	40:40:22:67:d6:23	plc1	2	9245	Terminal	-		10-15 07:19	10-17 16:16	99%	
	2	ZIV004035	9444	40:40:22:67:d6:14	plc1	2	9311	Terminal	-		10-15 07:20	10-17 16:16	99%	
	2	ZIV004035	9723	40:40:22:67:d7:2b	plc1	2	9431	Switch	18		10-15 07:20	10-17 16:14	99%	
l Č	2	ZIV004694	2631	40:40:22:cc:49:a7	plc1	18	8267	Switch	134		10-15 09:02	10-17 16:14	99%	
	2	ZIV004035	9438	40:40:22:67:d6:0e	plc1	134	10153	Terminal	-		10-17 14:36	10-17 16:15	79%	
	2	ZIV004035	9724	40:40:22:67:d7:2c	plc1	18	9371	Switch	23		10-15 20:16	10-17 16:15	99%	
	5	SOG00200	22284	d4:8f:aa:0c:d1:5b	plc1	23	9777	Terminal			10-17 00:04	10-17 16:15	96%	
	2	ZIV003484	5038	40:40:22:13:b1:6e	plc1	18	9623	Terminal	-		10-15 17:36	10-17 16:16	99%	
	-	71/004035	9358	40:40:22:67:d5:be	plc1	18	9725	Terminal	-		10-15 08:51	10-17 16.14	99%	

La Figura 4.8 muestra la estructura de conexión de los nodos de Servicio y del nodo base, es decir, el árbol de comunicación PRIME.

Figura 4.8. Árbol de comunicación PRIME de un concentrador comunicando con 121 smart meters por el canal de inyección plc1

El concentrador DC de la figura 7 gestiona la red de comunicación PRIME de 121 contadores inteligentes. El ejemplo seleccionado corresponde a un caso en el que la comunicación es estable, es decir, con pocos cambios de estado en la capa MAC.

La parte superior muestra el nodo base y los tres posibles canales de inyección de señal Prime (plc1, plc2 y plc3). En este caso, la señal se inyecta únicamente a través del canal plc1 que representa la fase R y los 121 contadores inteligentes están conectados como nodos de servicio al nodo base en este canal plc1 o de fase R.

Es posible configurar los parámetros del concentrador para cambiar la inyección a cualquiera de los otros dos canales o incluso activar una de las funciones de inyección trifásica o inyección inteligente. En la función de inyección trifásica, el concentrador inyectará la señal prime por las tres fases simultáneamente, repartiendo la intensidad total de la señal entre las tres fases, y en la función de inyección inteligente elegirá automáticamente la función de inyección que maximice la comunicación con todos los nodos de servicio que gestiona.

El nodo base está representado por un círculo azul y el valor de la columna Estado está marcado con la etiqueta "Base".

Los nodos de servicio pueden ser de dos tipos: *Terminal* o *Switch*. Los nodos terminales pueden conectarse directamente al nodo base o estar en un nivel de comunicación superior y comunicarse a través de un nodo Switch. Esta situación se dará cuando la intensidad de la señal PRIME sea más estable a través de otro contador inteligente que funcione como repetidor que desde el propio nodo base. De esta forma el concentrador construye el árbol de comunicaciones maximizando la estabilidad de la comunicación.

El árbol de comunicaciones también muestra la cobertura de la señal PRIME y el porcentaje de disponibilidad de cada nodo de servicio. Un nodo de servicio de tipo *Switch* mantiene normalmente una cobertura de comunicación y una disponibilidad mayores que los nodos que se comunican a través de él con el nodo base o con otros Switches. La gestión de la red PLC por parte de la DCU está optimizada para que, en caso de que exista un nodo de servicio que sea mejor candidato para ser *Switch*, la DCU promocione el nuevo nodo a *Switch* y degrade el otro a *terminal*.

En un concentrador con comunicación PLC estable es posible trazar con cierta fiabilidad la fase de conexión de los contadores Smart e incluso la posición relativa de unos contadores respecto a otros, aguas abajo de la cabecera de línea.

Cuando la comunicación PLC es estable, la inyección de señal PRIME se mantiene en fase R, que es la seleccionada normalmente por defecto. En este caso, los contadores inteligentes que están conectados directamente al nodo base estarán en fase R y normalmente los contadores inteligentes que dependen de un nodo Switch estarán eléctricamente cerca de ese contador inteligente que tiene el rol de Switch. En cualquier caso, es normal tener que esperar unas horas después de reiniciar una DCU para que el árbol se estabilice.

Este método de detección de fase, por sí mismo, no es aplicable porque aún no se han podido determinar las variables a medir, ni se ha trabajado lo suficiente sobre los datos estadísticos para determinar el límite de estabilidad a partir del cual las conclusiones obtenidas son válidas; sin embargo, es clara la existencia de indicios que permiten pensar en correlaciones entre la estabilidad de la red, las velocidades de comunicación de los dispositivos y la fase de conexión.

Además, esta información sobre el sistema de comunicaciones puede utilizarse para identificar errores, es decir, para asegurar cuándo el inventario de la red no es correcto. En lugar de especificar qué situaciones son correctas entre todas las posibles, lo que se puede determinar son las situaciones que no son posibles. Por ejemplo, cuando un contador inteligente se encuentra en nuestro inventario en una red de BT que está a varios kilómetros del concentrador con el que se comunica. Si, además, este contador erróneamente geolocalizado se comunica a través de un nodo Switch, se han realizado comprobaciones para determinar que, efectivamente, la ubicación geográfica correcta está eléctricamente próxima al contador *Switch*.

SITEL acometidas — X																								
Código	o acon	netida		ī	3	69103	01																	
Codiac	Codigo 2 38758601																							
CTCL						013000											1							
CI.Clav	ve - No	ombre	9		IC.	JU4222																		
Direcci	ón hor	izonta	al																			/	/	
CT gis	== CT	sitel			S	i															1			
CT aic	ALCT	cital			7	IV0046	:020	50							E . 10/	1/21	00-20 - M							
CT gis	C/Cl	siter			2								,	8	117, 10/0	14/21	00.50 ; IVI		/	/ /				
AREOL	Prof. Serial		MAC	\$10	UNID	State	5510	Coverage	over %	Cont. Time	• 0	as. Time	Avaiability	L# 1	Version L.Prime vers	ion L.Present	L Last communication	L. date TF	L.S02 Comms Time(s)	L.Stetus changes L.J	Activetime	Acometida	Lines	Cave_CT
	0 5060	080002317	d4:0taa:0c:4b:f9	0	11009	Terminal			95,34	04-18 12:	32 04	-18 20:52	99,99	11		A	2021/04/18 00:28:06		17.494(24 regs)	0	100	100263126	2	C004470
$\diamond$	0 SOG	080002320	d4:8tax.0c.4e.ae	0	11182	Switch	24	-ostili	91,31	04-16 16.	57 04	-18 20:51	85,65	12		A	2021/04/18 00:28:16		16.550(24 regs)	0	100	100568579	7	C004470
	1 Z/V00	42302341	40.40.22.85.76.85	24	10666	Switch	25	assisted in	96,86	04-16 17:1	03 04	-18 20:51	85.35	18		A	2021/04/18 00:32:10		16.202(24 regs)	0	100	100704507	7	C004470
	2 Z/V00	49873996	40.40.22.19:04:40	25	11507	Terrinal		Hillion	97,8	04-16 17:	11 04	-18 20:52	85.05	28		A	2021/04/18 00:34:15		42.655(24 regs)	0	100	100329617	7	C004470
MA	0 2//00	196319271	40.40.22.2±30.27	0	11252	Switch	4	i Higher	91,5	04-15 16.4	45 04	18 20.52	39,99	14			2021/04/18 00:30:3/		6.580(24 regs)	0	100	31061201	6	0004470
	1 2000	42301389	40.40.22.85.77.ed	1	10/13	Switch	20	and a state	33,16	04-16-15.	31 04	18 20.52	33,33	1/		-	2021/04/18 00/31/38		23.870(24 regs)	0	100	31061201	0	C004470
	1 2000	42301385	40.40.22.85.77.69	1	11837	Switch			91,6	04-15 164	49 04	18 20.52	100	16		2	2021/04/18 00:31:03		23.061(24 regs)	0	100	30866202		0004470
	0 0400	196300446	-0.15-20-80-4.82		11222	Turning		inere a	00.0	04.15 10.	10 04	10 20.02	99.00	-			2021/04/10 00 20:03		16.053(24 (egs)	0	100	101704403	2	0004470
	0 25/00	49973300	40.40.22.69.03.02	0	11446	Terminal		and a	91.97	04.16 194	57 04	18 20 52	99.97	30		Â	2021/04/18 00 34 59		5 715(24 regs)	0	100	34092901	3	0104470
	0 2540	42302344	40 40 22 85 7- 40	0	11552	Saiteh	14	and a state	90.6	04.15 10.	45 (14	18 20.52	99.66	19		2	2021/04/18 00 33 39		5.903/24 month	0	100	38332301	3	C004470
	1 2500	42302387	40 40 22 85 7-13	14	11117	Disconstruct	1		20,0	04-17 104	09 04	17 16 57	6,50	21		PF	2021/04/17 12:20:22	2021/04/17 13 31 51	regs)	2	5.76	30749501	-	C004470
	0 9000	020022216	44-10 an Ocdara1	0	11840	Saukeh		Citizen.	99.99	04.18.004	09 04	18 20 51	99.99	10		4	2021/04/18 00 36 25	ava.true 17 13:31:31	11 103/24 most)	6	99.72	12153501	7	0004470
K.	0 \$460	125959523	48.63+7.7411=0	0	11919	Santah	3		95.33	04.15.16	45 04	18 20 52	99.99	4			2021/04/18 00 27 34		21 (59/24 most)	0	100	31975601	0	
	1 500	020021717	44-84 mm Oct #7-71	3	11871	Terminal	1		94.4	04.18 19	18 04	18 20 52	99.95	7		4	2021/04/18 00 35 51		16 391/24 mont)	2	99.79	31505001	6	0004470
	0 700	45436379	40 40 22 55 44 45		12073	Switch	1	000	72.8	04-18 17	49 04	18 20 52	93.35	25		A	2021/04/18 00 52 57		63.983/24 most)	6	56.67	33071601	4	C004470
	1 21/0	46925313	40 40 22 00 06 01	1	12247	Terminal		Utitos	64.99	04-18 18	25 04	18 20 52	74.61	26		A	2021/04/18 02:43:00		16.863(10 recs)		95.69	36910301	2	1004222
	0 \$460	155186686	40 84 10 54 29 26	0	12115	Sariteh	32		97.72	04-15 16-	51 04	18 20 52	100	1		A	2021/04/18 00 25 55		8.518(24 mos)	0	100	32665101	5	C004470
	1 21/0	42302345	40.40.22.85.76.89	32	11015	Terminal	1	Sugar,	93.83	04-16 091	05 04	18 20 52	99.99	20		A	2021/04/18 00 32 40		14 517(24 mos)	0	100	100263122	2	C004470
				33	11043		1 1	and the second	20.00	D4 10 14	-			-			2021 /04/18 /00:00 17		as estications)				C	

*Figura 4.9. El smart meter coloreado en azul no está correctamente posicionado en la red del transformador que lo alimenta (CT1), ya que está comunicando por otro transformador (CT2).* 

En la Figura 4.9 se muestra un ejemplo de contador inteligente incorrectamente representado en la red del transformador I004222. Este contador inteligente se comunica con la DCU instalada en el transformador C004470. Ambos transformadores están situados a varios kilómetros de distancia. Consultando el árbol de comunicaciones del transformador C004470 se comprueba que el contador está presente en él y por tanto, está mal posicionado en la red del I004222. Además, el árbol de comunicaciones muestra que el smart meter es un nodo terminal que depende del conmutador con etiqueta SSID "1". El conmutador con SSID "1" está situado geográficamente en otra zona a varios kilómetros de distancia y pertenece a la red de BT del transformador C004470.

Para mejorar la fiabilidad de la información de la señal PLC de comunicación se están probando nuevos parámetros y estadísticas a medir, como la velocidad media de comunicación (*S02 Comms time* (s)) de cada nodo o la variación de la disponibilidad diaria de comunicación junto con el número de cambios de estado.

La situación de comunicación estable es la óptima para la gestión del PLC Prime, pero no siempre es posible tener esta situación óptima [53]. Hay varias situaciones que pueden impedir temporal o continuamente esta estabilidad. Las circunstancias más comunes son:

- Interferencias en la banda de comunicación reservada a la señal PLC PRIME, como diferentes tipos de equipos electrónicos domésticos e industriales (inversores, rectificadores, antenas de telefonía móvil...).
- Atenuación significativa de la señal PRIME debida a la longitud del cable eléctrico combinada con la ausencia de contadores en un tramo largo de conductor o cualquier otra situación que suponga un aumento significativo de la impedancia, como conexiones deterioradas o conductores con mal aislamiento, fallos en la red, etc.
- Avería o mal funcionamiento del concentrador o de cualquier nodo de servicio que pueda ser clave como Switch.
- Redes muy grandes con un elevado número de nodos de servicio a gestionar (más de 500) y que requieren la dedicación de muchos recursos informáticos para gestionar el árbol de comunicaciones Prime.

Por lo tanto, es importante clasificar la red de comunicación PRIME de cada concentrador en términos de estabilidad. En las redes estables será posible obtener información útil para la gestión de la red y se facilitará la supervisión de la red casi en tiempo real.

La supervisión de los valores eléctricos medidos por los contadores depende totalmente del árbol de comunicaciones PRIME y, por tanto, se verá afectada por la estabilidad de las comunicaciones. Por tanto, la decisión de la estrategia de monitorización a aplicar para cada caso a analizar debe realizarse considerando factores como la velocidad de comunicación de cada dispositivo, que depende de su posición en la red eléctrica y por tanto de su posición o nivel en el árbol de comunicaciones y del número de contadores a gestionar por el concentrador.

## 4.7. Escenario futuro: evolución de las Comunicaciones hacia sistemas híbridos

El continuo desarrollo de nuevas tecnologías de comunicación como IoT y 5G permitirá evolucionar hacia escenarios híbridos en los que se adopten soluciones para superar las limitaciones de la comunicación por línea eléctrica (PLC) [56]. Los fabricantes de equipos de comunicación PLC, impulsados por las empresas de distribución, están trabajando en nuevas soluciones, como el desarrollo de una nueva versión del protocolo PRIME (versión 1.4) y de contadores inteligentes que, además del módulo de comunicación prime, disponen de otros módulos de comunicación alternativos basados en tecnologías de radiofrecuencia (RF).

La introducción de este tipo de contadores inteligentes con comunicación híbrida permitirá mejorar la observabilidad de la red de BT en lugares donde ahora es inviable debido a las limitaciones del protocolo PLC Prime en su versión 1.3.6. Por un lado, los concentradores y los contadores inteligentes que trabajen con el protocolo PLC Prime versión 1.4 podrán encontrar la configuración de inyección de señal prime óptima para cada caso, evitando los problemas derivados de las interferencias en la banda A de CENELEC que dificultan o incluso impiden la comunicación con los contadores inteligentes de la actual versión 1.3.6.

Se está valorando también la posibilidad de cambiar la comunicación al otro módulo disponible en el contador inteligente como alternativa al prime y basado en tecnología RF. De este modo, se mantendrán todas las ventajas de la comunicación PLC y, al mismo tiempo, será posible aumentar la frecuencia de monitorización cuando sea necesario sin tener las limitaciones actuales del canal PLC.

## Capítulo 5

## 5. Estructura de la capa de datos

La capa de datos del sistema de autodiagnóstico está compuesta por la información contenida en los diferentes módulos del sistema AMI encargado de gestionar la infraestructura de medida avanzada y se completa con la información de las operaciones realizadas sobre los equipos digitales, ya sea las realizadas en remoto o las ejecutadas en local.

En la capa de datos estará referida toda la información capturada de la infraestructura de la infraestructura de medida avanzada mediante la colecta de datos, además de los datos relativos a la monitorización de comunicaciones y de valores eléctricos. También es necesario contar con la información inventario de los equipos digitales y de los elementos de red donde están conectados, además de las interrelaciones de comunicación entre los equipos y la de alimentación entre los equipos y los elementos de red que supervisan.

### 5.1. Organización de un Sistema AMI

Todos los datos recopilados por los equipos de medida avanzada: *smart meters* (SM), supervisores de transformador (TS), supervisores de línea (LS) y resto de sensores desplegados en la red son recepcionados por el sistema de gestión remota de la infraestructura de medida avanzada denominado sistema AMI.

Un sistema AMI gestiona la infraestructura avanzada de medida incorporando una capa de seguridad destinada a preservar la información [61]. En la literatura, se pueden encontrar diversos enfoques para describir la arquitectura de un sistema de este tipo, dependiendo de los objetivos específicos que se busquen alcanzar. Algunos ejemplos incluyen facilitar la escalabilidad [62], otros garantizar la seguridad en las comunicaciones [63], optimizar la obtención masiva de información [64], o incluso permitir la captura de datos en tiempo real [65]. En esencia, un sistema AMI es una aplicación compleja que puede integrar múltiples tipos de funcionalidades, adaptándose a las necesidades de las redes inteligentes.

Cualquier sistema AMI tiene unas funcionalidades básicas de inventario de equipos y adquisición de datos. En el sistema AMI estarán inventariados todos los equipos de medida y sensores además de los puntos de conexión de éstos a la red para poder contextualizar las medidas, eventos, alarmas y resto de datos obtenidos.

El módulo que gestiona las funcionalidades de inventario de los equipos de medida y sensores debe disponer también del inventario de activos de red y tener capacidad para ubicar geográficamente estos objetos. Para ello, es necesario que el sistema GIS de activos de red de la empresa distribuidora esté integrado con el sistema AMI para el mantenimiento y visualización sobre la red del inventario de los equipos de medida.

El sistema AMI también está preparado para recepcionar y almacenar las medidas y resto de datos que envían los concentradores de datos y remotas de supervisión avanzada sobre los equipos de medida que gestionan ambos equipos de comunicación, así como, para realizar peticiones *adhoc* para obtener alguna información concreta. También deberá disponer de la capacidad de configurar perfiles de exploración que permitan hacer consultas masivas de la infraestructura de medida avanzada para los casos en que sea necesario obtener información masiva o hacer cambios globales de parámetros de configuración. Por tanto, además de la obtención de información, el sistema central deberá estar preparado para ejecutar comandos sobre los equipos de medida que permitan actuar sobre los equipos para hacer cortes, reconexiones o cambios de parámetros en los contratos, de forma individual o masiva.

Por ejemplo, una actuación sobre los parámetros de configuración sería establecer en el contador la tensión nominal de funcionamiento de la red en la que está conectado y los rangos de funcionamiento normales para que el contador emita avisos espontáneos cuando se superan los rangos de funcionamiento normal debido a sobretensiones o subtensiones en la red.

Los perfiles de exploración de la infraestructura deberán estar adaptados tanto para el control de los parámetros de contrato y tarifas configuradas en los contadores, como para el control de los valores eléctricos de la red.

Para la exploración de los datos eléctricos de los puntos de conexión de los sensores instalados en la red, es necesario definir diferentes estrategias de monitorización de las variables eléctricas de la red en los niveles que sea posible según la configuración de elementos instalados en el CT y en la red de BT aguas abajo del transformador de MT-BT y según la granularidad que permita la tecnología de comunicación.

Cada centro de transformación puede estar monitorizado en dos o en tres niveles.

Un CT monitorizado en 2 niveles será el que tenga instalados SM en los puntos de consumo o generación y TS en el centro de transformación.

Un CT monitorizado en 3 niveles será el que además de SM y TS, tenga también instalados LS en las salidas de línea de BT.

Además, las estrategias de monitorización deberán estar adaptadas al tipo de tecnología de comunicación de los *smart meters*, ya que hay que tener en cuenta la latencia propia de cada tecnología que afecta la velocidad y granularidad de obtención de datos.

Los protocolos de comunicación entre el sistema AMI y los DCs y RTUs normalmente siguen un estándar acorde con el tipo de tecnología elegida para infraestructura de medida avanzada.

Como se comentó anteriormente, en EDP Redes España se emplea el protocolo PLC PRIME para la comunicación entre concentradores de datos y *smart meters* y supervisores de transformador y un protocolo basado en DLMS para la comunicación entre las remotas de supervisión avanzada (RTU SVA) y los supervisores de línea LS.

Mediante es uso de estos protocolos es posible explorar valores instantáneos eléctricos en los SM, TS y LS para conocer el estado de la red eléctrica de BT. La comunicación con los SM será a través del cable de BT y por tanto de banda estrecha. Este tipo de comunicación sólo permite obtener los valores instantáneos eléctricos de los SM de forma secuencial, es decir, uno tras otro. No es posible la obtención de valores instantáneos en el mismo instante temporal de más de un SM mediante una DCU. Por este motivo supondrá un gran avance el uso del protocolo PLC PRIME 1.4 y de los *smart meters* de segunda generación que tendrán capacidad para registrar 24 medidas diarias sincronizadas de valores instantáneos.

La comunicación de los TS con los DCs y de los LS con las RTUs se establecen mediante cable de red y protocolo TCP/IP y por tanto de banda ancha. En este tipo de comunicación sí es posible obtener valores instantáneos eléctricos de los TS y LS en el mismo instante temporal permitiendo, por tanto, una monitorización más intensa en estos puntos de la red.

Además de las estrategias de monitorización de valores instantáneos, es necesario hablar de un segundo grupo de funcionalidades de monitorización de comunicaciones que podrán estar incluidas en el sistema AMI o en un módulo separado pero integrado con el inventario de equipos. Este segundo grupo de funcionalidades de monitorización de comunicaciones será diferente en función a la tecnología de comunicación elegida para grupo de equipos.

Las diversas aplicaciones de monitorización y control de las comunicaciones podrán o no estar integradas con el sistema AMI como un módulo más o en aplicaciones de monitorización del tipo Plataforma IoT.

El uso de la monitorización de comunicaciones en sus diferentes niveles, PLC PRIME, TCP/IP o SNMP junto con las diferentes monitorizaciones de valores eléctricos y eventos emitidos por los SM, permitirá identificar situaciones anómalas en la red y en los equipos digitales de medida a través de algoritmos y analítica de datos.

Las funcionalidades de una plataforma IoT abarcan, no sólo la monitorización de las comunicaciones sino también el desarrollo de mecanismos *plug and play* para control de inventario de equipos, diagnóstico automático de incidencias en los equipos y la gestión de la ejecución de los algoritmos analíticos en sus diferentes niveles de computación, siendo el *Edge computing* el nivel más cercano al equipo digital que obtiene los datos del algoritmo y el *cloud computing* en nivel más alejado del equipo y más cercano a los sistemas centrales.
La modulación de los niveles de computación permite optimizar el tamaño de los paquetes de datos que se mueven entre los diferentes niveles y acercarse más al tiempo real llevando al nivel *Edge computing* los algoritmos que requerirían mover gran cantidad de datos si se ejecutasen desde los sistemas centrales.

El modelo de datos general del sistema AMI que gestiona la infraestructura de medida de avanzada, junto con los sensores instalados en la red de baja tensión (BT), contiene la información necesaria para simular y analizar el comportamiento de dicha red y de sus dispositivos. Este modelo es fundamental para el desarrollo y explotación de funcionalidades relacionadas con las *Smart Grids*.

La Figura 5.1 representa un esquema de las funcionalidades de un sistema AMI para la gestión de la infraestructura de medida avanzada. El modelo de datos a gestionar por el sistema AMI incluye dos ámbitos de gestión. Por un lado, el modelo de datos abarca el inventario de los equipos digitales y los elementos de la red a los que están conectados, incluyendo las interrelaciones entre estos dispositivos y objetos de red. Por otro lado, recoge la información proveniente de los sensores instalados en la red. Esta información incluye tanto las mediciones y parámetros eléctricos como los datos de monitorización en tiempo real de las comunicaciones y la captura de datos de cada dispositivo. De esta forma, el modelo permite una representación integral de la red, facilitando una gestión avanzada y una optimización de las operaciones en la infraestructura de medida inteligente.



Figura 5.1. Funcionalidades de un sistema de gestión de infraestructura de media avanzada

Para la gestión comercial de las operaciones de cliente, también será necesaria la información relativa a los contratos y a los datos técnicos de las instalaciones de cliente.

Los grupos de datos que componen el modelo de datos del sistema AMI son los siguientes:

- Inventario de equipos y objetos de red y relaciones entre ellos
- Operaciones realizadas sobre los equipos y elementos de red, ya sea por mantenimiento, por gestión comercial, renovación tecnológica o cualquier otro motivo.
- Topología y estado real de operación de la red
- Datos obtenidos de las monitorizaciones y los colectados de la infraestructura de media avanzada ya sea por gestión comercial o para gestión de la *Smart Grid*.

# 5.2. Inventario de equipos y elementos de red

El sistema AMI contiene el inventario maestro de los activos digitales que intervienen en la infraestructura de medida avanzada, es decir, los propios medidores, los equipos de comunicación y otros elementos pasivos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema como pueden ser los transformadores de intensidad y tensión para conectar los contadores de medida semidirecta o indirecta o los filtros que se instalan en los puntos de consumo o generación que filtran los ruidos que alteran la señal PLC en el canal de comunicación.

Esta información se vuelca en un almacenamiento centralizado de datos donde puede ser explotado o consultado por otros sistemas, de tal forma que pueden tener acceso al inventario completo de activos digitales y sus interrelaciones con los elementos de red donde están conectados.

Esta información puede ser consumida por el propio sistema GIS y por el sistema Scada-ADMS- Para ello, ambos sistemas deben usar el mismo modelo basado en estándar CIM para tener la capacidad de situar los equipos de medida y monitorización y la información capturada por los mismos en los puntos precisos de la red donde se están tomando esos datos.

El almacenamiento centralizado dispone entonces de los datos más relevantes del modelo geoespacial y topológico y del inventario, sus relaciones y la información capturada en campo además de los índices de contexto procesados en tiempo real por los sistemas de captura de la información.

- Inventario de objetos de red y relaciones entre ellos: topología de red. También incluiré aquí el concepto de punto de medida como contenedor de los datos asociados un punto de conexión
- Inventario de contadores, otros sensores y equipos de comunicación incluso relaciones con los puntos de medida y con los objetos de red

En el sistema AMI de EDP Redes España se han modelo tanto los objetos de red de baja tensión y media tensión, como los equipos digitales conectados en los diferentes puntos de las redes de BT y MT.

El modelo de relaciones entre los objetos de red en el sistema AMI contiene las relaciones jerárquicas de red de forma estática. Existe una integración entre el sistema GIS y el sistema AMI para mantener actualizados estos objetos en el sistema AMI junto con las relaciones jerárquicas estáticas y algunas propiedades de los objetos de red necesarias para correcta contextualización de los datos de los equipos digitales para el gemelo digital de agregación de medida en un instante temporal.

El inventario de equipos y sus relaciones con los elementos de red se mantiene de forma automática a través de los mecanismos de autodescubrimiento y de la integración con los sistemas de movilidad que permiten informar en el sistema AMI de los nuevos equipos digitales instalados en cada punto de la red o de las sustituciones de estos equipos por mantenimiento o renovación tecnológica.

En el esquema de la Figura 5.2. Esquema de relaciones de alimentación entre equipos digitales elementos de red de BT se representan las relaciones de alimentación de los elementos de red y los equipos digitales de la red de BT. Las líneas azules reflejan las conexiones físicas de los equipos digitales a los correspondientes elementos de red.



Figura 5.2. Esquema de relaciones de alimentación entre equipos digitales elementos de red de BT

En el esquema de la Figura 5.3. Esquema de relaciones de comunicación entre equipos digitales de la red de BT se representan las relaciones de comunicación de los equipos de medida y sus equipos de comunicación. Las líneas verdes indican las relaciones de comunicación que se establecen entre los equipos de comunicación instalados en los cuadros de baja de los centros de transformación. Este tipo de conexión se realiza normalmente por cable de red y queda informada en el sistema AMI mediante la aplicación de movilidad donde se informa de la instalación de una nueva conexión o de los cambios en los equipos o conexiones existentes. Las líneas color lila representan las relaciones de comunicación entre los equipos de medida y sus equipos de

comunicación. Estas conexiones son lógicas y están soportadas físicamente por la señal PLC en el caso de los *smart meters* o por cable en el caso de los supervisores de línea. Tanto para los *smart meters* como para los supervisores de línea existen mecanismos de autodescubrimiento de estas relaciones lógicas y quedan informadas en el sistema AMI mediante el procesado de los informes enviados por los equipos de comunicación.



Figura 5.3. Esquema de relaciones de comunicación entre equipos digitales de la red de BT

En la Figura 5.4 se representan las relaciones de alimentación entre los equipos digitales y los elementos de red de MT que supervisan y en la Figura 5.5 se muestran las relaciones lógicas entre los equipos de medida y comunicación que informan de los datos del nivel de MT.

Los equipos digitales que supervisan el nivel de MT están alimentados desde el nivel de BT y miden en el nivel de BT utilizando para ello transformadores de medida de intensidad y tensión. La información que aportan estos equipos de medida de MT al modelo de BT es de dos tipos, por un lado, permiten completar el gemelo digital de agregación de medida por niveles de tensión y por otro lado permiten ampliar el análisis a modelos mixtos MT-BT en los puntos de la red donde es posible observar el impacto en la red de BT de lo que ocurre en la red de MT y viceversa. Este tipo de situaciones se pueden dar, por ejemplo, en caso de averías en la red de MT que se visualizan a modo de desequilibrios de tensiones entre fases en la BT, como la falta de fase de un conductor de MT que es detectada por el supervisor TS al medir un desequilibrio entre fases en el lado de BT o cuando se produce exportación de energía del nivel de BT hacia el nivel de MT por exceso de producción de energía fotovoltaica en la BT, que también es detectado por el supervisor TS ya que mide energía en exportación hacia el nivel de MT.



Figura 5.4. Esquema de relaciones de alimentación entre equipos digitales elementos de red de MT



Figura 5.5. Esquema de relaciones de comunicación entre equipos digitales de la red de MT

Para completar los datos de inventario se incluye un listado de los relativos a determinadas propiedades de cada objeto de red que son necesarias para contextualizar la información.

De igual forma también es necesario disponer en el inventario de algunos parámetros de configuración y propiedades que permitan modelar el funcionamiento de los equipos digitales.

Elemento de Red		
	CT   CBT   LBT   CGP   PS BT   PS MT	
Tipo_Elemento_Red	SE_CR SE_LINEA SE_TRAFO_P_S CTP_CS_CM ACO_MT	
Código_Elemento_Red		
Descripción_Elemento_Red		
Latitud_Elemento_Red		
Longitud_Elemento_Red		
Elemento_Red_Padre		
Nombre_propiedad	name	
Valor_propiedad	value	
Unidad_propiedad	unit	
Código_equipo	code	
Tipo_equipo	type	
Equipo_initDate	initDate	
Equipo_endDate	endDate	
Código_punto de medida	Code	
Punto_medida_initDate	initDate	
Punto_medida_endDate	endDate	
СТ		
Código_Elemento_Red	C000001	
Elemento_Red_Padre	SE_LINEA	
Tipo_Equipo	IP/Router/Gateway	
Puntos_de_medida	-	
Tipo_CT	Caseta/Intemperie	
Subtipo_CT	Distribuidora/Particular	
Tensión_MT	20kV	
Telemando	SI/NO	
Supervisión_avanzada	SI/NO	
IDGIS	link GIS	
CBT		
Código_Elemento_Red	C000001T12	
Código_Elemento_Red_Padre	C000001	
Tipo_Equipo	TS/DC/RTU_SVA/BASE_NODE	
Puntos_de_medida	C000001T121P/2P/1S/2S	
Hueco_Trafo	T11/T12/T21/T22	
Potencia_Trafo (kVA)	630kVA	
Tensión_Secundario (V)	130/220/380/400V	
RTI_CBT (A)	1500/5	
Fecha_rev_medida_supervisor_TS	06/10/2021	
Nombre_Trafo	TD006159	
IDGIS	link GIS	

LBT	
Código_Elemento_Red	C000001T12L01
Código_Elemento_Red_Padre	C000001T12
Tipo_Equipo	LS
Puntos_de_medida	C000001T12L011P
Tensión_línea (V)	130/220/380/400V
Longitud (metros)	397
Posición_fusible_salida	Cerrado (C)/Abierto (A)/NA/NC
Tensión_secundario_cuadro (V)	400
IDGIS	link GIS

# CGP\_BT

Código_Elemento_Red	216380125
Código_Elemento_Red_Padre	C000001T12L01
Tipo_Equipo	Supervisor_portátil
Puntos_de_medida	2163801251P
Distancia_trafo (metros)	92
Posición_fusibles_CGP	Cerrado (C)/Abierto (A)/NA/NC
Línea_BT_dirección_electrica	C000001T12L01
Trafo_dirección_eléctrica	C000001T12
Clave_CT_dirección_eléctrica	C000001
Cambio_manual_Fusibles_CGP	Abierto/Cerrado
COMENTARIO_Fusibles_CGP	Abierto por mantenimiento
FECHA_Comentario_Fusibles_CGP	01/02/2024
IDGIS	link GIS

#### PS\_BT

Código_Elemento_Red_PadreCGPTipo_Equiposmart_meterPuntos_de_medidaES009900000099999JA1PNivel_tensiónBTFase_conexión_BTR/S/T/RSTMétodo_identificación_fase_BTAriadna/OtrosTipo_puntoConsumo/Generación/Autoconsumo	Código_Elemento_Red	ES009900000099999JA
Tipo_Equiposmart_meterPuntos_de_medidaES009900000099999JA1PNivel_tensiónBTFase_conexión_BTR/S/T/RSTMétodo_identificación_fase_BTAriadna/OtrosTipo_puntoConsumo/Generación/Autoconsumo	Código_Elemento_Red_Padre	CGP
Puntos_de_medidaES009900000099999JA1PNivel_tensiónBTFase_conexión_BTR/S/T/RSTMétodo_identificación_fase_BTAriadna/OtrosTipo_puntoConsumo/Generación/Autoconsumo	Tipo_Equipo	smart_meter
Nivel_tensiónBTFase_conexión_BTR/S/T/RSTMétodo_identificación_fase_BTAriadna/OtrosTipo_puntoConsumo/Generación/Autoconsumo	Puntos_de_medida	ES009900000099999JA1P
Fase_conexión_BT     R/S/T/RST       Método_identificación_fase_BT     Ariadna/Otros       Tipo_punto     Consumo/Generación/Autoconsumo	Nivel_tensión	BT
Método_identificación_fase_BT     Ariadna/Otros       Tipo_punto     Consumo/Generación/Autoconsumo	Fase_conexión_BT	R/S/T/RST
Tipo_punto Consumo/Generación/Autoconsumo	Método_identificación_fase_BT	Ariadna/Otros
	Tipo_punto	Consumo/Generación/Autoconsumo
Cambio_manual_Fusibles_PS Abierto/Cerrado	Cambio_manual_Fusibles_PS	Abierto/Cerrado
COMENTARIO_Fusibles_PS Abierto por cliente	COMENTARIO_Fusibles_PS	Abierto por cliente
FECHA_Comentario 01/02/2024	FECHA_Comentario	01/02/2024

SE/CR	
Código_Elemento_Red	S000099/R000099
Tipo_Equipo	IP/Router/Gateway/Módem
Puntos_de_medida	-
Tipo_SE	Subestación/Centro_reparto
Subtipo_SE	Distribuidora/Particular
Conexión_transporte	SÍ/NO
Tensión_primario (kV)	50
Tensión_secundario (kV)	20
Tensión_terciario (kV)	10
IDGIS	link GIS

# SE\_LÍNEA

Código_Elemento_Red	L000999
Código_Elemento_Red_Padre	S000099
Tipo_Equipo	Contador_Registrador
Puntos_de_medida	L0009991P
Tipo_Posición	Línea/Trafo
Subtipo_Posición	Distribuidora/Particular
Nivel_Tensión (kV)	50
Longitud (m)	12330
Frontera_Operador_Sistema	T-D/D-D/NO
IDGIS	link GIS

# SE\_TRAFO\_P\_S

Código_Elemento_Red	S000099T1P50
Código_Elemento_Red_Padre	S000099
Tipo_Equipo	Contador_Registrador
Puntos_de_medida	S000099T1P501P
Tipo_Posición	Trafo_Primario/Trafo_Secundario
Subtipo_Posición	Distribuidora/Particular
Tensión_primario (kV)	50
Tensión_secundario (kV)	20
Tensión_terciario (kV)	10
Frontera_Operador_Sistema	T-D/D-D/NO
IDGIS	link GIS

CTP_CS_CM		
Código_Elemento_Red	C009009	
Código_Elemento_Red_Padre	SE_LINEA	
Tipo_Equipo	IP/Router/Gateway	
Puntos_de_medida	-	
Tipo_CT	Caseta/Intemperie	
Subtipo_CT	Distribuidora/Particular	
Tensión_MT	20kV	
Potencia_Trafo (kVA)	630	
Frontera_Operador_Sistema	D-D/NO	
IDGIS	link GIS	

#### ACO\_MT

Código\_Elemento\_Red Código\_Elemento\_Red\_Padre Tipo\_Equipo Puntos\_de\_medida IDGIS 916380125 CTP\_CS\_CM/SE\_LÍNEA/SE/CR Contador\_Registrador 9163801251P link GIS

## PS\_MT

Código_Elemento_Red	ES008800000099999JA
Código_Elemento_Red_Padre	ACO_MT
Tipo_Equipo	Contador_Registrador
Puntos_de_medida	ES0099000000099999JA1P
Nivel_tensión	AT
Tipo_punto	Consumo/Generación/Autoconsumo

# 5.3. Estructuración de la información obtenida por los sensores y de su monitorización en los sistemas de la distribuidora

Las empresas distribuidoras capturan sistemáticamente los datos medidos por los *smart meters* para la facturación de los clientes y para obtener datos sobre la red de BT, así como para el mantenimiento de las comunicaciones de todo el sistema de infraestructura de medida avanzada AMI.

Por tanto, además de la información necesaria para aportar las comercializadoras, se dispone de otros muchos tipos de datos, como los relacionados con las monitorizaciones necesarias para el mantenimiento de la red y de los dispositivos digitales.

La mayor parte de los datos son obtenidos por el sistema de AMI, pero también están disponibles otros datos de otros sistemas de monitorización de comunicaciones.

La monitorización de las comunicaciones PLC también está implementada en el sistema AMI cuando este sistema gestiona redes con contadores que comunican mediante tecnología PLC.

En el marco de los proyectos de innovación llevados a cabo para maximizar el uso de los *smart meters* para gestión de la red, en EDP hemos desarrollado un nuevo firmware de concentrador de datos que permite la monitorización de las comunicaciones PLC a través de protocolo SNMP Prime con un sistema de monitorización de comunicaciones externo al sistema AMI con resultados muy prometedores de cara a obtener datos en tiempo real.

Mediante el nuevo firmware y a través del servicio SNMP Prime, se dispone de información en tiempo real del estado de comunicación de los contadores y concentradores además de los valores instantáneos del supervisor TS. Además, a través de los eventos espontáneos del protocolo SNMP Prime, denominados *traps*, podemos obtener también en tiempo real el momento en que un contador cambia su comunicación a otro concentrador, permitiendo la identificación en tiempo real de las maniobras de comutación en la red de baja tensión.

Por tanto, existe información disponible tanto de los *smart meters*, como de los supervisores TS y LS además de información relativa a la monitorización de comunicaciones de los DCs y RTUs.

La comunicación entre los concentradores de datos y los *smart meters* y los supervisores TS se rige por el protocolo STG-DC de la Alianza Prime. La última versión de este protocolo, STG-DC 4.0 [66], impulsada y promovida por Iberdrola dentro de la Alianza Prime, integra todos los servicios de información y petición de datos definidos en el estándar PRIME, incluyendo las funcionalidades introducidas en la versión 1.4. Este protocolo da nombre a los informes generados por los concentradores sobre los datos obtenidos por la infraestructura de medida avanzada, especificando de manera detallada su contenido en cada informe.

La comunicación entre las RTUs de supervisión avanzada y los supervisores LS sigue una especificación similar al protocolo STG-DC 4.0, denominada "*STG-Advanced LV supervisión interface*". Este protocolo, inicialmente promovido por Iberdrola, presenta una estructura similar a la del protocolo STG-DC 4.0. Sin embargo, las empresas distribuidoras que están desplegando masivamente esta tecnología de supervisión avanzada aún trabajan en la definición y estandarización de un marco común, por lo que no existe actualmente una versión oficial publicada de este documento.

En este trabajo, se abordarán únicamente de los informes más relevantes para la gestión de la red de BT y los dispositivos digitales conectados a ella. En EDP, estos informes ya se utilizan para gestionar la infraestructura de medida avanzada, y se continúa trabajando en la ampliación de la información capturada a medida que se introducen nuevos informes. Paralelamente, se evolucionan las funcionalidades existentes y se investiga la implementación de nuevas capacidades que sólo son posibles gracias a los datos adicionales incorporados en las actualizaciones de las versiones de los protocolos.

Informes del STG-DC más relevantes son los siguientes: cierre diario (S05), cierre mensual con maxímetro (S04) curva de carga (S02), valores instantáneos avanzados (S21), supervisores TS (S14), eventos espontáneos de contador (S13), eventos espontáneos de concentrador (S15), lista de contadores gestionados por el concentrador (S24), árbol de

comunicación prime del concentrador (S11), estadísticas de comunicación diaria de contador (G02).

- Monitorización cuarto-horaria concentrador y supervisor TS: valores estadísticos de comunicación PLC y valores instantáneos de supervisor TS
- Monitorización cuarto-horaria de supervisor LS: valores instantáneos de supervisor LS (S71)

La obtención de los datos puede tener diferentes frecuencias y periodicidades en función a la volumetría y a las funcionalidades asociadas a cada tipología de datos.

Para determinadas funcionalidades o para agilizar la puesta a disposición de la información, puede ser interesante contar con determinados recursos como pueden ser rutinas implementadas que permitan un procesado y cálculo de ciertos parámetros o índices en tiempo real.

## 5.3.1. Informes más relevantes del protocolo STG-DC

El protocolo STG-DC 4.0 [66] describe con todo detalle las funcionalidades de los concentradores de datos y toda la información que se puede obtener de los smart meters PLC Prime 1.4.

En esta sección nombraremos los informes más relevantes ya implantados en EDP y a partir de los cuales se permite el desarrollo de ciertas funcionalidades necesarias para el mantenimiento de la infraestructura de medida avanzada y para la gestión de las *Smart Grids*.

#### 5.3.1.1. Lectura de cierre mensual (S04) y de cierre diario (S05)

El informe S04 contiene un registro mensual para facturación con valores absolutos e incrementales de los valores de importación/exportación de Energía Activa (AIa, AEa) y las reactivas de los cuatro cuadrantes por contrato y período tarifario. También incluye el valor máximo (incremental) de la potencia activa de importación por período tarifario y por contrato, junto con la marca temporal correspondiente. El concentrador mantendrá un registro histórico de hasta 12 meses y se programará en el concentrador para que el envío sea realizado el primer día de cada mes al sistema AMI, una vez que todos los datos de los contadores hayan sido leídos por el concentrador y la información esté disponible.

El informe S05 contiene un registro diario con valores absolutos de importación/exportación de Energía Activa (AIa, AEa) y las reactivas de los cuatro cuadrantes por cada contrato y periodo tarifario. Se compone de hasta 3 contratos y hasta 6 periodos tarifarios más totalizador.

#### 5.3.1.2. Listado de smart meters gestionados por el DC (S24)

El listado de *smart meters* gestionados por el concentrador de datos contiene la información más relevante de cada uno de los *smart meters* detectados por el Nodo Base. Por un lado, sirven para registrar en el sistema AMI el equipo padre (concentrador) con el cual comunica cada *smart meter* y por otro lado proporcionan información clave sobre su estado de comunicación y disponibilidad.

S24	FIELD		DESCRIPTION	VALUE
1	IdRpt		Identifier of the request	S24
2	IdPet		Unique request identifier	
3	Versi	on	Version Identifier	4.0
4	Cnc		Concentrator identifier	
	S24		Report identifier tag name	
5	Fl	1	Date (Y/M/D H:M:S:ms) of data retrieval	Timestamp
	М	leter	Tag for each meter in the list	
6		MeterId	Identifier of the meter	Meter Identifier
7		ComStatus	This informs of the communication status of the meter	0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10 (1)
8		Date	Date and time of last access to the meter	Timestamp
9		Active	Meters with ComStatus from 2 to 10, corresponding to the value ComStatus=2(A) in report G24	Y/N
	(1) (0->PF, 1->TF, 2-> >A SPP)		-A, 3->AE, 4->AKP0, 5->AKP1, 6->AKW2, 7->AKW3, 8->AK	W4, 9->AKW5, 10-

La información de detalle se puede ver en la Tabla 5-1.

*Tabla 5-1. Detalle de los datos del informe de smart meters de un concentrador (S24)* 

El *firmware* de concentrador desarrollado específicamente para EDP dispone de una versión avanzada de este informe, denominado S24B que incluye información relevante adicional sobre cada contador, como puede ser el porcentaje de tiempo activo, el número de cambios de estado de comunicación, el tiempo medido de respuesta de cada contador ante peticiones S02 y la hora real de paso a fallo temporal para contadores que ya no están activos.

En la Figura 5.6 se puede ver un ejemplo del informe S4B.

<pre>*Got [16:1710004453145] *GL28 [16:272020355300007] dotter Serial=7110040453145] *GL28 [16:272020355300007] dotter Serial=711004055193 *GL08 [17] Version*W607 Primetersion*V2057 Present=*A(42)* LastComunication*3022(9)/20 40:21:11* DateTe*-* ApgRegonselTee*34.793(24 regs)* Other Serial=711004055193 *GL08 [17] Version*W607 Primetersion*V2057 Present=*A(42)* LastComunication*3022(9)/20 40:21:13* DateTe*-* ApgRegonselTee*34.793(24 regs)* Other Serial=711004055193 *GL08 [17] Version*W607 Primetersion*V2057 Present=*A(42)* LastComunication*3022(9)/20 40:21:13* DateTe*-* ApgRegonselTee*4.584(24 regs)* StatuChangs=** AttiveTime*100.40* Tracking*fale*/ other Serial=71200405451454 *Gloss=***********************************</pre>
<pre>YC23B 1= "20202021000000000000000000000000000000</pre>
<pre>diter Serial=2120840357097 Address=240.0021C(16107) Version="X6077 PrimtVersion="20229" Present="A(42)" LastCommentication="2022/02/20 0012111" LastTer="- Anglesponseline="4.47012(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="100.007" Institute="100.007" PrimtVersion="20220" Present="A(42)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.686(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="100.007" PrimtVersion="20220" Present="A(42)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.686(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="100.007" PrimtVersion="20220" Present="A(42)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.686(147 reg)" Other Serial="21208405464547" Address=240:0021C(164115" Version="X607" PrimtVersion="20220" Present="A(42)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.68(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="4.697" PrimtVersion="42020" Present="A(42)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.68(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="4.697" PrimtVersion="42020" Present="A(42)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.68(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="4.697" PrimtVersion="42020" Present="A(44)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.68(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="4.6807" PrimtVersion="42020" Present="A(44)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.574(147 reg)" StatusCharges=0" Attivities="100.007" Institute="100.007" PrimtVersion="42020" Present="A(44)" LastCommentication="2022/02/20 0012113" LastTer="- Anglesponseline="4.574(147 reg)"</pre>
StatuCanges" <sup>10</sup> ActiveTime: <sup>100.40</sup> Tracking="false"/ Other Serial="20004957574" Advess: <sup>241,40,100</sup> (C.164.77" Version="8607" PrimeVersion="V2005" Present="A(AE)" LastCommunication="2022(0)/20 00:21:37" DataTes-" AugResponseTime="4.688(24 regs)" StatuCanges="0" ActiveTime="100.40" Tracking="false"/ Other Serial="20004957474" Advess: <sup>241,40,40</sup> (C.164.17" Version="8507" PrimeVersion="V2005" Present="A(AE)" LastCommunication="2022(0)/20 00:21:30" DataTes-" AugResponseTime="4.588(24 regs)" StatuCanges="0" ActiveTime="100.40" Tracking="false"/ StatuCanges="0" ActiveTime="100.40" Tracking="false"/ Other Serial="20004957474" Advess: <sup>241,40,40</sup> /(C.164.12" Version="8507" PrimeVersion="V2005" Present="A(AE)" LastCommunication="2022(0)/20 00:21:20" DataTes-" AugResponseTime="4.581(24 regs)" Other Serial="20004957474" Advess: <sup>241,40,40</sup> /(C.464.12" Version="8507" PrimeVersion="V2005" Present="A(AE)" LastCommunication="2022(0)/20 00:21:20" DataTes-" AugResponseTime="4.581(24 regs)"
<pre>diture forial="110444975795" Address:"40:021/C(104/17" Version="X607" Primetrains"2023" Present="A(4)" LastCommenication="2021/07/20 00:21:17" Address:"4:06124 (regs)" Others forial="11044975795" Address:"4:06124 (regs)" Others forial="11044975" Address:"4:06124 (regs)" Others forial="11044975" Address:"4:06124 (regs)" StatuCharges:0" ActiveIins="104:00" TrackIng="61ae") Others forial="11044975" TrackIng="61ae") Others forial="11044975" TrackIng="61ae") Others forial="11044975" TrackIng="61ae") Others forial="1104:00" TrackIng="61ae") Others forial="1104:00"</pre>
StatuChanges"0" Active[Ise:"100.40" fracking="fals"/> fracking="fals"/> fracking="false"/> forms="false="fals="false="false="false="false="false="fals="false="false="fals="false="fals=
<pre>dbter Sarial="210004054163" Address="04:04:21:(C:42:11" Varian="N680" Primterian="V2205" Present="A(4)" Lattomunication="2022/03/20 00:21:26" Data[f="" Acgdseponselime="41.541(A regs)" StatutGampsel" AtivityEnvel No. W Texting "False"). Obter Sarial="210004054164" Address="04:04:12" Varian="N680" Primterian="V2205" Present="A(4)" Lattomunication="2022/03/20 00:21:20" Data[f=" Acgdseponselime="41.541(A regs)" StatutGampsel" AtivityEnvel No. W Texting "False"). Obter Sarial="210004054164" Address="04:04:12" Varian="N680" Primterian="V2205" Present="A(4)" Lattomunication="2022/03/20 00:21:20" Data[f=" Acgdseponselime="5:574(24 regs)" Obter Sarial="210004054164" Address=" 04:04:12" Varian="N680" Primterian=" V2205" Present=" A(4)" Lattomunication="2022/03/20 00:21:20" Data[f=" Acgdseponselime="5:574(24 regs)" Obter Sarial="210004054164" Address=" 04:04:12" Varian="N680" Primterian=" V2205" Present="A(4)" Lattomunication=" 2022/03/20 00:21:20" Data[f=" Acgdseponselime="5:574(24 regs)" Obter Sarial="210004054164" Address=" 04:04:12" Varian=" N680" Primterian=" V2205" Present=" A(4)" Lattomunication=" 2022/03/20 00:21:20" Data[f=" Acgdseponselime="5:574(24 regs)" </pre>
StatucEnages" <sup>0</sup> ActiveIae="100.00" (recking="faise"); Offerto senial="210004094744" Address: "Andr0:21cclassII: Version="VK087" PrimeVersion="V2205" Present="A(AL)" LastComunication="2022/81/20 00:23:20" DateTF="-" AvgResponseTime="5.974(24 regs)"
<pre>cHeter Serial="21V0046964764" Address="40:40:22:CC:A0:IC" Version="VE007" PrimeVersion="V2205" Present="A(AE)" LastCommunication="2022/03/20 00:23:20" DateTF="-" AvgResponseTime="5.974(24 regs)"</pre>
statustnanges="2" Activelime="100.00" (nacking="Taise"/)
<pre>KMeter Serial="ZIV0046964767" Address="40:40:22:CC:A0:1F" Version="W607" PrimeVersion="V2205" Present="A(AE)" LastCommunication="2022/03/20 00:24:12" DateTF="+" AvgResponseTime="41.811(24 regs)"</pre>
StatusChanges="6" ActiveTime="99.86" Tracking="false"/>
<pre>cNeter Serial="ZIV0046964768" Address="40:40:22:CC:A0:20" Version="WE607" PrimeVersion="V2205" Present="A(AE)" LastCommunication="2022/03/20 00:23:31" DateTF="-" AvgResponseTime="54.891(24 regs)"</pre>
StatusChanges="4" ActiveTime="99.93" Tracking="false"/>
<pre>CHeter Serial="21V00469647/1" Address="40:40:22:CC:A0:23" Version="VE00/" PrimeVersion="V2205" Present="A(At)" LastCommunication="2022/03/20 00:22:28" Date1F="-" AvgResponseTime="29.573(24 regs)"</pre>
StatusChanges="0" Activeline="100.00" [racking="false"/>
Cheter Serial="fiveSS020471" Address="40;40:22:PE:40:77" Version="VE007" PrimeVersion="V2205" Present="A(At)" LastCommunication="2022/03/20 00:22:38" Date1+="" AvgResponseTime="6.238(24 regs)"
Status[hanges="0" Active[ime=100.00" [racking="talse"/>
cheter Serial= 21900500204/3 Address= 401401221661001/9 Version= V2205 Present= 4(AE) Lastcommunication= 2022/05/20 00122148 Dateir= - AvgResponselime= 5.666(24 regs)
StatusChanges="0" ActiveTime=100.00" Tracking="Taise"/>
Cheter Serial= (19095002047) Address= 40:40:22:05:40:70 Version= 90205 Present= 4(At) LastLommunication= 2022/05/20 00:24:00 Date(F==- AvgKesponse)ime= 5.41/(24 regs)
Statuschanges 2' Active line= 79.66' (Fackings False /)
Cheter Serial 21/00/5020478 #doress 40140122101401/2 Version VK00/ Primeversion V2205 Present IF LastLomMunications 2022/05/20 00120102 UntelF= 2022/05/20 10:28153 #vgmesponselime= 0.201(24
regs) status(nanges 22 Active)imes 00:00 (racking= 78156 //
there's serial intervences winesization: version version view Primeversion view Present A(AC) Lastomunication: 2022/03/20 00:22:30 Uaters - Wegnesponserime 5.210(24 regs)
Statustanges e witherine indune (racking faite //
<pre>vmeter servar LiveSource 400rts= 400rts=</pre>
Statustanges V Active Ine- 100.00 (Facting- Taile /)
Check Sarias LiveSoce523 Address 40-01217014015 VENDIN VK007 Primewrsion V205 Presents A(AC) Lastomunitation 2022/03/20 00125121 Dators - Avgeseponentation - 42.07(24 Pegs)
Statuschanges 2 Active table 77.50 [Testating: tests // Photos English 2 Photos 2010 [Testating: Testating Photos 2010] [Testating Photos 2010] [Test
CHEEP SPIRATE LINESSONS AND THE THE AND A STATE AND A
Jacobscientes
Artigrafian 160 00 Torreston - Folder () State (
//2/88
(Con)

Figura 5.6. Ejemplo del informe S4B específico de EDP

## 5.3.1.3. Perfil de carga incremental (S02)

Este informe proporciona los valores incrementales definidos en el correspondiente parámetro "Per" de cada contador para las seis magnitudes (2 activas y 4 reactivas) durante un período de tiempo, generalmente igual o superior a un día. En el caso de EDP en España, actualmente los contadores llevan configurado el parámetro "Per" con valor de 60 minutos, por lo que el informe S02 recopila los incrementos horarios de la energía medida por el contador. En el caso de EDP en Portugal, la regulación impone ya la obtención de la curva de carga en periodo cuarto-horario, por lo tanto, este parámetro está configurado con 15 minutos.

La información detallada del perfil de carga incremental se puede ver en la Tabla 5-2.

<b>S02</b>	FIELD		DESCRIPTION	VALUE	OBIS
1	IdRpt		Identifier of the request	S02	
2	IdPet		Unique request identifier		
3	Version		Version Identifier	4.0	
4	Cnc		Concentrator identifier		
5	Cnt		Unique meter identifier		
6		Magn	Used to define the magnitude of the data	Number (1 for Wh and 1000 for kWh)	
	S02		Load Profile tag name		
7		Fh	Date (Y/M/D H:M:S:ms)	Timestamp	Read the entry 1 of the buffer {7, 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {8, 0-0:1.0.0.255, 2}
8		Bc	Bit of register quality	Octet-string	Read the entry 2 of the buffer {7, 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {1, 0-0:96.10.7.255, 2}
					Dead the actor 2 of the
9		AI	Active Import	Wh Incremental	{7, 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {3, 1-0:2.29.0.255, 2}
10		AE	Active Export	Wh Incremental	Read the entry 4 of the buffer {7, 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {3, 1-0:2.29.0.255, 2}
11		R1	Reactive quadrant I	varh Incremental	Read the entry 5 of the buffer {7, 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {3, 1-0:5.29.0.255, 2}
12		R2	Reactive quadrant II	varh Incremental	Read the entry 6 of the buffer {7, 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {3, 1-0:6.29.0.255, 2}
13		R3	Reactive quadrant III	varh Incremental	Read the entry 7 of the buffer {7, 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {3, 1-0:7.29.0.255,2}
14		R4	Reactive quadrant IV	varh Incremental	Read the entry 8 of the buffer
					{ <i>1</i> , 1-0:99.1.0.255, 2} regarding the object {3, 1-0:8.29.0.255, 2}
15	ErrCat		Error category (check table section 2.6)	Integer	ErrCat (note 2)
16	ErrCode		Error code (check table section 2.6)	Integer	ErrCode (note 2)

Tabla 5-2. Detalle de los datos del informe de perfil de carga incremental (S02)

#### 5.3.1.4. Valores eléctricos instantáneos (S21, S71)

El informe S21 es el más relevante para la monitorización de la red de baja tensión. Este informe tiene diferentes variantes y con S21 se refiere a la petición de valores instantáneos para un contador trifásico o para un supervisor TS. En el caso de contador monofásico, el informe correspondiente sería el S01. Además, el protocolo STG-DC 4.0 incluye como novedad la variante S21A que aún no se ha implantado en EDP.Este informe avanzado S21A incluye la información calculada sobre los ángulos de las tensiones e intensidades de cada fase, tanto para contadores como para el supervisor TS.

En el caso de un supervisor LS, el informe correspondiente se denomina S71, y los datos obtenidos son los mismos presentándose en un formato similar al del informe S21.

La información detallada del informe de valores eléctricos instantáneos se puede consultar en la Tabla 5-3.

<b>S21</b>	FIELD	DESCRIPTION	VALUE	OBIS	Comment
1	IdRpt	Identifier of the request	S21	—	
2	IdPet	Unique request identifier		—	
3	Version	Version Identifier	4.0		

4	Cn	ic	Concentrator identifier			
5	Cn	ıt	Unique meter identifier		—	
	S2	1	Advanced Instant Values tag name		—	
6		Fh	Date (Y/M/D H:M:S:ms)	Timestamp	{8, 0-0:1.0.0.255, 2}	Meter time
7		Ca	Active quadrant (for single phase meters and for 3 phase as total) (0 means no load connected).	Integer (0,1,2,3,4)	{1, 1-1:94.34.100.255, 2}	
8		13	Current sum 3 phases	Aa	{3, 1-0:90.7.0.255, 2}	This value must include one decimal
9		L1v	Voltage L1 phase 1	V	{3, 1-0:32.7.0.255, 2}	
10		Lli	Current L1 phase 1	Aa	{3, 1-0:31.7.0.255, 2}	This value must include one decimal.
11		Pimp1	Active power (import) phase 1	W	{1, 1-0:21.7.0.255, 2}	
12		Pexp1	Active power (export) phase 1	W	{1, 1-0:22.7.0.255, 2}	
13		Qimp1	Reactive power (import) phase 1	VAR	{1, 1-0:23.7.0.255, 2}	
14		Qexp1	Reactive power (export) phase 1	VAR	{1, 1-0:24.7.0.255, 2}	
15		PF1	Power factor phase 1	Number(1,3)	{3, 1-0:33.7.0.255, 2}	
4.4		G 1		•	(1 1 0.04 24 101 255	
16		Cal	Active quadrant phase I (0 means no load connected).	Integer $(0,1,2,3,4)$	{1, 1-0:94.34.101.255, 2}	
17		L2v	Voltage L2 phase 2	V	{3, 1-0:52.7.0.255, 2}	
18		L2i	Current L2 phase 2	Aa	{3, 1-0:51.7.0.255, 2}	This value must include one decimal.
19		Pimp2	Active power (import) phase 2	W	{3, 1-0;41.7.0.255, 2}	
20		Pexp2	Active power (export) phase 2	W	{3, 1-0;42.7.0.255, 2}	
21		Qimp2	Reactive power (import) phase 2	VAR	{3, 1-0;43.7.0.255, 2}	
22		Qexp2	Reactive power (export) phase 2	VAR	{3, 1-0;44.7.0.255, 2}	
23		PF2	Power factor phase 2	Number(1,3)	{3, 1-0:53.7.0.255, 2}	
24		Ca2	Active quadrant phase 2 (0 means no load connected).	Integer (0,1,2,3,4)	{1, 1-0:94.34.102.255, 2}	
25		L3v	Voltage L3 phase 3	V	{3, 1-0:72.7.0.255, 2}	
26		L3i	Current L3 phase 3	Aa	{3, 1-0:71.7.0.255, 2}	This value must include one decimal.
27		Pimp3	Active power (import) phase 3	W	{3, 1-0;61.7.0.255, 2}	
28		Pexp3	Active power (export) phase 3	W	{3, 1-0;62.7.0.255, 2}	

29		Qimp3	Reactive power (import) phase 3	VAR	{3, 1-0;63.7.0.255, 2}	
30		Qexp3	Reactive power (export) phase 3	VAR	{3, 1-0;64.7.0.255, 2}	
31		PF3	Power factor phase 3	Number(1,3)	{3, 1-0:73.7.0.255, 2}	
32		Ca3	Active quadrant phase 3 (0 means no load connected).	Integer (0,1,2,3,4)	{1, 1-0:94.34.103.255, 2}	
33		PP	Phase presence (2)	String	{1, 1-1:94.34.104.255, 2}	Received Bitmap, to String conversion with format "1,2,3"
34		Fc	Meter phase. 4= all, 5= unknown, 6=none. (1)	Integer (1,2,3, 4, 5, 6)		(*)
35		Eacti	Current switch state	Integer (0,1,2) Will be null if the meter hasn't swtch (e.g Supervisory meters)	//Control_state {70, 0-0:96.3.10.255, 3}	Attribute 2 should not be checked.
36		Eanti	Previous switch state	Integer (0,1,2) Will be null if the meter hasn't swtch (e.g Supervisory meters)	//Control_state {70, 0-1:94.34.20.255, 3}	Attribute 2 should not be checked.
	_			4		(++)
37		Ala	Active Import	kWh- Absolute	{3, 1-0:1.8.0.255, 2}	()
38		AEa	Active Export	kWh- Absolute	{3, 1-0:2.8.0.255, 2}	(**)
39		R1a	Reactive quadrant I	kVARh- Absolute	{3, 1-0:5.8.0.255, 2}	(**)
40		R2a	Reactive quadrant II	kVARh- Absolute	{3, 1-0:6.8.0.255, 2}	(**)
41		R3a	Reactive quadrant III	kVARh- Absolute	{3, 1-0:7.8.0.255, 2}	(**)
42		R4a	Reactive quadrant IV	kVARh- Absolute	{3, 1-0:8.8.0.255, 2}	(**)
43	En	rCat	Error category (check table section 2.6)	Integer	ErrCat (note 2)	Error category
44	En	rCode	Error code (check table section 2.6)	Integer	ErrCode (note 2)	Error code

Tabla 5-3. Detalle de los datos del informe de valores eléctricos instantáneos (S21)

#### 5.3.1.5. Estadísticas de información diarias de smart meters (G02)

El informe G02 contiene valores estadísticos relativos a la comunicación de los contadores que permiten hacer un seguimiento de la calidad de comunicación de cada contador con su equipo concentrador asociado.

Este informe fue diseñado inicialmente por Unión Fenosa y posteriormente se adoptó por parte de EDP España con algunas variaciones. El informe resultante es el que se detalla en la Tabla 5-4 con un ejemplo extraído de un concentrador de EDP España.

Cada uno de los registros se refiere a los valores estadísticos diarios de un contador. En la columna E se registra el *timestamp*: Fh. El parámetro de la columna F: Atime indica el número de minutos que el contador ha estado activo, la columna G: Nchanges indica el número de cambios de estado de activo a fallo, la columna H: Aconc se refiere al número de minutos que el concentrador ha estado activo, el parámetro Atimeperc de la fila I informa del porcentaje de tiempo activo durante el día y, por último, las columnas J y K, Ncommunications y Atimecommunications indican el número de conexiones PLC durante el día y el tiempo medio de las comunicaciones PLC durante el día respectivamente.

Α	B	С	D	Ε	F	G	н	I	J	K
LdDat	IdDat	Cre	Cat	Fb	Atimo	Nebangee	Acone	Atimonora	Ncommu	Atimeco
Tuxpt	luiei	Cite	Ciii	rn	Anne	Nenanges	Acone	Anneperc	nications	mmunic.
G02	9	ZIV0004347810	SAG0136350290	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	15,67
G02	9	ZIV0004347810	SAG0136350290	02/08/2018 0:00:00	1439	2	1440	99,93	4	18,58
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0036299807	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	26,43
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0036299807	02/08/2018 0:00:00	1433	6	1440	99,51	4	27,69
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0036313071	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	17,45
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0036313071	02/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	11,98
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0045436376	01/08/2018 0:00:00	0	0	1440	0	0	0
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0045436376	02/08/2018 0:00:00	0	0	1440	0	0	0
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0046160562	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	14,25
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0046160562	02/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	27,31
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049971550	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	20,17
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049971550	02/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	24,18
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049971652	01/08/2018 0:00:00	1272	13	1440	88,33	4	17,5
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049971652	02/08/2018 0:00:00	1232	11	1440	85,56	4	16,09
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049971654	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	29,9
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049971654	02/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	23,39
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049976513	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	14,19
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049976513	02/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	10,15
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049976518	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	23,86
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0049976518	02/08/2018 0:00:00	1439	2	1440	99,93	4	24,09
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0050040786	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	14,63
G02	9	ZIV0004347810	ZIV0050040786	02/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	16,42
G02	9	ZIV0004347810	ZIVS004347810	01/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	8,76
G02	9	ZIV0004347810	ZIVS004347810	02/08/2018 0:00:00	1440	0	1440	100	4	7,74

Tabla 5-4. Detalle del informe G02 específico de EDP España

#### 5.3.1.6. Eventos espontáneos (S13 y S63)

Los contadores registran determinados eventos según el firmware que tengan implementado. Estos eventos se pueden configurar selectivamente como espontáneos para que sea el propio equipo el que emita el evento hacia el concentrador de datos en el momento de ocurrencia del evento y sin necesidad de que se pida expresamente esta información.

El mensaje S13 es enviado por el concentrador de datos cuando recibe el evento espontáneo de un contador. Una vez que el mensaje llega al concentrador, este lo reporta directamente al sistema AMI que los procesa con alta prioridad.

Los eventos más relevantes para la gestión de la red son los pertenecientes al grupo de calidad de suministro. Estos eventos son configurables para determinar el momento en que un contador debe registrar una sobretensión o una subtensión o cuando cae el valor de la tensión alguna de las fases para emitir un evento de falta de fase.

En el caso de un supervisor LS, el informe correspondiente se denomina S63, y los datos obtenidos son los mismos presentándose en un formato similar al del informe S13.

Los eventos espontáneos de concentrador (S15) tienen un formato similar a los de contador e incluyen información relativa a los procesos internos del concentrador, eventos relacionados con las comunicaciones, problemas del nodo base PLC, etc.

En la Tabla 5-5 se puede ver la información detallada del informe de eventos espontáneos de contador.

Los campos D1 y D2 incluyen valores aclaratorios del evento, por ejemplo, en el caso de un evento de fin de ocurrencia, indican la fecha de inicio de la situación registrada como finalizada. En el caso de eventos de falta de fase se incluye el valor de las tensiones de las tres fases medidas por el contador en el momento de la ocurrencia del evento.

<b>S13</b>	FIELD	DESCRIPTION	VALUE
1	IdRpt	Identifier of the request	S13
2	IdPet	Unique request identifier	
3	Version	Version Identifier	4.0
4	Cne	Concentrator identifier	
5	Cnt	Unique meter identifier	
	S13	Report tag name identifier	
б	Fh	Date (Y/M/D H:M:S:ms)	Timestamp
7	Et	Event Group. For corresponding Obis to each group see Table-2	Integer
8	С	Event code	Integer
9	D1	If needed, Event data (e.g. Switch states)(note1)	String
10	D2	If needed, Event data (e.g. Switch states) (note1)	String
11	ErrCat	Error category (check table section 2.6)	Integer
12	ErrCode	Error code (check table section 2.6)	Integer

Tabla 5-5. Detalle de los datos del informe de eventos espontáneos de contador (S13)

# 5.3.2. Datos calculados sobre los obtenidos por el sistema

Para la gestión de la operación de telegestión es necesario calcular algunos datos o índices que ayudan posteriormente a clasificar la información de una forma rápida y efectiva.

Entre estos datos calculados hay dos de gran relevancia:

- Las fechas de último cierre diario y de última curva obtenidas de cada contador
- Los días desde la obtención del último cierre y última curva

Estos datos son los que se toman como referencia para clasificar las redes de baja tensión en función a la bondad de la comunicación.

En base a estos datos calculados se establecen criterios para definir la prioridad de resolución de las incidencias de comunicación.

Diariamente se marcan aquellas redes cuyos contadores superen los 5 días sin obtención de datos de cierre diario para analizar con más detalle y establecer acciones que permitan la resolución de estos problemas de obtención de datos.

Cuando los cierres diarios se obtienen con normalidad y lo que falla es únicamente la obtención de curva de algunos contadores, el problema de fondo suele ser un tema de volumen de contadores gestionados por un único concentrador. En estos casos, la solución es dividir las redes en porciones más pequeñas instalando otro concentrador de tal forma que asuma la gestión de una parte de los contadores alimentados por el mismo transformador, pueden ser los de una línea completa o un tramo de línea.

## 5.3.3. Nuevos informes del protocolo STG-DC 4.0

La evolución de la tecnología prime hacia la versión 1.4 no sólo incluye mejoras en la robustez y estabilidad de las comunicaciones sino que también se han realizado cambios en la especificación de los contadores de tal forma que los nuevos contadores inteligentes de segunda generación permiten el registro de nuevas variables eléctricas y de energía que servirán de base para evolucionar alguna de las funcionalidades de gestión de la red actuales o permitirán avanzar en el diseño de nuevas capacidades.

#### 5.3.3.1. Energía por fase (S43): valores incrementales

Este informe permite almacenar valores incrementales de energías por fase durante un período de tiempo definido.

El uso de este informe S43 está reservado para contadores trifásicos y supervisores TS.

La parametrización del período de integración del perfil de carga puede configurarse entre 1 y 60 minutos. Se utiliza el parámetro "Per" del contador, igual que para el perfil de carga incremental. El concentrador almacenará un histórico de un mes de estos datos correspondiente al número de datos cuando el periodo de integración esté fijado en 60 minutos.

Los valores que se incluirán en los informes se registrarán por cada una de las fases R, S y T y serán los siguientes valores incrementales de energía: Activa de importación, activa de exportación, Reactivas Q1, Q2, Q3 y Q4.

#### 5.3.3.2. Perfil de tensiones (S44): máximos, mínimos y promedios

Este informe permite almacenar valores máximos, promedio y mínimos de tensiones durante un período de tiempo definido. La parametrización del periodo de integración será igual para el registro de los valores incrementales de energía por fase S43. Y el concentrador guardará también el mismo histórico de datos.

El informe S44 está definido para contadores trifásicos y supervisor TS. También podrá ser registrado por los contadores monofásicos lo cuales sólo completarán los datos de la fase 1 y asignarán valores nulos a los valores correspondientes al resto de fases.

Los valores que se incluirán en los informes y que serán almacenados son:

- Tensión máxima trifásica (V): Máxima tensión efectiva (Urms) registrada durante el período de tiempo definido. La periodicidad será la misma que la del perfil de carga del informe S45.
- Tensión promedio trifásica (V): Promedio de la tensión efectiva (Urms) registrada durante el período de tiempo definido. La periodicidad será la misma que la del perfil de carga del informe S45.
- Tensión mínima trifásica (V): Es la tensión efectiva mínima (Urms) registrada durante el período de tiempo definido. La periodicidad será la misma que la del perfil de carga del informe S45.

Las mediciones de tensión que se registrarán serán valores RMS, expresados en voltios con un decimal (formato estándar para tensiones).

El valor RMS se calculará por segundo, y se determinarán los valores promedio, máximo y mínimo utilizando las muestras obtenidas durante el período de integración. En el caso de un período de 1 hora, esto corresponderá a 3600 segundos.

Para los valores promedio, el contador guarda la suma de los valores medidos y el número de muestras; al finalizar el período de integración, divide la suma por el número de muestras.

Para los valores máximos y mínimos, en lugar de realizar la suma, el medidor realiza comparaciones y conserva el valor máximo o mínimo registrado durante el período.

#### 5.3.3.1. Perfil de corrientes (S45): máximos, mínimos y promedios

El informe S45 se estructura para las corrientes de la misma forma que el S44 para las tensiones.

La información registrada en este informe será la siguiente:

- Corriente máxima trifásica (I) y corriente del neutro (In): Es la corriente máxima registrada durante el período de tiempo definido. La periodicidad será la misma que la del perfil de carga del informe S44.
- Corriente promedio trifásica (I) y corriente del neutro (In): Es la corriente promedio registrada durante el período de tiempo definido. La periodicidad será la misma que la del perfil de carga del informe S44.
- Corriente mínima trifásica (I) y corriente del neutro (In): Es la corriente mínima registrada durante el período de tiempo definido. La periodicidad será la misma que la del perfil de carga del informe S44.

Las medidas de corriente a registrar son valores eficaces (RMS), en amperios con 1 decimal (formato estándar para corrientes).

#### 5.3.3.2. Datos de conectividad con fase de conexión (S46)

Los datos de conectividad se registrarán en el informe S46, que incluirá la información de cada contador junto con la marca temporal del momento en que se ha producido el cálculo.

La información que incluye este informe es la fase o fases de conexión de los contadores referidas a las fases del concentrador.

El informe S46 incluirá la información de todos los contadores registrados por el concentrador, incluso para los que no es posible realizar el cálculo de estos datos de fase de conexión por no tener el firmware adecuado para ellos. Estos casos se reportarán con valores vacíos y se indicará la causa.

Este informe se podrá solicitar a demanda por el sistema AMI o se podrá ejecutar como tarea programada del concentrador.

#### 5.3.3.3. Valores eficaces RMS en tiempo real (S28)

El informe S28 contiene registros de mediciones de valores eficaces RMS en tiempo real y se considera un informe instantáneo, al igual que el informe S21. Esta solicitud es similar a la S21 y está disponible tanto para contadores trifásicos como para supervisores TS.

Para responder a esta solicitud, el concentrador necesitará los datos del contador, incluyendo la marca temporal (fecha y hora de las lecturas). Este informe está diseñado para cubrir la necesidad inicial en centros de transformación con transformadores OLTC, capturando mediciones para los contadores trifásicos que comunican con el concentrador.

Los medidores asociados deberán registrar parámetros eficaces (RMS) promedio para tensión (V), corriente (I) y potencia activa, con un período de integración configurable entre 1 y 15 minutos, siendo el valor predeterminado 300 segundos.

#### 5.3.3.4. Valores instantáneos sincronizados (S29)

El informe S29 sólo será posible para aquellos *smart meters* que tengan la capacidad de registrar los datos de las magnitudes de tensión, corriente y ángulos de cada fase y del neutro, además de los parámetros incluidos en el informe S21A.

El concentrador almacenará un histórico de un mes de estos datos correspondiente al número de datos cuando el periodo de integración esté fijado en 60 minutos.

El periodo de integración del perfil de carga puede parametrizarse entre 1 y 60 minutos, siendo predeterminado el valor de 60 minutos. De esta forma los contadores registrarán estos datos cada hora en punto (a las XX:00 minutos). Con el cambio del periodo de integración, cambiarán también los momentos de registro.

## 5.4. Información de otros sistemas en la capa de datos

La capa de datos se compone de la información capturada descrita en la sección anterior, pero también va a ser necesario con otra información que permita contextualizar los datos para permitir una reproducción fiel de las situaciones que se están produciendo en la red a través del análisis de datos.

Por tanto, también es necesario disponer de la información de topología de la red y el estado de maniobra real de todos los interruptores y fusibles en cada momento temporal.

Por otro lado, también será necesario disponer de las operaciones programadas o no realizadas sobre los equipos digitales y sobre la red.

## 5.4.1. Topología y estado real de operación de la red

El sistema GIS almacena toda la información relacionada con los elementos de la red y sus relaciones topológicas. Parte de esta información, particularmente la más relevante para el modelado de equipos digitales, se

volcará a la capa de datos, limitándose a aquella esencial para el modelo geoespacial y topológico. Esto permitirá simplificar e integrar los datos entre los sistemas GIS y el sistema AMI, optimizando el flujo de información entre ambos.

Por tanto, desde el sistema GIS, inventario de activos físicos de la red distribución, es necesaria una doble integración con el sistema geoespacial del ecosistema MARTE, por lado, para disponer de la representación geoespacial y topológica que se ha explicado en el capítulo 3, y por otro lado, la necesaria para una integración a nivel de datos alfanuméricos con el sistema AMI, de tal forma que éste obtenga la información más relevante de los elementos de red donde puede haber conectados equipos digitales y las relaciones jerárquicas entre estos elementos de red para mantener un inventario completo y actualizado de los puntos con equipos conectados además de los susceptibles de ser medidos en el futuro y para planificar campañas de despliegue de nuevos equipos o renovación tecnológica en los sitios de la red que cumplan una serie de criterios de necesidad de supervisión o modernización.

Además de los datos que conforman la topología, también será necesario disponer del estado de operación real de la red de BT.

La red de BT se maniobra de forma manual por parte del personal de operación y mantenimiento local, por tanto, actualmente el reporte de las operaciones realizadas sobre la reconfiguración de la red se realiza básicamente mediante llamada telefónica al despacho central de distribución, donde los operadores toman nota de las maniobras realizadas y las replican manualmente en el sistema Scada-ADMS.

La Tabla 5-6 muestra un ejemplo del registro de los cambios de configuración de la red de baja tensión.

En la columna A de la tabla se muestra el código del centro de transformación donde se produce la maniobra. La columna B indica el transformador maniobrado. Si el centro de transformación sólo dispone de un transformador, se mostrará siempre el "hueco" 1. Si el centro de transformación dispone de dos o más transformadores, el dato de "hueco" indicará a qué transformador se refiere la maniobra registrada. La columna C guarda la referencia del sistema GIS que permite georreferenciar el elemento de red que se maniobra, y la columna D se refiere al elemento en cuestión, cuya descripción se puede consultar en la columna E. Como se puede ver, los elementos de red maniobrables son de distintos tipos: salida de línea de BT, interruptor de BT del transformador y fusibles en las cajas de maniobra que se encuentran situadas a lo largo de los alimentadores. La columna F informa del momento temporal exacto en el que se registra la maniobra, que puede diferir algunos minutos respecto a la realidad, ya que la maniobra se realizan in situ por los equipos de campo que contactan telefónicamente con el centro de control para informar de los cambios de configuración que se van realizando. Por último, las columnas G y H recogen los estados inicial y final de los elementos que se maniobran.

CLAVE CT HUECO MSLINK CODIGO_ DESCRIPCION_ FECHA VALOR_	VALOR_ FINAL
ELEMENTO OBJETO INICIAL	
C000021 1 16201 C000021-1 Salida BT 01/10/2024 6:31:03 Abierto	Cerrado
C000021 1 16201 C000021-1 Salida BT 01/10/2024 11:17:45 Cerrado	Abierto
C000026 1 2894968 TD008696 Maniobra BT en Trafo 22/11/2024 7:35:36 Cerrado	Abierto
C000038 2917766 CM-30228 Fusible CM 12/11/2024 7:42:32 Abierto	Cerrado
C000038 1 2889594 TD402383 Maniobra BT en Trafo 12/11/2024 7:42:43 Cerrado	Abierto
C000038 1 2889594 TD402383 Maniobra BT en Trafo 12/11/2024 12:12:52 Abierto	Cerrado
C000038 2917766 CM-30228 Fusible CM 12/11/2024 12:13:08 Cerrado	Abierto
C000041 1 2891672 TD404342 Maniobra BT en Trafo 18/10/2024 12:09:34 Cerrado	Abierto
C000041 1 2891672 TD404342 Maniobra BT en Trafo 19/10/2024 12:01:04 Abierto	Cerrado
C000042 1 2892582 TD401095 Maniobra BT en Trafo 16/09/2024 6:40:11 Cerrado	Abierto
C000042 1 2892582 TD401095 Maniobra BT en Trafo 16/09/2024 13:05:12 Abierto	Cerrado
C000042 306619 CM-12018 Fusible CM 28/10/2024 12:47:55 Abierto	Cerrado
C000042 306619 CM-12018 Fusible CM 30/10/2024 7:46:23 Cerrado	Abierto
C000052 1 31920 C000052-5 Salida BT 08/10/2024 6:39:23 Abierto	Cerrado
C000052 1 2888154 TD402416 Maniobra BT en Trafo 08/10/2024 6:39:28 Cerrado	Abierto
C000052 1 2888154 TD402416 Maniobra BT en Trafo 09/10/2024 6:42:50 Abierto	Cerrado
C000052 1 2888154 TD402416 Maniobra BT en Trafo 18/11/2024 7:41:32 Cerrado	Abierto
C000052 1 2888154 TD402416 Maniobra BT en Trafo 18/11/2024 11:48:48 Abierto	Cerrado
C000083 1 27794 C000083-2 Salida BT 05/11/2024 7:57:58 Abierto	Cerrado
C000083 1 2881816 TD008050 Maniobra BT en Trafo 05/11/2024 7:58:03 Cerrado	Abierto
C000083 1 2881816 TD008050 Maniobra BT en Trafo 08/11/2024 7:34:15 Abierto	Cerrado
C000083 1 27794 C000083-2 Salida BT 08/11/2024 7:34:19 Cerrado	Abierto
C000083 1 27794 C000083-2 Salida BT 08/11/2024 8:53:39 Abierto	Cerrado
C000083 1 2881816 TD008050 Maniobra BT en Trafo 08/11/2024 8:53:45 Cerrado	Abierto
C000134 1 64879 C000134-2 Salida BT 16/09/2024 7:49:28 Abierto	Cerrado
C000134 1 64879 C000134-2 Salida BT 08/10/2024 6:37:31 Cerrado	Abierto

Tabla 5-6. Ejemplo del registro de las maniobras sobre la red de baja tensión

Aunque la red de baja tensión no tiene tantos cambios de configuración como la red de media tensión, sí se realizan bastantes maniobras ya sea por optimización de la operación y disminución de pérdidas o por trabajos de mantenimiento que requieren ir descargando los centros de transformación donde se debe trabajar. En la Tabla 5-7 se puede ver el número transformadores en los que se han registrado cambios en el último año en la red de E-Redes España. Teniendo en cuenta que el parque de centros de

Nº maniobras	Nºtrafos con cambios
más de 10 cambios	43
entre 5 y 10 cambios	188
4 cambios	292
3 cambios	101
2 cambios	768
1 cambio	236
	1.628

transformación cuenta con unos 7.300 cuadros de baja tensión, se han realizado cambios dentro del último año en el 20% de ellos.

Tabla 5-7. Número de transformadores con cambios en el último año

En la Tabla 5-8se puede ver el detalle del número de maniobras por tipo de elementos de red y por mes del último año. El mayor número de maniobras se realizan en las cabeceras de línea de BT para trasladar carga de unos transformadores a otros. El segundo tipo de cambio mayoritario es el de los interruptores de BT de los transformadores para quitar tensión en la parte de BT y así poder realizar los trabajos de mantenimiento necesarios.

Tipo de elemento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
Fusible CM	25	64	19	25	37	41	44	43	31	62	78	65	534
Maniobra BT en Trafo	100	252	102	58	247	188	119	240	150	234	296	357	2.343
Salida BT	157	271	136	110	243	227	94	281	165	214	314	432	2.644
	283	587	257	193	527	349	257	564	346	510	688	854	5.521

Tabla 5-8. Número de cambios por tipo de elemento de red y por mes en el último año

# 5.4.2. Operaciones de gestión de la red y gestión comercial

Para realizar adecuadamente la gestión comercial de las operaciones de cliente será necesaria la información relativa a los contratos y a los datos técnicos de las instalaciones de cliente. Esta información está disponible en las bases de datos de los sistemas comerciales de las empresas distribuidoras y será necesario consultarla para la correcta ejecución de las operaciones de cliente. Esta información incluye por ejemplo la característica de cliente esencial que es aquel que por sus características no se puede interrumpir, otra información relevante será la condición de autoconsumidor o de cliente activo con contrato de flexibilidad.

Por tanto, esta información también deberá estar disponible en el almacenamiento centralizado junto con la información de otros sistemas que se usan para la gestión local de los equipos digitales, como es el sistema de movilidad para gestión de las operaciones locales de mantenimiento de los equipos digitales o de los elementos de red a los que éstos están conectados.

Este sistema de movilidad está integrado con el sistema AMI para el mantenimiento en tiempo real del inventario y de la configuración de instalación real de campo, de tal forma que, si un equipo digital se sustituye por otro, la información llegará en tiempo real al inventario maestro de equipos digitales que es el sistema AMI y deberá volcarse también en tiempo real al sistema centralizado de almacenamiento de datos para que el resto de sistemas involucrados puedan conocer la situación más actualizada.

La información completa de los sistemas de movilidad para mantenimiento local incluye todas las actuaciones programadas con su fecha planificada de ejecución en campo, y el estado de las mismas desde su creación y planificación hasta su ejecución en campo.

Cada orden de mantenimiento se creará asociada a un equipo digital o al elemento de red o activo físico sobre el que se va a actuar. De esta forma, todas las órdenes estarán localizadas en un punto concreto de la red y acotadas en un rango de fechas que será entre su fecha prevista de ejecución y la notificación final de ejecución de la actuación.

De esta forma, cualquier información que pueda llegar de ese punto de la red en ese periodo de tiempo o antes o después deberá ser trata de forma diferencial respecto a otros puntos de la red de las mismas características que no tiene actuaciones programadas.

De esta forma, al consultar el estado de una red de BT se podrán identificar mediante los índices calculados correspondientes, qué puntos de esa red tienen intervenciones programadas o en curso en una franja temporal concreta. Las operaciones más relevantes realizadas sobre los equipos digitales son los cambios de equipo por mantenimiento o por necesidades del cliente y las necesarias para resolver las incidencias de comunicación ya sea en los equipos de comunicación o en la red de baja tensión. Las incidencias de la red de baja tensión se pueden dividir en dos tipos, por un lado, los incidentes de la propia red de BT y por otro lado los trabajos realizados para mejorar la comunicación PLC.

En la Tabla 5-9 se representa un ejemplo de cómo se registran estas actuaciones de forma que los registros puedan ser incorporados en los algoritmos y reglas de negocio que permiten diagnosticar las situaciones que se están produciendo en la red de BT.

En la columna A se registra el número de incidencia, en la B el tipo de incidencia y en la C el tipo de elemento al que se refiere la incidencia. Este tipo de elemento puede ser un equipo como en el caso que se representa en la Tabla 5-9, pero también podría ser un elemento de red, es decir, un cuadro de baja tensión, una línea de BT, una acometida o un punto de suministro. En la columna D se indica el centro de transformación donde se está produciendo la incidencia y en la E el estado de ésta. Las columnas F y G registran las fechas de creación y realización de los trabajos.

Α	В	С	D	Е	F	G
Código Incidencia	Tipo Incidencia	Tipo objeto	Clave CT	Estado	Fecha entrada	Fecha fin
1403070	D9	Concentrador	C000216	PDTE	22/11/2024 12:35:50	
1403069	D9	Concentrador	I004558	PDTE	22/11/2024 12:34:31	
1403068	D9	Concentrador	I003056	PDTE	22/11/2024 12:32:04	
1403067	D9	Concentrador	I401621	PDTE	22/11/2024 12:27:33	
1403058	D9	Router (ip)	C713747	PDTE	22/11/2024 10:40:18	
1403057	D9	Router (ip)	C708923	PDTE	22/11/2024 10:39:18	
1403056	D9	Router (ip)	C707595	PDTE	22/11/2024 10:38:20	
1403055	D9	Router (ip)	C704600	PDTE	22/11/2024 10:37:18	
1403054	D9	Router (ip)	C702795	PDTE	22/11/2024 9:35:05	
1403053	D9	Concentrador	C704330	PDTE	22/11/2024 9:33:26	
1403052	D9	Concentrador	I705510	PDTE	22/11/2024 9:32:13	
1403051	D9	Router (ip)	I702183	PDTE	22/11/2024 9:29:36	
1403047	D9	Concentrador	I705279	PDTE	22/11/2024 9:27:09	
1403028	D9	Router (ip)	C001455	PDTE	21/11/2024 15:20:48	

*Tabla 5-9. Ejemplo de registro de incidencias de comunicación IP* 

En la Tabla 5-10 se puede ver el número de incidencias por tipo en las redes de E-Redes de los años 2022, 2023 y 2024. Hay que tener en cuenta que los cambios de contador con fallo se empezaron a registrar sólo a finales de 2022 con el formato unificado definido según el ejemplo de la tabla Tabla 5-9, por lo que el dato no es completo para todo el año y por ese motivo se ha marcado en cursiva. Lo mismo ocurre con los datos del año en curso 2024 que sólo llegan hasta noviembre.

Y en la Tabla 5-11 se detalla el número de avisos de cliente con fallo de suministro en E-Redes desde el año 2018 en que finalizó el despliegue de los contadores inteligentes en España. En la primera fila de la Tabla 5-11 se indica el número de avisos de cliente con fallo de tensión en general. En las tres filas siguientes se ha clasificado el fallo como fusión de fusible, ya sea de los fusibles del propio contador, de los fusibles de la acometida o CGP y de los fusibles de la salida de línea de BT.

Incidencias AMI	2022	2023	2024	Total
Incidencias comunicación IP	1.597	1.495	1.944	5.036
Incidencias comunicación PLC	1.793	1.683	745	4.221
Incidencias fallo contador	558	7.193	4.648	12.399
	10.371	7.337	7.337	25.045

Tabl	a 5-1(	). N	Júmero	de incid	lencias p	oor tip	o en	E-l	Rede	s Esj	paña	en i	los i	años	2022,	2023	y 202	:4
------	--------	------	--------	----------	-----------	---------	------	-----	------	-------	------	------	-------	------	-------	------	-------	----

Aviso cliente	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
fallo tensión general	11.205	7.869	6.250	6.574	5.664	6.562	2.324	46.448
fusión fusible smart meter	421	553	464	410	398	677	283	3.206
fusión fusible CGP	133	228	202	247	211	234	105	1.360
fusión fusible Salida BT	56	58	64	104	74	93	46	495
	11.815	8.708	6.980	7.335	6.347	7.566	2.758	51.509

Tabla 5-11. Número de avisos de cliente con fallo de suministro en E-Redes España desde el año 2018

La Tabla 5-12 indica el número de alarmas de falta de fase que emitieron los contadores inteligentes de E-Redes España desde el año 2018. Durante el primer año se trabajó en activar como espontáneos esta tipología de eventos por ese motivo el año 2018 no refleja la totalidad de los fallos registrados, ya que sólo se reflejan aquellos que se consideraron válidos de los emitidos como espontáneos. Respecto al año 2024 se reporta la información sólo hasta el mes de junio.

En esta tabla también se han clasificado los incidentes en una falta de fase general por avería en la red de BT y en los casos en los que se ha detectado además una fusión de fusible en alguno de los elementos de red punto de suministro, CGP o salida de baja tensión.

		1			1	1		1
Alarma BT smart meter	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
falta de fase	171	1.148	1.344	1.089	1.041	1.129	288	6.210
fusión fusible smart meter	13	140	140	127	106	202	76	804
fusión fusible CGP	3	80	55	94	71	110	19	432
fusión fusible Salida BT	1	16	47	39	43	72	23	241
	188	1.384	1.586	1.349	1.261	1.513	406	7.687

Tabla 5-12. Número de alarmas de falta de fase en BT enviadas por los smart meters de E-Redes desde el año 2018

La Tabla 5-13 contiene la información de las faltas de fase de media tensión emitidas por los supervisores de transformador TS en los años 2022, 2023 y hasta junio de 2024. Como ocurre con la información anterior, en el año 2022 se empezaron a registrar estas incidencias con el formato unificado por lo que el año 2022 no contiene toda la información y el año 2024 sólo se refleja hasta junio. En este tipo de datos sólo el año 2023 estaría completo.

Igualmente, como en el caso de falta de fase de BT, también se han clasificado los casos como falta de fase de MT y los casos en los que esta falta de fase a afectado también a la baja tensión con la fusión de fusible de alguno de los elementos punto de suministro, CGP y salida de BT.

Alarma MT supervisor TS	2022	2023	2024	Total
falta de fase	142	783	77	1.002
fusión fusible smart meter	2	1		3
fusión fusible CGP		2		2
fusión fusible Salida BT	3	10		13
	147	796	77	1.020

Tabla 5-13. Número de alarmas de falta de fase en MT enviadas por los supervisores de transformador de E-Redes en los últimos 3 años
Como resumen, se puede decir, que en los últimos años hemos realizado un trabajo de unificación y estandarización en el registro de la información relevante para poder ser usada de forma global por lo algoritmos y reglas de negocio sobre el gemelo digital de la red.

# Capítulo 6

## 6. Descripción de la capa inteligente

El sistema descentralizado descrito en esta tesis incorpora un módulo inteligente que gestiona de manera integrada toda la información disponible, utilizando algoritmos y reglas de negocio para facilitar una toma de decisiones eficiente por parte de los operadores de la red de distribución. Este módulo permite abordar, de manera eficaz, tanto la planificación de la *Smart Grid* como su mantenimiento y operación diaria.

El sistema descentralizado coordina las tres capas de información previamente mencionadas, lo que habilita el desarrollo de funcionalidades avanzadas para gestión de la *Smart Grid*. Para ello, la información se organiza en un sistema de almacenamiento centralizado que se explota mediante diversos recursos, componentes y herramientas, los cuales se detallarán más adelante, junto con algunas de las funcionalidades prácticas derivadas de su gestión.

Actualmente, este tipo de sistemas descentralizados no son habituales en las empresas distribuidoras, donde tradicionalmente se han utilizado sistemas independientes, como los sistemas GIS, SCADA-ADMS, y más recientemente, los sistemas AMI. Aún se debate si las funcionalidades del módulo inteligente deberían integrarse como parte de un módulo del sistema AMI o mantenerse de manera independiente.

El sistema AMI, diseñado para la gestión de dispositivos digitales, consta de varios módulos que optimizan tanto la recogida de datos como el control remoto de los dispositivos. Sin embargo, definir el alcance exacto de un sistema AMI resulta complejo, ya que está en constante evolución. Con frecuencia, se incorporan nuevos módulos relacionados con la gestión de dispositivos de medición avanzada, lo que dota al sistema de funcionalidades adicionales de monitorización y control, tanto de los dispositivos como de la red de BT asociada.

Uno de los principales desafíos radica en establecer una clara delimitación entre el sistema AMI y el sistema SCADA utilizado para operar la red de baja tensión. En un escenario ideal, ambos sistemas deberían integrarse y evolucionar como un único sistema unificado. Mientras tanto, la función principal del sistema AMI sigue siendo la comunicación con los contadores inteligentes a través de las unidades concentradoras de datos, permitiendo obtener mediciones diarias y horarias, además de ejecutar las acciones necesarias para la gestión de los contratos de suministro.

También pueden considerarse funciones del sistema AMI las siguientes:

- Control de inventario de dispositivos digitales y gestión de sus parámetros de configuración (DCUs, RTUs, contadores inteligentes, supervisor de transformador, supervisores de línea, supervisores portátiles, routers, webcams y otros periféricos instalados en centros de transformación o en la red de BT).
- Supervisión de las comunicaciones a todos los niveles y protocolos: TCP-IP, SNMP, PLC Prime.
- Supervisión de los valores eléctricos instantáneos o medios de la red de BT y de los eventos de los contadores inteligentes.
- Almacenamiento y procesamiento de valores de medición y otros parámetros.
- Operaciones remotas sobre los dispositivos digitales.
- Análisis combinado de todos los datos obtenidos, ya sean de medición o de supervisión. Identificación, diagnóstico y gestión del proceso de resolución de averías en los dispositivos de telegestión y en la red de BT.

El desarrollo y evolución de los múltiples módulos que pueden considerarse dentro de un sistema AMI requieren *hardware* y *software* capaces de manejar la enorme cantidad de datos, comunicaciones, procesos asociados. Por ello, deben diseñarse aprovechando tecnologías emergentes que ofrezcan una alta capacidad de cómputo y manejo de grandes volúmenes de datos. Entre las tecnologías clave que se tienen en cuenta para el diseño y evolución de estos sistemas destacan la Inteligencia Artificial (IA), el *Machine Learning*,

el Internet de las Cosas (IoT), el *Big Data*, el *Edge Computing*, el *Advanced Data Analytics* y procesamiento de datos en tiempo real.

En los próximos años, será imprescindible que este tipo de sistemas evolucionen para afrontar los numerosos retos que plantea la gestión de las redes eléctricas de BT y los sistemas de telegestión que las supervisan. Las tecnologías emergentes desempeñarán un papel esencial en la configuración de soluciones innovadoras para superar estos desafíos.

Las funcionalidades básicas para la gestión de la red de BT a través del Sistema AMI incluyen:

- La creación de estrategias de monitorización de los valores eléctricos de los equipos de medida (supervisores de transformador y línea y contadores inteligentes).
- El diagnóstico automático de incidencias para el mantenimiento del ecosistema.
- La gestión en tiempo real de eventos generados por dispositivos digitales.
- La gestión en tiempo real de los supervisores de transformador y línea.

Este documento describe un sistema descentralizado adicional que coordina los tres sistemas principales utilizados tradicionalmente en las empresas distribuidoras: GIS, SCADA y AMI. Estos tres sistemas contienen la información que constituye las tres capas descritas: la capa topológica, la capa de datos y la capa inteligente. Las capas se han presentado de manera conceptual sin predeterminar si cada parte debe estar contenida en un único sistema o repartida entre varios. Como se mencionado anteriormente, la integración de estos módulos y sus funcionalidades en los sistemas tradicionales de una empresa distribuidora es una de las grandes decisiones que deben tomarse para implementar este nuevo sistema central.

La capa inteligente debe incluir toda la información necesaria para desarrollar las funcionalidades asociadas a la gestión de *Smart Grids*. Esta información debe ser específica según los objetivos y resultados deseados. Será crucial diseñar recursos y componentes, como mecanismos especializados para la captura de información, y desarrollar herramientas de tratamiento de datos que faciliten el análisis y permitan avanzar hacia una gestión en tiempo real.

### 6.1. Recursos y componentes para el análisis de datos

Los recursos más básicos para implantar en la capa de análisis de datos son aquellos relacionados con los procesos de obtención de información, ya sea mediante tareas programadas y perfiles de exploración con ejecución periódica, así como a través del procesamiento y análisis de los eventos espontáneos que el sistema recibe.

Sin embargo, para una gestión más avanzada, es imprescindible disponer de recursos más complejos, como las estrategias de monitorización diseñadas para obtener valores eléctricos instantáneos en puntos específicos de la red.

Además de los recursos, la capa inteligente debe incorporar una serie de componentes de análisis en tiempo real, entre los que destacan:

- La caracterización en tiempo real de la información recibida.
- La contextualización en la red en tiempo real de los eventos espontáneos en el momento en que se capturan.
- La correlación de eventos entre sí y con el perfil de carga horario de los *smart meters* y el perfil de pérdidas de un centro de transformación.
- El establecimiento de niveles de prioridad para la generación y resolución de incidencias en distintos puntos de la red, ya sea por pérdida de comunicación o por fallo de suministro en alguno de los niveles de supervisión de la tensión o monitorización de las comunicaciones.

Estos elementos son esenciales para lograr una supervisión eficiente y una toma de decisiones más precisa en el contexto de las *Smart Grids*.

#### 6.1.1. Recursos de procesado de información

Los recursos más básicos para la obtención de datos en un sistema AMI con *smart meters* PLC Prime permiten capturar información como los cierres diarios (S05) y curva de carga horaria (S02) mediante tareas programadas en el concentrador de datos (DC). Además, se pueden definir perfiles de exploración periódicos de la infraestructura, que recopilan datos sobre la

configuración de los equipos de comunicación (S06, S12), el estado de comunicación (S24) y las estadísticas de comunicación PLC de cada contador (G02).



Figura 6.1. Esquema de los principales recursos para la captura de datos

Otro recurso esencial es la obtención de los eventos espontáneos generados por contadores (S13) y concentradores (S15). Estos eventos son emitidos automáticamente por los equipos digitales al detectar ciertas condiciones definidas en el *firmware* de los *smart meters*, supervisores TS (S13), supervisores LS (S63) y concentradores, como parte de su supervisión continua de los puntos de la red donde están conectados.

El *firmware* de los concentradores Prime está en constante desarrollo. Una de las funcionalidades introducidas por EDP en el protocolo SNMP de los concentradores es la incorporación de valores instantáneos de los supervisores TS y estadísticas de comunicación PLC, y la capacidad de generar *traps* cuando un contador cambia su estado de comunicación de fallo a activo. Este avance permite obtener, en tiempo real, el estado de comunicación de cada enlace contador-concentrador y detectar el cambio de concentrador de un grupo de contadores en el caso de una maniobra de comutación de carga entre transformadores.

Sin embargo, esta monitorización intensiva consume una cantidad considerable de recursos de CPU del concentrador y genera un volumen elevado de eventos de cambio de estado, especialmente en redes PLC inestables, donde un solo contador puede registrar cientos de cambios de estado diarios. En estos casos, la solución más eficiente es implementar el procesamiento de datos directamente en el concentrador, evitando transferir toda la información a los sistemas centrales. Este enfoque, conocido como *edge computing*, permite procesar los datos localmente, reduciendo la carga de la red y mejorando la eficiencia.

Por tanto, es fundamental evaluar caso por caso la solución más adecuada, considerando si resulta preferible optar por la computación en la nube en los sistemas centrales o utilizar *edge computing* en el dispositivo donde se obtienen los datos, según las necesidades operativas específicas.

#### 6.1.2. Componentes de procesado de información

El módulo inteligente incluye diversos componentes diseñados para clasificar y caracterizar la información en tiempo real, permitiendo su análisis inmediato tras la captura de la misma.

En el equipo de *Smart Grid* de EDP hemos trabajado en los últimos años en el diseño de algunos componentes que facilitan la gestión en tiempo real. El primero de ellos permite el marcado de huecos en tiempo real de la curva de carga. Este proceso comienza cada día a las 00:00 horas, generando 24 huecos de información por cada contador, un hueco por cada hora del día. A medida que se reciben los datos de curva de carga horaria, los huecos correspondientes se desmarcan, lo que permite conocer en tiempo real las horas para las que ya se ha recibido la información y las que aún están pendientes.



Figura 6.2. Esquema de los principales componentes para facilitar el análisis de datos

Este mismo componente también se ha diseñado un sistema de validación y estimación en tiempo real de la curva de carga de los supervisores TS. Basándose en los datos históricos, se estima el perfil de carga para cada hora de los días de la semana siguiente. A medida que se reciben los datos reales, estos reemplazan a las estimaciones tras pasar por un proceso de validación. Si la información recibida es inválida o llega, el dato estimado se mantiene. De forma simultánea, el origen de cada dato cambia de estimado a real, garantizando en todo momento un perfil de carga actualizado que refleja la realidad según se reciben los datos. Este mecanismo también es aplicable a las curvas de carga de los consumidores y prosumidores, aunque en estos casos es crucial considerar las características particulares de cada punto. Por ejemplo, estimar el perfil de carga de clientes con tarifa fija y limitación de potencia es más sencillo que para aquellos con tarifa flexible y equipados con bombas de calor, placas solares, baterías o cargadores de vehículos eléctricos. En estos casos, será necesario incluir factores adicionales, como la curva horaria de radiación solar y la curva de temperatura ambiente.

Otro componente, más básico, pero igualmente esencial para operar en tiempo real, es la contextualización de los eventos espontáneos en el momento de su captura. Estos eventos son procesados para registrarlos en el punto de la red donde se producen, con su correspondiente marca temporal en horas, minutos y segundos, así como información adicional, como medidas de tensión, intensidad o estados del equipo que lo emite. Como se puede observar en la Figura 6.3, esta contextualización garantiza que la información esté correctamente asociada al punto de la red donde se captura y, si es necesario,

agregada a niveles superiores, como líneas o transformadores, proporcionando una visión integrada del estado de explotación de la red.

En la Figura 6.3 los círculos amarillos representan el número de eventos registrados en la misma acometida en el mismo rango temporal. El tamaño del círculo será proporcionalmente más grande en aquellas acometidas donde el número de eventos es mayor. El círculo verde representa agregación de eventos en el cuadro de baja del centro de transformación y su tamaño también es proporcional al número de eventos registrados.



Figura 6.3. Representación de eventos sobre la red

Finalmente, este componente de procesamiento también puede aplicarse a los valores eléctricos instantáneos de la red, dando lugar a la generación de señal temporales en los puntos monitorizados. Esto permite un seguimiento preciso del estado de la red en tiempo real y facilita la generación de análisis detallados basados en datos actualizados.

### 6.1.3. Estrategias de monitorización de la red de BT

La capacidad de supervisión de los valores eléctricos es una funcionalidad clave para obtener información casi en tiempo real sobre el comportamiento de la red eléctrica. Aunque esta funcionalidad está limitada por las características intrínsecas de la comunicación PLC, es posible diseñar estrategias de exploración de valores eléctricos que proporcionen datos altamente valiosos. Con la frecuencia de muestreo adecuada, estos datos permiten desarrollar algoritmos de cálculo y análisis, como los utilizados en flujos de potencia o estimación de estado.

La interpretación de la información en tiempo casi real requiere un análisis de los datos históricos captados, calculando tendencias y clasificando los comportamientos como normales o anómalos. Este enfoque permite comparar estas tendencias históricas con los datos actuales y diagnosticar eventos en curso, clasificándolos como situaciones que dentro de la normalidad o como anomalías.

Cuando se detectan situaciones anómalas, es necesario aumentar la frecuencia de muestreo de la monitorización o iniciar estrategias específicas adaptadas al caso a analizar. Esto puede implicar reducir el número de dispositivos a escanear, excluyendo aquellos que no parece estar afectados por la anomalía detectada.

En los sistemas de telegestión con contadores inteligentes que se comunican mediante tecnología PLC, el concentrador desempeña un papel esencial al orquestar las comunicaciones con los contadores. La gestión de estas comunicaciones debe orientarse a maximizar la obtención de valores instantáneos, aprovechando el tiempo libre del concentrador o incluso liberándolo de tareas rutinarias focalizarse exclusivamente en la recopilación de la información que esclarezca las anomalías detectadas.

Considerando estas necesidades y limitaciones, se han diseñado diversas estrategias de monitorización específicas para los equipos digitales. Dos de las estrategias más utilizadas, debido a su simplicidad y la amplia cobertura de estos casos son:

- La monitorización cuarto-horaria de supervisores
- La monitorización continua de *smart meters* PLC, que combina peticiones al supervisor TS gestionado por el concentrador entre cada lectura de los contadores.

#### 6.1.3.1. Monitorización cuarto-horaria de supervisores

Se basa en la obtención de datos proporcionados por los concentradores sobre los supervisores TS y los estadísticos de comunicación PLC cada 15 minutos. Paralelamente, se realiza una lectura de los valores eléctricos de los supervisores LS a través de la RTU de supervisión avanzada, también cada cuarto de hora. Este enfoque permite generar cuatro conjuntos de señales sincronizadas en el mismo instante temporal, obtenidas en la salida de BT del transformador y en cada una de las salidas de BT del cuadro de baja tensión de la subestación transformadora.

En la Figura 6.4 se puede ver un esquema que representa los tiempos de ejecución de las peticiones. En este caso el tiempo T0 está configurado a 15 minutos.



Figura 6.4. Esquema con la secuencia de peticiones a los supervisores TS y LS

#### 6.1.3.2. Monitorización continua de la red

Se centra en la captura de datos de valores eléctricos mediante peticiones S21 (o S01 para contadores monofásicos) a los *smart meters* conectados a una red de BT. Estas solicitudes se realizan de forma secuencial debido a las limitaciones de la comunicación PLC, que permite únicamente una conexión al concentrador en cada momento, imposibilitando solicitudes simultáneas a varios equipos. Entre cada petición a un contador, se envía una petición S21 al supervisor TS, también gestionado por el concentrador de datos. Este proceso es más rápido, ya que no requiere el uso del canal PLC. En una red PLC estable con menos de 50 *smart meters*, el tiempo promedio de comunicación de cada contador es de 20 a 60 segundos, mientras que la comunicación con el supervisor TS tarda aproximadamente 5 segundos por solicitud. Esto permite completar un ciclo completo de consultas a todos los contadores de la red en unos 20 o 30 minutos obteniendo un conjunto de datos eléctricos de cada contador con una frecuencia de 20 a 30 minutos y un conjunto de señales del supervisor TS cada 5 segundos.

En la Figura 6.5 se puede ver el esquema con la secuencia de peticiones a una red de BT. En el caso mencionado de una red con 50 contadores, el tiempo T0 corresponde a los 5 segundos promedio que tarda en responder un supervisor TS. Los tiempos T1, T2, T3 y hasta Tn serían los tiempos de 20 a 60 segundos que tarda en responder cada contador, dependiendo de la posición que ocupe en el árbol de comunicación PLC. Por lo general, la respuesta será más rápida si el contador está conectado en la fase donde se inyecta la señal PLC, mientras que este tiempo aumentará cuanto más alto sea el nivel de red PLC en el que se encuentre conectado el contador.



Figura 6.5. Esquema con la secuencia de peticiones de la monitorización continua a una red de BT

Aunque estas series temporales no están sincronizadas entre sí, representan información altamente valiosa para la monitorización en tiempo real de la red de baja tensión. Además, permiten identificar, mediante analítica de datos, tanto situaciones espontáneas y anómalas como intervenciones y eventos normales y programados que ocurren en la red.

### 6.2. Herramientas para el análisis de datos

El módulo inteligente del sistema descentralizado, además de los recursos y componentes previamente descritos, incorpora una serie de herramientas avanzadas diseñadas para el tratamiento eficiente de la información y el análisis de datos.

En esta sección, se introduce el concepto de gemelo digital de agregación de medida, junto con las herramientas asociadas, como el balance de energía agregada en los distintos niveles de la red y el balance instantáneo en amperios, que permite aproximarse a una monitorización en tiempo casi real. También se aborda la gestión de eventos en tiempo real, un mecanismo fundamental para la captura de información contextualizada sobre la red.

Este enfoque permite procesar eventos que alertan de situaciones críticas o que requieren un análisis inmediato con información detallada y contextual. Esto mejora significativamente la capacidad de supervisión y respuesta del sistema, generando alarmas y acciones derivadas de este análisis que facilitan la toma de decisiones informadas por parte los operadores de la *Smart Grid*.

### 6.2.1. Gemelo digital de agregación de la medida

El gemelo digital de agregación de la medida es un concepto sencillo pero poderoso que proporciona a las empresas distribuidoras de una herramienta capaz de integrar señales, eventos y otro tipo de información, como reclamaciones y actuaciones de mantenimiento, en diferentes niveles jerárquicos de la red. Su principal función es agregar, representar y visualizar datos integrados de la red, facilitando una visión clara y en tiempo real del estado operativo del sistema. Esto permite a los operadores tomar decisiones informadas para gestionar cargas, detectar anomalías o planificar tareas de mantenimiento de manera eficiente.

El gemelo digital de agregación está compuesto por los elementos de red y los equipos digitales conectados a ella. Incluye tanto las relaciones jerárquicas entre los elementos de red como las conexiones de los equipos a estos puntos, además de las relaciones de comunicación entre los propios equipos digitales. El modelo de datos utilizado para la construcción se describe en detalle en el capítulo 3 de este documento.

La agregación de señales, eventos o información se puede realizar en distintos niveles de la red como:

- Acometida
- Línea BT
- Centro de transformación (CT)
- Posición de línea de media tensión (MT)
- Subestación

Esto abarca los diferentes nudos, barras y niveles de tensión de la red.

Los tipos de agregación pueden ser de diferentes tipos:

- Agregación de información no sincronizada: se contabilizando los eventos de una tipología específica en un periodo de tiempo determinado, sin requerir sincronización temporal entre ellos. Por ejemplo, las reclamaciones de calidad de suministro de cliente durante un mes agregadas por CT, línea y/o acometida, junto con el número de eventos de sobretensiones y subtensiones emitidos por los contadores en ese mismo mes.
- Agregación de señales de series temporales: se integran datos que varían a lo largo del tiempo en niveles de red específicos. Por ejemplo, perfiles de carga horario de los clientes durante un mes o la intensidad en amperios de la monitorización continua de los *smart meters* y del supervisor TS, como se describe en la sección anterior.

Este gemelo digital permite realizar analítica visual mediante representaciones de variables discretas y continuas en los periodos temporales seleccionados. Esto facilita a los operadores de la red el análisis de alarmas o avisos generados que alertan de situaciones anómalas. Gracias a esta capacidad, el sistema soporta la toma de decisiones rápidas y la implementación de acciones correctoras, contribuyendo a la estabilidad y eficiencia de la red.

Además, el gemelo digital de agregación de la medida puede visualizarse en forma de árbol jerárquico. En la Figura 6.6 se muestra la representación del árbol jerárquico de alimentación del centro de transformación I001212, mientras que

en la Figura 6.7 se visualiza ese mismo centro de transformación, pero desde la perspectiva de las relaciones jerárquicas de comunicación.

001212 0 0		•	17 > Listado > 1001212										2 RECEIVER BOSO
Alimentación 🗢 Comun	vicación		Lintetto - Contradoves CT										
Objetos de rent	En Darse	744	1001212										
3 Linéas	e 0 0		62 Contratores										
63 Acometidas		0	02 Contadores										- constantino - V
2 Puntos de Sumenistro	0	0	Ref. CNT	Acometida	Clave CT	Est. teleg.	Est. LAN	Tipo CNT	F. est. LAN	Cierre D-7	Curva D-6	Ordenes/avi.	Total ordenesiavi.
62 Contadores Ciente D-7 0 Curva D-6 0	0	0	C 21V0050052094	500017525	1001212	Instalado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			SAG0225953905	15234201	1001212	Instalado	Activo	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
utus del salanta		± csv	© ZIV0042301828	35118702	1001212	Instalado	Activo	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			ZIV0035750450	15232401	1001212	Montado	Activo	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
		0.0	SAG0225957918	15232801	1001212	Montado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			SAG0225957917	15232301	1001212	Montado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
SUP 21V5004420187			SAG0225953908	15234301	1001212	Instalado	Activo	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
1 (19 AC)			ZIV0035774353	500018288	1001212	Instalado	activo encriptado	5	21/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
2 (30 AC)			SOG0020035783	15229001	1001212	Instalado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
5 Sterio)			SAG0225950279	15234401	1001212	Montado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			SAG0225959206	15233701	1001212	Montado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			SAG0225953902	15234601	1001212	Instalado	Activo	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			© \$AG0225953404	15223801	1001212	Instalado	Activo	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			SAG0215983145	500020961	1001212	Instalado	Activo	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			© \$AG0215955106	15232001	1001212	Instalado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0
			ZIV0035768479	15221601	1001212	Instalado	activo encriptado	5	20/11/2024	22/11/2024	22/11/2024	0	0

Figura 6.6. Esquema de modelo de agregación de un CT según alimentación

Alteretication		
1 P/Roder 0 0 62 counterer 1 and B/D/Counter		
1 Concentratives 0 0 Vic Contractor's Concentratives 0 Co	Seleccond counting	
1 Supressres 0 0 Ref. CNT Acometida Clave CT Est. Meg. Est. LAN Tipo CNT F est. LAN Clave D-7 Curve D-5 Contension.	lotal Irdenesiavi,	
Contactores 0 0 0 0 2PV0050052094 500017525 N01212 Instaltado activo encriptado 5 2011/2024 22111/2024 0	,	
Centro D.7 @ Canto D.5 @		
© 27/V0042301828 35118702 K01212 Instando Activo 5 2011/2824 22/11/2824 0		
Active de sizenia Carte		
CCT (III) (IIII) (III) (IIII) (III)		
♥ IP (1000) (0.000	,	
CritT \$400198201128 001212 Installedo activo encriptado 5 21/11/2024 22/11/2024 0		
OHT \$400215955249 () \$000020035783 15229001 1001212 Installedo activo encriptado 5 2011/2024 22/11/2024 0		
OII:     2V/06/2018/27       Visit     SA40022998279     15234401     M01212     Mentado     active encretado     5     2011/2024     2211/2024     0	,	
OHT 8408025963808 05 \$400225963808 15233701 1001212 Montado adhvo encriptado 5 2011/2024 22/11/2024 0		
Orr \$A0225959209 0 SAG0225953902 15234601 1601212 Installedo Activo 5 2011/2024 22/11/2024 0	)	
Crit SAUGU22595317 () \$4A02225953404 15223801 1601212 Instandeds Active 5 2011/2024 22/11/2024 0		
CHT 8400225958078 001212 Instando Activo 5 2011/2024 22111/2024 0		
Or::::::::::::::::::::::::::::::::::::		
Ori:     2010/0357684779     15221601     Ito01212     Instalado     activo ensrgitado     5     2011/2024     22/11/2024     0		

Figura 6.7. Esquema de modelo de agregación de un CT según comunicación

En resumen, el gemelo digital de agregación de la medida se consolida como una herramienta clave para la gestión operativa de la red eléctrica, mejorando la supervisión y la capacidad de respuesta ante los desafíos operativos.

#### 6.2.2. Balance horario de energía

Una vez que se cuenta con un gemelo digital de agregación de medida y se dispone de la curva de carga horaria de cada cliente, así como de los supervisores TS y LS, es posible realizar un balance horario de energía mediante la comparación de la medida en cada uno de los niveles donde se está midiendo. En el modelo definido, se puede realizar un balance energético por línea y por fase si se tiene la información de la fase de conexión de cada uno de los clientes. En caso de no contar con los datos la fase o de no disponer de supervisores de línea en el centro de transformación, aún será posible realizar el balance energético cada hora mediante la diferencia entre la medida agregada de los clientes y la energía registrada por el supervisor TS. Los informes definidos para obtener de la curva de carga de los *smart meters* PLC Prime y del supervisor proporcionan datos globales, sumando los valores de las tres fases en el caso de contadores y supervisores trifásicos.

El balance energético genera un conjunto de señales con 24 valores diarios, uno por cada hora del día, junto con la serie temporal adicional de pérdidas calculadas, también con 24 valores diarios.

La agregación de los valores de energía se puede realizar en función de la comunicación de los *smart* meters, sumándola energía de todos los que comunican a través del mismo concentrador, que normalmente está conectado al transformador que los alimenta. Asimismo, es posible agregar los valores de energía de los contadores que están conectados a la red de BT, según las bases de datos de inventario del sistema GIS.

En un escenario donde la comunicación del centro de transformación sea estable y no haya acoplamientos de la señal prime con la de otros centros de transformación, las dos formas de agregación deberían coincidir. En caso de discrepancias, lo más probable es que el inventario del sistema no sea correcto. Esta situación requerirá un análisis para verificar si el problema radica en el inventario, una maniobra de la red no informada o un fallo en la generación del gemelo digital de agregación debido a datos incorrectos o incompletos extraídos del sistema GIS. Si ambas señales coincidan, ser refuerza la fiabilidad en el gemelo digital.

El balance energético entre supervisor y agregado de contadores genera una señal con un valor por hora que representa las pérdidas técnicas de la red. Si el valor resultante será superior a las pérdidas técnicas esperadas, se debe investigar para determinar si el problema se debe a la falta de alguna medida, un contador ausente en el inventario, o pérdidas no técnicas provocadas por anomalías en las conexiones de los clientes, como enganches directos fraudulentos o no inventariados.

En el caso de que haya clientes con capacidad de generación, también puede ocurrir que la curva de pérdidas sea negativa y se exporte energía hacia la media tensión.

En la Figura 6.8 y en la Figura 6.9 se presentan las gráficas de los balances horarios de dos centros de transformación que se han sido objeto de una maniobra para transferir carga de un centro al otro. Las líneas azules indican las franjas temporales en las que se llevó a cabo la maniobra. Por esta razón, en la zona comprendida entre ambas líneas azules se observa un aumento significativo de las pérdidas en el C000463, que asume la carga del C005940, el cual, en ese mismo intervalo de tiempo, muestra pérdidas negativas.



Figura 6.8. Balance horario en C000463



Figura 6.9. Balance horario de C005940

#### 6.2.3. Balance instantáneo en amperios

El balance instantáneo en amperios sigue un enfoque similar al del balance energético horario, utilizando como datos de entrada las medidas de intensidad de corriente descritas en la sección anterior, obtenidas a partir de las monitorizaciones continuas de una red de BT y de las monitorizaciones cuartohorarias de supervisores TS y LS. A diferencia del balance energético, en este caso es posible realizar un balance por fase, ya que tanto los supervisores como los contadores trifásicos proporcionan los valores eléctricos por cada fase.

En la Figura 6.10 se visualiza el balance en amperios resultante de la monitorización continua de la red del I001212.

El hueco de datos de supervisor TS en la zona central de la gráfica se debe a las maniobras mencionadas en la sección anterior de balance horario.



Figura 6.10. Balance en amperios de la monitorización continua de la red del 1001212

En la Figura 6.11 se visualiza el balance en amperios resultante de la monitorización de supervisores TS y LS del C001261.



Figura 6.11. Balance en amperios de monitorización cuarto-horaria de supervisores del C001261

Una ventaja importante de este balance es la obtención inmediata de la información medida, lo que permite su ejecución en tiempo casi real.

Cuando más datos tengamos de cada contador, mayor será la fiabilidad del resultado. Si se logra recopilar varios datos de un mismo contador dentro de un cuarto de hora o en la misma hora, es posible calcular un promedio de estos valores para el periodo de tiempo seleccionado. Comparando estos promedios con la curva de carga horaria, en la mayoría de los casos el resultado es similar, permitiendo disponer de una curva de carga estimada con alto grado de similitud respecto a la realidad.

Sin embargo, esta herramienta tiene un uso limitado debido a las restricciones inherentes a la comunicación PLC secuencial. Es especialmente útil en redes pequeñas o en áreas acotadas donde se pueda realizar una medición en un nivel superior de la red que permita contrastar la información con el agregado de contadores ubicados aguas abajo. Por ejemplo, esta medición puede realizarse mediante un supervisor portátil en una acometida o en un tramo de línea. Algunas de sus aplicaciones más útiles incluyen:

- Identificar un tramo de red donde puede un enganche directo
- Determinar la fase de conexión de un cliente
- Evaluar la afección de una sobretensión o subtensión provocada por un suministro en un tramo de red que no afecta a todos los clientes. Esto facilita delimitar con precisión el ámbito de afección del problema.

#### 6.2.4. Gestión de eventos en tiempo real

Los dispositivos de telegestión con tecnología PLC Prime permiten recopilar eventos generados por los dispositivos conectados a la red de BT.

El *firmware* de los contadores y concentradores está diseñado para configurar cualquiera de estos eventos como espontáneos y recibirlos en tiempo real, lo que permite reaccionar de una manera inmediata ante determinadas situaciones que se presenten en la red.

La clasificación de uniforme de todas las alertas y avisos recibidos como los eventos, ya sea porque son emitidos por dispositivos de telegestión o por los sistemas de monitorización, permitirá incrementar el número de casos analizados y categorizados, lo que a su vez facilitará la aplicación de algoritmos de inteligencia artificial y aprendizaje automático supervisado, para optimizar el análisis y la toma de decisiones.

La recepción en tiempo real de un evento que indique una pérdida de calidad en el suministro permitirá activar la monitorización específica en los puntos afectados, facilitando una intervención rápida y precisa para resolver el problema.

En la Figura 6.12 se muestran los datos de la monitorización realizada en el I001212 tras la llegada de eventos que indicaban sobretensiones en determinados suministros. Esta monitorización permitió identificar que en esta red existen varias instalaciones de autoconsumo, y tanto clientes de estas plantas como aquellos cercanos a ellas registran eventos de sobretensión durante los momentos de mayor generación.

En la gráfica se comparan las tensiones de supervisor TS con las del contador ZIV0034936509, cuya curva en amperios presenta un perfil compatible con la de una planta fotovoltaica. Se observa que, en los momentos de máxima generación y exportación de energía a la red, el contador registra tensiones que alcanzan los 250V.



Figura 6.12. Grafica con los datos de monitorización de la red del 1001212 y el contador "1"

En la Figura 6.13 se presenta la misma gráfica comparativa, esta vez correspondiente al contador SAG00225958076 que también resulta afectado por las sobretensiones. Sin embargo, en este caso, se puede deducir a partir de su curva de carga de amperios que este cliente no posee instalaciones de generación, A pesar de ello, se ve impactado por el exceso de generación de su vecino.



Figura 6.13. Gráfica con los datos de monitorización de la red I001212 y en contador "2"

En la Figura 6.14 se muestra la red del I001212, que consta de dos líneas de BT resaltadas en verde y en azul. La acometida del cliente con generación está identificada con el número "1", mientras que la acometida del cliente afectado por las sobretensiones, pero que no cuenta con uan instalación generadora está marcada con el número "2".



Figura 6.14. Esquema de red del 1001212 con los puntos de conexión de dos contadores

### 6.3. Funcionalidades aplicadas de las Smart Grids

Todas las herramientas, recursos de información y componentes descritos en la sección anterior han sido diseñados con el objetivo de facilitar el desarrollo de una serie de funcionalidades prácticas que permitan una gestión eficiente de las *Smart Grids*.

Entre estas, las funcionalidades esenciales están relacionadas con el mantenimiento de la infraestructura de medida avanzada, ya que su funcionamiento óptimo es determinante para garantizar que el resto de funcionalidades puedan ser explotadas con fiabilidad.

Estas funcionalidades de mantenimiento se agrupan en el diagnóstico automático para el mantenimiento y operación de la infraestructura de medida avanzada.

Además, se mencionan algunas funcionalidades desarrolladas para la gestión de la red, aunque no se abordan en profundidad, al igual que las capacidades requeridas para cliente, comercializadores, agregadores, clientes activos, prosumidores y otros consumidores. Entre ellas se incluyen la obtención de información de consumo histórico y en tiempo real, la gestión contractual y modificaciones de contrato, la gestión de tarifas fijas y dinámicas y la gestión de la flexibilidad.

### 6.3.1. Diagnóstico automático para supervisión de la infraestructura de medida avanzada

Las funcionalidades diseñadas tanto para el mantenimiento de la infraestructura avanzada como para la gestión de la red se basan en la metodología de diagnóstico automático que se va a describir en esta sección.

Esta metodología ha sido diseñada para asegurar la supervisión continua de la infraestructura de medida avanzada y garantizar de esta forma su correcto funcionamiento. Además, permite identificar los equipos que requieren mantenimiento y que, temporalmente, no pueden ser considerados en el gemelo digital de agregación debido a fallos en su funcionamiento, hasta que sean reparados. La metodología se inicia con el marcado de equipos o de los elementos de red donde están conectados, mediante una serie de alarmas, alertas, avisos o eventos. Este marcado se produce de forma continua, utilizando los recursos y componentes descritos en la primera sección de este capítulo durante los procesos de captura de información periódicos, recepción de continua de eventos y las monitorizaciones de comunicaciones.

Los equipos y los elementos de red quedan clasificados con una serie de índices, entre los cuales se pueden destacar los siguientes:

- Fecha de último cierre diario y días desde la obtención del último cierre diario
- Fecha de última curva recibida y días desde la obtención de la última curva
- Estado de comunicación en fallo y su fecha de estado asociada
- Origen de la última lectura si ha sido remota o se ha tenido que obtener localmente
- Concentrador asociado y fecha de asociación al mismo
- Porcentaje de tiempo activo en el concentrador
- Eventos de reinicio de equipo
- Elemento de red con incidencia de fallo de comunicación TCP/IP, de alguno de sus equipos como el concentrador o el router
- Elemento de red con incidencia de comunicación PLC, a nivel de puntos de conexión, de acometida, de línea o de CT.
- Evento de sustitución de equipo por mantenimiento, ya sea por fallo del módem PLC o cualquier otra causa
- Alarmas, avisos o alertas generadas por los procesos de monitorización continua de las comunicaciones y de la recepción de eventos de los equipos, como puede ser el reinicio constante de un equipo, la manipulación de la tapa cubre-bornas, la obtención de una medida de tensión=0V o la consecución de otros resultados de otras reglas de negocio algo más complejas que combinan información.

El paso siguiente consiste en la selección de equipos o elementos de red candidatos, que cumplen varios criterios simultáneamente mediante la aplicación de filtros. Este proceso puede ser parametrizado en el sistema, permitiendo que la selección de candidatos se realice de manera sistemática, ya sea de forma diaria o en tiempo real. Además, la selección se prioriza según el nivel de criticidad asignado a cada situación, teniendo en cuenta que algunas condiciones pueden quedar enmascaradas por otras que ocurren en niveles superiores de la jerarquía de la red o de las comunicaciones.

Por ejemplo, un equipo puede aparecer en varias listas de candidatos con fallos, pero si el fallo afecta a la comunicación de todo el centro de transformación (CT) al que está conectado, no será posible realizar un análisis detallado debido a la falta de información contextual de otros contadores conectados en ese mismo CT.

Del mismo modo, si el fallo de suministro afecta a toda una línea con varios *smart meters* conectados, no será posible obtener información de ninguno de ellos mediante monitorización. En estos casos, será necesario resolver primero el fallo en el nivel superior de criticidad antes de proceder con el análisis detallado en niveles inferiores.

En resumen, las listas de candidatos deben ser priorizadas desde su generación, comenzando siempre por los niveles más altos en las jerarquías de alimentación y comunicación. Por ejemplo, un contador afectado por el fallo de comunicación de su concentrador no debe figurar como candidato en ninguna lista hasta que la incidencia a nivel de concentrador haya sido resuelta.

Una vez identificados los candidatos, se definen acciones específicas para cada tipología detectada.

Para algunas tipologías, las acciones serán simples e inmediatas.

Para otras, será necesario realizar un análisis más profundo o contextualizar cada caso.

En este último escenario, las acciones automáticas estarán orientadas a capturar información detallada. Esto puede incluir, por ejemplo, la implementación de una monitorización continua de la red o de una sección específica de la misma.

Las casuísticas resultantes de aplicar esta metodología se listan a continuación:

- Candidatos fallo comunicación TCP/IP
- Candidatos fallo comunicación PLC

- Candidatos fallo equipo o manipulación de equipos
- Candidatos revisión topológica (discrepancias)
- Generación de alarmas priorizadas por concurrencia de alarmas y eventos y por eventos espontáneos contextualizados (reinicio DC)
- Identificación cambios en la explotación de la red
- Mantenimiento predictivo de dispositivos

A partir de los diferentes conjuntos de datos de monitorización del ecosistema, tanto los obtenidos de la supervisión de las comunicaciones de los dispositivos de telegestión como los específicos de la red eléctrica, es posible detectar situaciones anómalas que deben clasificarse según el tipo de fallo, como fallo de red, fallo de dispositivo o fraude.

El análisis de los datos de monitorización de las comunicaciones de concentradores y routers, agregados al nivel jerárquico superior de su punto de conexión, permite determinar si el fallo se debe a un disparo de la línea de MT o si está relacionado con un fallo aislado en el dispositivo de comunicación.

Otra funcionalidad de diagnóstico automático, basada en la monitorización de la comunicación de los contadores con los concentradores de datos, facilita la identificación de eventos como un cambio masivo en la comunicación de los contadores de una línea de BT hacia otro concentrador. Este cambio puede deberse a una conmutación de la red, un fallo en el cable de BT o incluso a interferencias en el canal de comunicación PLC que bloquean la comunicación con los contadores, pero permiten la continuidad del suministro eléctrico.

Este es el caso de la Figura 6.15, donde se muestra en azul la línea del C005940 que ha conmutado su carga hacia la línea del C000463. En esta representación, se destacan en azul las acometidas y los tramos de red que presentan discrepancias entre la situación reflejada en el gemelo digital de alimentación y la registrada el gemelo digital de comunicación, debido al cambio masivo de comunicación de todos los contadores de la línea del concentrador del C005940 al concentrador del C000463.



Figura 6.15. Red de BT con cambios en su configuración

Como se desprende de la descripción detallada de los elementos, mecanismos y funcionalidades que conforman las denominadas entidad simple (SEN) y entidad simple avanzada (ASEN), el principal desafío para las empresas distribuidoras es gestionar eficazmente todas las posibilidades que ofrecen los sistemas de comunicaciones, configuración, monitorización y recogida de información. Este desafío incluye:

- Identificar errores en la topología de la red y en el inventario de dispositivos.
- Diagnosticar posibles fallos en la red eléctrica o en los dispositivos de medida.
- Reducir las pérdidas no técnicas.

Para abordar estos retos, será imprescindible desarrollar una aplicación de control capaz de aprovechar la información adecuada en el momento oportuno, permitiendo identificar lo que está ocurriendo en la red y decidir las acciones correctivas necesarias, ya sea a distancia o directamente en los dispositivos o en la red.

A medida que se avanza en el desarrollo de nuevas funcionalidades para la gestión de ecosistemas, se observa que algunos casos podrían resolverse con mayor facilidad mediante la identificación de variables clave adicionales, que actualmente no están contempladas entre los datos capturados. Incorporar estas nuevas variables requerirá acuerdos con los fabricantes de dispositivos para su implementación, ya sea a través de software, hardware o una combinación de ambos.

Asimismo, podría ser necesario acercar los algoritmos avanzados de análisis de datos al dispositivo que los genera, con el fin de evitar el procesamiento y almacenamiento masivo de datos, reduciendo la gestión a alertas o alarmas generadas directamente por los dispositivos. Este enfoque, conocido como "edge computing", consiste en descentralizar la ejecución de algoritmos, permitiendo que el dispositivo digital que obtiene los datos disponga de capacidades locales de almacenamiento, procesamiento y toma de decisiones.

### 6.3.2. Funcionalidades para gestión de la red

Con las herramientas anteriormente descritas y el gemelo digital de agregación de medida, ha sido posible diseñar una serie de funcionalidades avanzadas destinadas a optimizar la gestión de la red de baja tensión. Estas funcionalidades aprovechan la integración de datos y las capacidades de análisis para mejorar la operación, el mantenimiento y la planificación de la red.

A continuación, se enumeran las principales funcionalidades diseñadas y de las cuales podemos encontrar abundantes publicaciones en la literatura [67], [68] y [69]:

- Detección de fallos eléctricos: Identificación de fallos en la red, como la falta de fase en MT y BT, pérdida de neutro o interrupciones del suministro, utilizando eventos espontáneos generados por los dispositivos de telegestión [70] y [71].
- Construcción del modelo de red topológico: Desarrollo y actualización de un modelo topológico de la red que permite identificar líneas, fases y puntos de consumo afectados, así como gestionar de forma más eficiente el inventario de dispositivos conectados.
- Supervisión de tensiones: Clasificación y análisis de redes con problemas de subtensión o sobretensión mediante la monitorización continua de los

valores de tensión registrados por los supervisores y contadores [72], [73], [74] y [75].

- Gestión de pérdidas no técnicas: Implementación de herramientas como el balance energético horario [76] y el balance instantáneo en amperios, que permiten identificar pérdidas en la red y determinar si son técnicas o no técnicas. Esto facilita la detección de fraudes o irregularidades en el suministro [77] y [78].
- Gestión de pérdidas técnicas mediante equilibrado de cargas o reconfiguración de fases [79] y [80].
- Gestión de eventos en tiempo real: Captura y análisis de eventos en tiempo real que alertan de situaciones críticas, como fallos de suministro, problemas de comunicación o anomalías operativas.
- Priorización y resolución de incidencias: Establecimiento de niveles de prioridad para resolver incidencias en función de su impacto en la red y la criticidad de los dispositivos afectados.
- Monitorización continua de la red: Implementación de estrategias de monitorización diseñadas para obtener datos en tiempo casi real sobre valores eléctricos, comunicaciones y el comportamiento de los dispositivos conectados [81], [82], [83] y [84].
- Análisis predictivo: Utilización de datos históricos y algoritmos avanzados para predecir eventos como fallos de suministro, sobrecargas o problemas en los dispositivos, permitiendo acciones preventivas.
- Simulación de escenarios: Uso del gemelo digital para simular distintos escenarios operativos, como maniobras de red, cambios en la carga o integración de generación distribuida, con el objetivo de planificar de manera más eficiente (fallos de suministro, superación de los límites de los valores de tensiones) [85], [86] y [87].
- Identificación de línea y fase de conexión [88], [89], [90] y [91].
- Generación de alarmas priorizadas
- Análisis de fallos recurrentes
- Identificación de intervenciones no programadas y modificaciones en la explotación de la red
- Estimación de estado en tiempo real [92].
- Gestión de picos de demanda. Actuación por reconfiguración de la red
- Priorización de suministro en zonas críticas
- Programación optimizada de descargos para mantenimiento

Estas funcionalidades constituyen un avance significativo hacia la operación de *Smart Grids*, mejorando no solo la eficiencia operativa de la red, sino también la calidad del suministro y la capacidad de integrar nuevas tecnologías y modelos de negocio en el ecosistema eléctrico.

## 6.3.3. Identificación del estado de maniobra de la red en tiempo cuasi real

Esta funcionalidad que permite identificar el estado de maniobra de la red en tiempo cuasi real es específica de las redes supervisadas por *smart meters* con comunicación PLC.

La metodología está descrita con detalle en el artículo "Estimación de topología en tiempo cercano al real en redes BT con contadores inteligentes PLC" (*Near Real-Time Topology Estimation in LV Network with PLC Smart Meters*) [51]. Se trata de otra contribución de la investigación de esta tesis doctoral en la que se emplean los recursos, componentes y herramientas diseñados durante estos años de investigación y descritos a lo largo de este capítulo.

En los últimos años se han presentado diferentes metodologías que proponen técnicas de estimación de estado aplicadas a redes de BT como en [52], [53] y [54]. En muchos casos dichas metodologías consideran escenarios no realistas donde la información disponible es completa y precisa como medidas sincronizadas que, actualmente y para redes de baja tensión no es posible tener y hace que estos métodos no sean aplicables a sistemas reales [55]. En otros casos las propuestas consideran un conocimiento perfecto y en tiempo real de la topología que dista mucho de ser cierto en los sistemas de distribución [56]. En la literatura se pueden encontrar varios trabajos para identificar la topología correcta de los sistemas de distribución, definida principalmente por el mapeado de la red y la posición correcta de los elementos de maniobra como en [57], [58] y [59]. Sin embargo, la mayoría de ellos no explotan todo el potencial de la información capturada por el sistema de infraestructura de medida avanzada. En este trabajo se ha propuesto combinar la información proporcionada por los smart meters desplegados en las redes de BT y comunicados a través de tecnología PLC para detectar las operaciones de conmutación realizadas por los equipos de campo en tiempo cercano al real y así facilitar la gestión del gemelo digital de agregación de medida.

La metodología para identificación del estado de maniobra de la red en tiempo cuasi real se basa en las características de la comunicación PLC entre concentrador y contador. Este enfoque también ha sido empleado por otros autores como en [60]. La comunicación PLC se establece entre concentrador y contador a través de la señal emitida por el nodo base del concentrador. El protocolo PLC Prime está definido de tal forma que la asociación entre nodo base y nodo de servicio una vez que se establece se mantienen estable a no ser que al nodo de servicio le llegue otra señal PLC con mayor intensidad.

Esta circunstancia hace que los contadores en su mayoría y normalmente comuniquen con los concentradores que emiten señales en las redes donde están conectados y que son las redes que los alimentan. Por ello, en el momento de realizar una maniobra en la red de BT que cambie la configuración volcando la carga de una línea o de parte de una línea de un transformador a otro, pasados unos minutos, los contadores que han cambiado de red de alimentación, empezarán a establecer asociaciones con la señal PLC del nuevo concentrador de datos.

Gracias a los eventos de paso a activo de un contador y combinado con una petición S24 a los concentradores cada diez minutos, será posible identificar los tramos de red en los que los contadores cambian de concentrador asociado y de esta forma identificar que se ha producido un cambio de explotación. Para hacer un chequeo en tiempo cuasi real y confirmar el estado de explotación de la red, se lanzará una monitorización continua en ambos concentradores y se podrá realizar un balance en amperios para contrastar el resultado con el balance energético horario histórico y de esta forma confirmar si se ha producido o no un cambio en los estados de maniobra de la red.

Esta metodología está descrita con detalle en el artículo [51]. Se trata de otra contribución de la investigación de esta tesis doctoral en la que se emplean los recursos, componentes y herramientas diseñados durante estos años de investigación y descritos a lo largo de este capítulo.

## Capítulo 7

## 7. Gemelos digitales en tiempo real

La piedra angular en la gestión de *Smart Grids* es disponer un gemelo digital de la red de BT. Para crear una réplica real de la red de BT, hemos visto que es necesario definir el modelo de datos, compuesto por los elementos de la red, la topología, los equipos digitales conectados a la red y las relaciones entre ellos. Remitiéndonos a la Figura 4.4, donde se describen las entidades simples avanzadas (ASEN), los elementos que componen el modelo de red de BT son los allí representados:

- Centro de transformación compuesto por el transformador con su cambiador de tomas, el disyuntor principal del transformador, el cuadro de baja tensión con los fusibles de las cabeceras de línea y los alimentadores que trazan hasta los puntos de consumo y generación.
- Red de baja tensión formada por los conductores que componen los segmentos de línea, las cajas de distribución con los fusibles para cambiar la configuración de la topología, las cajas generales de protección que llegan hasta las centralizaciones de contadores inteligentes desde donde trazan las líneas de distribución hasta los clientes.
- Equipos digitales de medida avanzada: supervisor de transformador, supervisores de línea, supervisores portátiles y contadores inteligentes en puntos de consumo y generación.
- Dispositivos digitales de comunicación: DCU, RTU de supervisión avanzada y router cuando sea necesario.

Además, el modelo de red también es necesario integrar las medidas, señales y otra información como las operaciones programadas sobre la red con el fin de lograr una réplica lo más fiel posible a la realidad. El fin último de las investigaciones es disponer de un gemelo digital de la red en tiempo real que permita simular y predecir situaciones futuras para mejorar la planificación, mantenimiento y operación de la *Smart Grid*.

En este capítulo se comentará la evolución del gemelo digital de la red en tiempo real haciendo referencia a la publicación [103] donde se aborda este tema con gran detalle y se complementa con el uso del gemelo digital para gestión de flexibilidad. Este enfoque de gemelo digital de la red eléctrica también se aborda en otras publicaciones, aunque más bien enfocado a la red de MT, como puede ser en [104] aunque otros autores también han realizado investigaciones sobre los gemelos digitales de redes de BT con comunicación PLC con en [105].

## 7.1. ¿Qué es un gemelo digital? Definición y características

El concepto de gemelo digital se utiliza desde la década de 1960, cuando la Agencia Nacional de Aeronáutica y del Espacio necesitaba reproducir las condiciones en el espacio en prototipos virtuales antes de proceder a su fabricación o tomar decisiones operativas una vez que los dispositivos ya estaban instalados. En 2002, el Dr. Michael Grieves introdujo el término gemelo digital y lo aplicó a los procesos de fabricación, y también como herramienta para implementar la gestión del ciclo de vida de los productos. Durante los últimos 20 años, esta ha sido la principal aplicación de los llamados gemelos digitales. Sin embargo, no ha sido hasta los últimos años cuando el término se ha extendido a prácticamente todos los sectores y se ha convertido en una palabra de moda, a menudo utilizada de forma incorrecta o para referirse a sistemas que no cumplen los requisitos para ser considerados gemelos digitales.

Tal y como se concibe inicialmente, un gemelo digital consta del sistema físico, el sistema virtual y la interconexión entre ambos. Aunque restringimos la consideración de gemelo digital al modelo virtual, éste debe representar un sistema físico y ser capaz de comunicarse con él. Además, el sistema virtual debe ser modificable, permitiendo la generación de escenarios que puedan reproducir el impacto que los cambios en las condiciones del sistema virtual tendrán sobre el sistema físico. Esta última parte de la definición es importante, ya que excluye multitud de sistemas virtuales que no tienen capacidad para simular variaciones en las condiciones reales de funcionamiento. Por otra parte, en muchas definiciones de gemelo digital, el término tiempo real se utiliza para referirse al intercambio de datos entre el sistema físico y el sistema virtual. El término tiempo real se acuñó en el campo del control de procesos y, en muchos casos, los ingenieros asocian la palabra "real" con latencias muy bajas; sin embargo, un sistema estrictamente en tiempo real es aquel que responde a estímulos dentro de un marco temporal determinado.

En el ámbito específico de los sistemas eléctricos, el concepto de gemelo digital se utiliza desde hace décadas para la toma de decisiones en el funcionamiento de los sistemas. Por ejemplo, un sistema compuesto por los siguientes módulos podría considerarse un gemelo digital: Un estimador de estado que determina el valor de las variables eléctricas y diferentes parámetros de los dispositivos de red alimentados por los diferentes sensores que garantizan la observabilidad del sistema, que pasa estos valores a un sistema de análisis de contingencias donde se simula el impacto de una serie de contingencias predefinidas sobre el sistema y, sobre los resultados obtenidos, se toman decisiones de operación. El propio estimador de estado, aunque contenga las ecuaciones que modelan matemáticamente el sistema, no puede considerarse un gemelo digital, ya que carece de capacidad para generar posibles escenarios de operación diferentes del real.

El gemelo digital es el conjunto de estimadores con un analizador de contingencias, así como el sistema para obtener datos del sistema físico y el protocolo para tomar decisiones operativas basadas en los resultados del analizador de contingencias.

El concepto de gemelo digital es un concepto completamente nuevo en los sistemas de distribución, y más concretamente en la llamada distribución terminal o de baja tensión.

## 7.2. Diferentes tipos de gemelos digitales y obstáculos para su aplicación efectiva

Existe una gran variedad de gemelos digitales de distinta complejidad. El mejor gemelo digital no es ni el más preciso ni el más complejo, sino el que permite resolver un problema concreto de la forma más sencilla, tanto desde el punto de vista computacional como desde el punto de vista de la integración con los sistemas de distribución. Es importante destacar que el concepto de gemelo digital va mucho más allá del de algoritmo de análisis de redes; debemos crear un sistema virtual que nos permita reproducir fielmente los efectos que diversos cambios producen en el sistema real y debe existir una comunicación bidireccional entre ambos.

Existen varios tipos de gemelos digitales en aplicaciones específicas, como los basados en la agregación, los flujos de energía o la IA.

Partiendo de una clasificación desde el punto de vista funcional, podemos distinguir entre gemelos digitales según la variable o variables consideradas. Por ejemplo, gemelos digitales para el cálculo de potencias, tensiones, corrientes, o una combinación de estas variables u otras variables eléctricas.

También, desde el punto de vista funcional, pero desde una perspectiva de localización, podemos distinguir entre gemelos digitales monopunto o multipunto. Los primeros permiten la gestión de una o varias variables en un único punto, mientras que los segundos permiten la gestión de una o varias variables en múltiples puntos de la red.

Un gemelo monopunto sería, por ejemplo, aquel que gestiona la potencia entregada en un único punto de la red. Un gemelo digital multipunto sería aquel que gestiona de forma dinámica la tensión de varios puntos de la red en tiempo real, como sería el necesario para realizar una activación explícita de la flexibilidad. En este último caso, sería necesario gestionar de forma coordinada las tensiones en múltiples puntos de conexión. En el primer caso teníamos un gemelo digital de gestión de potencia en un único punto, mientras que en el último utilizábamos un gemelo digital de gestión de tensión en múltiples puntos. A la clasificación anterior podríamos añadir también el criterio de la metodología de resolución, según el cual distinguimos entre gemelos digitales de tipo analítico, gemelos digitales de tipo IA y gemelos digitales de tipo híbrido. Dentro de los de tipo analítico podríamos distinguir entre gemelos de agregación y gemelos digitales que utilizan algoritmos convencionales de análisis de sistemas eléctricos. Los gemelos de agregación son aquellos que se construyen generalmente agregando potencias o corrientes. Este sería el caso del gemelo digital de agregación de medida descrito en el capítulo de la capa inteligente. Por otro lado, los gemelos analíticos que utilizan técnicas convencionales de análisis de sistemas eléctricos son, por ejemplo, los que se basan en el cálculo analítico de flujos de potencia o en el análisis de contingencias.

Actualmente hay muchos investigadores trabajando en gemelos digitales basados en técnicas de IA: por ejemplo, aquellos gemelos capaces de calcular el perfil de tensión en un alimentador utilizando como datos de entrada las potencias consumidas o inyectadas por los distintos prosumidores sin utilizar datos topológicos de conectividad o impedancias de red. Estos tipos de gemelos digitales también se conocen como libres de modelo y su principal ventaja es la alta precisión que puede alcanzarse con conjuntos de entrenamiento relativamente pequeños. Sin embargo, el principal inconveniente de este tipo de gemelos basados en IA es que requieren un reentrenamiento constante para captar las modificaciones en la configuración de la red y en los elementos conectados a ella.

Los gemelos analíticos convencionales pueden tratar cambios en la configuración de la red y de los elementos conectados a ella de una forma más natural; sin embargo, su precisión es menor, normalmente derivada de fallos en la descripción topológica o en la asignación de impedancias. Por ello, una idea novedosa para solventar estas dificultades de implementación sería trabajar en el desarrollo de gemelos de tipo híbrido, en los que se genera un gemelo digital basado en IA que se utiliza para sintonizar el gemelo analítico convencional y aumentar su precisión.

La dificultad relativa a la implementación de gemelos digitales en grandes redes de distribución eléctrica radica en varios factores.

• La enorme complejidad y número de nodos de las redes de los operadores de redes de distribución, que suelen constar de millones o
decenas de millones de nodos (frente a los miles o decenas de miles de los gestores de redes de transporte). Dado que la complejidad computacional de las redes eléctricas aumenta con el cuadrado del número de nodos de la red, gestionar las redes en el nivel de red de distribución como redes flexibles en tiempo real (como se hace en el nivel de red de transporte) implica manejar un nivel de complejidad que puede ser hasta varios órdenes de magnitud superior.

- La cantidad de activos flexibles que hay que orquestar en tiempo real. Según las previsiones de despliegue de vehículos eléctricos, bombas de calor, sistemas de almacenamiento y sistemas solares fotovoltaicos, los grandes gestores de redes de distribución se enfrentarán a la tarea de integrar y orquestar en tiempo real millones de dispositivos de este tipo ya en esta década, y posiblemente decenas de millones a lo largo de la década de 2030.
- El hecho de que la infraestructura de medición y control no tenga el mismo nivel de instrumentación, redundancia, robustez, latencia o integración que la disponible en el nivel de red de transporte. Con un número de nodos mil veces inferior, los gestores de la red de transporte pueden permitirse desplegar un estándar de instrumentación y control diseñado desde el principio para la orquestación de redes flexibles en tiempo real. Sin embargo, implantar un estándar similar en las redes de distribución terminal costaría cientos de miles de millones de dólares y no sería económicamente viable.

La implantación rentable a gran escala de gemelos digitales en tiempo real en los gestores de redes de distribución implica basarlos en los sistemas de red ya existentes, principalmente:

- el sistema de control y adquisición de datos (SCADA) o el sistema avanzado de gestión de la distribución
- el sistema de información geográfica (GIS)
- el sistema que gestiona la infraestructura avanzada de medición (AMI)

Sin embargo, cada uno de estos sistemas es monolítico y se ha desarrollado para aplicaciones de red específicas:

- Control de la red de media tensión
- Gestión de activos de distribución y operaciones de campo

• Sistema de captura de medidas

Estos sistemas nunca se diseñaron para funcionar juntos como parte de un gemelo digital en tiempo real de toda la red, por lo que, si bien la construcción de un gemelo digital en tiempo real basado en estos sistemas evita el despliegue de cientos de millones de nuevos dispositivos de medición e instrumentación, implica la construcción de una pila de software (o una "capa digital de inteligencia") que integre cientos de millones de datos basados en el tiempo y el espacio y que sea capaz de procesarlos en tiempo real para producir millones de señales para la operación de la red en tiempo real. La estructura de esta "capa digital" se compone de una combinación de métodos y algoritmos de sistemas de potencia con un conjunto entrelazado de tecnologías digitales, que incluyen IA y aprendizaje automático, computación en la nube y en los bordes, e Internet de las cosas. En resumen, la simplicidad y la eficiencia del hardware requieren un desarrollo y una implementación sin precedentes de una pila de software muy sofisticada en un sector que tradicionalmente está más acostumbrado a construir y gestionar grandes flotas de hardware que a construir y gestionar complejas pilas de software.

## 7.3. Principales aplicaciones de los gemelos digitales en la gestión de redes de distribución eléctrica

Existe un sinfín de aplicaciones para los gemelos digitales en las redes de distribución de electricidad, pero entre las más comunes se encuentran:

- gestión de elementos de control de la red
- gestión de pérdidas
- gestión de la capacidad de la red
- gestión de la flexibilidad desde el punto de vista del operador de la red

Todas estas aplicaciones están en muchos casos interrelacionadas y generalmente no es posible abordarlas de forma completamente desacoplada, de ahí la necesidad de un conjunto de gemelos digitales coordinados que sirva de base común para todo el paquete de aplicaciones. Diferentes aplicaciones requieren diferentes tipos de gemelos. Las barreras para la integración de este tipo de gemelos digitales en los procesos operativos de las empresas distribuidoras tienen que ver, en general, con los complejos procesos de integración que hay que llevar a cabo para conectarlos con los diferentes módulos de los sistemas avanzados de gestión de la distribución, infraestructuras avanzadas de medida, sistemas GIS de información geográfica, SCADAs, etc. Uno de los mayores retos para su implantación efectiva también tiene que ver con la necesidad de aumentar la calidad de los datos.

Las aplicaciones mencionadas anteriormente se revisarán en las cuatro secciones siguientes.

### 7.3.1. Gestión de dispositivos de control de red

El mayor exponente de este tipo de uso ha sido la gestión de la posición de toma en transformadores. En el caso de los transformadores de media y baja tensión, la mayor parte del control de la posición de toma se realiza manualmente, aunque cada vez son más los transformadores con cambiadores de toma automatizados que pueden manejarse a distancia. En el pasado, los perfiles de tensión aguas abajo del transformador disminuían de manera uniforme con la longitud del alimentador. Hoy en día, en zonas donde la penetración de recursos distribuidos flexibles, como paneles fotovoltaicos (FV) con o sin almacenamiento, vehículos eléctricos o bombas de calor, es elevada, podemos observar patrones de perfil de tensión muy complejos, por lo que la regulación de la tensión secundaria del transformador basada únicamente en una medición local no garantiza que la toma seleccionada sea óptima. En estos casos, el uso de gemelos digitales que nos permitan anticipar el comportamiento del perfil de tensión frente a la toma seleccionada es fundamental para la correcta selección de la toma.

Este mismo procedimiento podría extenderse a la gestión de otros dispositivos, como reguladores de tensión, transformadores de estado sólido, sistemas de conmutación automática que enrutan la energía distribuida de forma óptima, o incluso sistemas de almacenamiento cuyo propósito es proporcionar servicios auxiliares, como el control de la tensión o el control del flujo de potencia. Los gemelos digitales deben integrar modelos de todos los dispositivos de gestión de la red y generar escenarios de forma coordinada para obtener configuraciones que maximicen los indicadores clave de rendimiento operativo relacionados con la calidad de la energía, entre otros.

### 7.3.2. Gestión de pérdidas en la red

La gestión de las pérdidas, tanto técnicas como no técnicas, en la red de distribución es otra aplicación directa del uso de gemelos digitales. Dichas pérdidas dependen no sólo de la configuración de los elementos de control de la red, sino también de la configuración de los diferentes alimentadores de la propia red de distribución y, por supuesto, de los patrones de carga (tanto legales como fraudulentos) y de los patrones de generación. En las redes de distribución de tipo europeo, la parte de baja tensión es muy compleja debido a la existencia de interruptores tanto al inicio de los alimentadores de baja tensión en el secundario de los transformadores como en puntos intermedios de los mismos que permiten modificar la configuración de la red y el desplazamiento de cargas de una subestación secundaria a otra.

Esta configuración suele modificarse con una frecuencia de meses e influye enormemente en las pérdidas generadas en la última etapa de la distribución eléctrica. La forma convencional de calcular estas pérdidas ha sido realizando pruebas tipo ensayo-error: es decir, se mantiene una configuración durante varios meses y se estiman las pérdidas, luego se modifica y se vuelve a estimar, iterando hacia una configuración que minimice las pérdidas. Esta metodología, además de lenta, es costosa y en muchos casos no es eficaz porque no se consiguen configuraciones óptimas debido a la comparación de periodos de tiempo muy diferentes y patrones de consumo y generación distintos.

El uso de gemelos digitales permite generar en cuestión de minutos escenarios de configuración que corresponden a un mismo intervalo de tiempo, lo que permite una comparación equitativa de las pérdidas imputadas en cada configuración y la selección de la configuración óptima. En cuanto a las pérdidas no técnicas, también son relativamente fáciles de detectar mediante el uso de gemelos digitales de diferentes tipos, por ejemplo, los que comparan las pérdidas generadas por la resolución de flujos de carga con las pérdidas calculadas comparando la agregación de consumos con la potencia total suministrada por las subestaciones secundarias. Se utilizan algoritmos de inteligencia artificial (IA) para analizar la señal resultante y obtener patrones de fraude que ayuden a identificar el tipo de fraude y, en última instancia, al defraudador.

## 7.3.3. Gestión de la capacidad de la red

La gestión de la capacidad de la red es un problema que se está convirtiendo en crítico en muchos países, siendo la falta de capacidad el principal freno a la instalación de nuevas empresas, industrias, despliegue de recursos distribuidos o nuevas conexiones domésticas en zonas de alta penetración de generación fotovoltaica, bombas de calor o VE. El registro y concesión de nuevas conexiones a la red y/o aumentos de potencia contratada es un proceso con tiempos de espera que van desde varias semanas a años. El grado de incertidumbre por parte de los operadores de las redes de distribución sobre la capacidad existente en todos y cada uno de sus puntos de red es elevado, no sólo en condiciones normales sino también en condiciones N-1. El uso de gemelos digitales para mantener información actualizada sobre la capacidad existente en la red y cómo aumentar y mejorar esta capacidad realizando posibles reasignaciones de fases u ofreciendo conexiones no firmes es crítico a la hora de abordar este reto.

Los gemelos digitales nos permiten no sólo conocer la capacidad existente, sino también introducir cambios para mejorarla. Estos cambios pueden ser en la configuración de la red existente o en el despliegue de nueva capacidad en zonas críticas, maximizando el aumento de capacidad por inversión en ampliación/refuerzo de la red. Cuando se discute esta aplicación en muchos foros, hay voces que afirman que esta posibilidad ya está disponible desde hace décadas utilizando software convencional de análisis de redes, como los paquetes que realizan flujos de carga. Sin embargo, aunque es posible realizar un modelo matemático de la red de distribución que calcule la capacidad disponible en diferentes puntos, esto no puede considerarse un gemelo digital propiamente dicho, ya que el gemelo digital debe ser capaz de mantener actualizada la topología y capacidad de la red en tiempo real (en una gran red de distribución se producen múltiples cambios de topología y capacidad cada día) y tomar decisiones para gestionar esta capacidad a lo largo del tiempo. Así pues, el modelo matemático debe complementarse con sistemas que lo conecten con el sistema físico en tiempo real y debe disponerse de protocolos para la generación de escenarios, la reserva de capacidad y la ampliación y refuerzo de la red, todo lo cual constituye un gemelo digital para la gestión de la capacidad. En la actualidad, sólo unos pocos gestores de redes de distribución de todo el mundo disponen de estas capacidades.

Normalmente, la gestión de la capacidad se lleva a cabo en diferentes intervalos de tiempo, desde el corto plazo, en el que se gestiona la capacidad existente y las nuevas conexiones, hasta el medio y largo plazo para la planificación del gasto de capital. El crecimiento explosivo de los DER está haciendo que este proceso sea cada vez más difícil y complejo, ya que requiere tener en cuenta no solo la evolución de la carga, sino también la creciente penetración en el tiempo y el espacio de tecnologías flexibles, como los vehículos eléctricos, las bombas de calor, la generación fotovoltaica o los sistemas de almacenamiento. Denominamos redes híbridas a este tipo de redes, ya que suministran energía al usuario final a través de una combinación de redes de distribución tradicionales (compuestas por cables, transformadores, subestaciones, interruptores, fusibles, etc.), con un sistema mestizo de generación local y almacenamiento a nivel de subestación, calle, alimentador y hogar.

La planificación y el funcionamiento de estas redes híbridas representan un nuevo reto para los gestores de redes de distribución, los operadores de DER y los reguladores. Conseguir el equilibrio adecuado entre una red eficiente (evitando el despliegue innecesario de capacidad) y la seguridad del suministro (suministro ininterrumpido de energía y un nivel mínimo de restricción de los DER, especialmente la generación solar fotovoltaica), no es evidente. Y como la propiedad y la explotación de la red y de los DER suelen estar en manos de distintos agentes, la optimización y el funcionamiento de todo el sistema requieren una tecnología de red y una filosofía de explotación de la red completamente nuevas, así como la introducción de nuevas normativas técnicas y económicas que garanticen una interacción óptima entre los participantes. Diseñar y orquestar este nuevo sistema requiere cálculos de capacidad que consideren un funcionamiento flexible de la red, incluida una interacción inteligente en tiempo real con cargas flexibles. Estos cálculos son extremadamente complejos, ya que no sólo implican proyecciones sobre la evolución del consumo, la generación y la penetración de recursos flexibles, sino que también implican coordinar el futuro funcionamiento flexible de la red con cálculos de capacidad.

A modo de ejemplo, la figura 3 muestra un mapa de capacidad de una zona urbana. Aunque hay muchos mapas de este tipo publicados, en la mayoría de los casos calculan la capacidad existente a partir de los datos de corriente máxima alcanzada en un periodo determinado y calculando la diferencia con la máxima de la línea para, a continuación, suponer una tensión nominal y un factor de potencia estático y proporcionar un dato de capacidad en términos de potencia activa. Este tipo de representaciones son inexactas, ya que los problemas de capacidad vienen determinados en un gran número de casos por problemas con los límites de tensión. La ejecución del mapa representado en la Figura 7.1 consiste en partir de un flujo de potencia real en un día no previsible, selección realizada por un gestor de la red de distribución. A continuación, se generan escenarios aumentando progresivamente la carga/generación en cada punto de conexión para cada hora del día, manteniendo constantes el resto de variables hasta que se identifica la primera violación de una restricción de potencia, corriente o tensión. De esta forma, se obtiene un mapa de capacidad preciso, se localizan las horas críticas y se obtiene información sobre la capacidad existente en las distintas horas para ofrecer conexiones no firmes. Esta aplicación también permite realizar reservas de capacidad actualizando la capacidad restante disponible en el sistema.



Figura 7.1. Ejemplo de utilización del gemelo digital para el análisis y la gestión de la capacidad disponible en la red.

# 7.3.4. Gestión de la flexibilidad desde el punto de vista operativo

La gestión de la flexibilidad de la red es posiblemente una de las mayores innovaciones en el sector de la distribución eléctrica. Hasta ahora, el planteamiento natural de la explotación de la red era regular la generación mediante equipos para adaptarla a la demanda. En cuanto a la red de distribución, el principio que se seguía era el de "construir y conectar", dimensionando la capacidad de la red para la mayor "carga punta" del horizonte temporal considerado más un margen de incertidumbre. Este método garantizaba la seguridad del suministro para una demanda que carecía de cualquier tipo de coordinación y flexibilidad en tiempo real.

Sin embargo, puede conseguirse una mejora sustancial de la eficiencia de la red y de los costes globales de distribución pasando del principio de "construir y conectar" al de "conectar y gestionar", de modo que podamos realizar una gestión en tiempo real de la demanda flexible, lo que permite pasar de un enfoque de planificación de la capacidad basado en la "carga punta" a otro basado en la "carga punta neta". El cálculo de la "carga punta neta" puede realizarse para cada

sección de la red, como la "carga punta" menos la cantidad de "carga flexible" que el distribuidor puede reprogramar discrecionalmente en caso de congestión de la capacidad.

Este novedoso enfoque aumenta la utilización de la capacidad de la red y reduce los costes por kW/hora distribuido, mejorando en última instancia la economía del consumidor, en particular para los consumidores/prosumidores con cargas flexibles. Esto suele articularse a través de mercados locales de flexibilidad y/o tarifas de red flexible, en los que el consumidor/prosumidor flexible se beneficia de una reducción neta de los costes de la red siempre que pueda aportar su capacidad flexible al distribuidor en determinados términos previamente acordados. La gestión de la carga y la generación a nivel de distribución se estudia desde hace más de 20 años, principalmente asociada al concepto de microrredes. Sin embargo, en muchos casos se trata de estudios académicos o, en el mejor de los casos, de proyectos piloto o aplicaciones a pequeña escala en partes de la red o en sistemas aislados. Sólo recientemente se ha considerado el funcionamiento flexible a gran escala de la red de distribución como mecanismo fundamental para contener el aumento del coste de las tarifas de red que paga el consumidor final.

La gestión de la flexibilidad desde el punto de vista del distribuidor consiste en controlar las tensiones, potencias u otras variables eléctricas en varios puntos de la red de forma simultánea. En esta red se colocan sensores que conforman la llamada infraestructura de medición avanzada. Los datos de los sensores son utilizados por el controlador basado en gemelos digitales para determinar la activación de la flexibilización necesaria para mantener las variables eléctricas según las referencias. Una vez determinadas las acciones necesarias para la activación de la flexibilidad, estos requisitos se envían a un actuador, que realiza la activación de la flexibilidad de forma directa o indirecta. El actuador puede ser un agregador, un minorista, un mercado, el propio Operador del Sistema de distribución o una combinación de actores.

Las diferencias en la implementación del sistema se derivan de:

- las variables a controlar
- el intervalo de tiempo en el que se ejecuta el bucle de control
- la metodología para calcular los requisitos de activación

• el entorno de activación.

Todos estos factores, junto con la infraestructura de medición avanzada, son los elementos clave que determinan en gran medida qué tipo de gemelo digital debe utilizarse.

En cuanto a las variables a controlar, en general podríamos decir que a nivel de red de distribución podríamos controlar cualquier variable eléctrica, pero típicamente controlamos principalmente la potencia a nivel de línea, feeder o subestación y las tensiones en los diferentes nodos del sistema. Los gemelos digitales necesarios para ejecutar un control de potencia suelen ser más sencillos que los que nos ayudan a activar la flexibilidad para implementar un control dinámico de tensión, especialmente cuando este control es multinodo. En general, podemos decir que empezamos implementando sistemas de control de potencia y luego pasamos al control de tensión. El control de corriente, aunque menos habitual, también es posible. Por último, también hay que distinguir entre métodos que utilizan como variables de control las mismas variables que las que se deben controlar, o métodos que utilizan variables auxiliares como variables de control. Un ejemplo del primer caso sería si queremos controlar la potencia total y generamos una consigna de potencia. Un ejemplo del segundo caso podría ser cuando controlamos la potencia a través de una consigna de precio o cuando controlamos la tensión a través de una consigna de potencia. En estos casos, es crucial obtener gemelos digitales que nos permitan calcular factores de sensibilidad precisos.

En cuanto a los intervalos de tiempo de la gestión de la flexibilidad, podemos distinguir entre los sistemas que operan cerca del tiempo real o los que utilizan predicciones para hacer peticiones a priori de activación de la flexibilidad. En el primer caso, el gemelo digital genera escenarios que parten de un sistema base construido con datos en tiempo real o casi real. En el segundo caso, los escenarios generados con el gemelo digital para determinar la activación de la flexibilidad utilizan predicciones de variables. En el primer caso, es necesario reducir las latencias de adquisición y procesamiento de los datos procedentes del sistema de infraestructura avanzada. El segundo caso es menos exigente en términos de latencias, pero requiere sistemas de predicción precisos, lo que no siempre es posible para todas las variables que deben controlarse. La metodología de cálculo de las necesidades de activación es probablemente el mayor elemento diferenciador en términos de gestión de la flexibilidad. En general, para determinar la flexibilidad a activar se parte de un escenario base generado mediante un gemelo digital y este escenario se va modificando hasta llegar a un escenario límite que determina la flexibilidad a movilizar a partir del escenario base. Por un lado, está la metodología de activación explícita: en este caso se genera un escenario base que correspondería a un escenario hipotético en el que no se ejecuta ninguna acción de activación de la flexibilidad, es decir, el escenario base representa la situación que se produciría si no se ejecutara ninguna acción sobre el sistema, la más crítica. A partir de este escenario base, se determina la cantidad de flexibilidad a activar, es decir, la banda de potencia a subir o bajar durante un tiempo determinado para que las variables de control estén dentro de unos límites.

Por otro lado, está la metodología de activación implícita. Este método suele generar un escenario base en el que no se tiene en cuenta ninguna carga o generador flexible, es decir, todos los recursos flexibles posibles (VE, bombas de calor, paneles fotovoltaicos, baterías, etc.) se consideran desactivados. Basándose en este escenario, se utiliza el gemelo digital para distribuir la capacidad existente entre los distintos recursos flexibles. Existen muchos procedimientos para generar los escenarios posibles y alcanzar los requisitos de actuación de flexibilidad finales deseados, tanto mediante metodología explícita como implícita. Un requisito crítico común a todos los procesos es la necesidad de establecer un proceso de activación equitativo en el que no se favorezca o penalice repetidamente a determinados prosumidores. En este sentido, en muchas ocasiones, los algoritmos de generación de escenarios basados en optimización tienden a penalizar repetidamente a prosumidores situados en puntos concretos del sistema, por lo que no son recomendables, ya que tienen un factor de equidad muy bajo. Un claro ejemplo de esta situación se observa cuando intentamos determinar el punto óptimo de funcionamiento de una serie de paneles fotovoltaicos situados en un mismo alimentador para maximizar la potencia inyectada. En este caso, tendemos a penalizar siempre a los prosumidores situados al final del alimentador, por lo que una reducción proporcional de la potencia basada en la potencia pico de los paneles suele ser una solución mejor que una solución de flujo de potencia óptimo.

El entorno de activación viene determinado por la tipología y el número de actores o agentes que intervienen en el proceso de activación de la flexibilidad. Así, tenemos entornos de activación directos, semidirectos e indirectos. En los entornos de activación directa, el distribuidor, además de generar los requisitos de activación mediante el uso del gemelo digital, aplica estos requisitos directamente a los recursos flexibles presentes en su red, es decir, existe una comunicación directa entre el distribuidor y los dispositivos flexibles o prosumidores que disponen de este tipo de dispositivos. Ejemplos claros de este tipo de activación son las llamadas conexiones no firmes, donde el distribuidor puede enviar órdenes de actuación directamente a un prosumidor para aumentar o reducir el consumo de energía dentro de unos márgenes e intervalos preestablecidos en un contrato entre ambos actores. En los entornos de activación semidirecta, hay un agente intermediario entre el distribuidor y los consumidores finales o dispositivos flexibles, normalmente un agregador o minorista.

En la mayoría de los casos, un control preciso y dinámico de la tensión es muy difícil de realizar con un día de antelación. Por lo tanto, es posible que el distribuidor realice este control dinámicamente en tiempo real. En este caso, el distribuidor utiliza un gemelo digital basado en el flujo de potencia con datos obtenidos por los contadores inteligentes cada 5 minutos. En el caso de detectar una violación de la restricción de tensión mínima/máxima, se generan escenarios a través de un protocolo establecido que respeta el factor de equidad hasta obtener un escenario en el que las tensiones están dentro de los límites. En el ejemplo de la Figura 7.2 se puede observar cómo todos los puntos de conexión situados al final de la acometida 3 tienen una tensión por debajo del límite (fijado en 216 V). Además, en el diagrama que representa la tensión en función de la distancia en la parte derecha de la Figura 7.2 se puede ver cómo la mayor caída de tensión se concentra en la parte inicial del alimentador, en este caso causada principalmente por el consumo de 10 cargadores de VE. Utilizando un generador de escenarios gemelos digitales basado en el flujo de potencia, se calcula la potencia de carga máxima en el siguiente intervalo de 30 minutos para restablecer la tensión dentro de los límites. Este control dinámico de la tensión en tiempo real puede combinarse, por ejemplo, con un control a priori de la potencia suministrada por la subestación mediante activación explícita. Podríamos utilizar el control a priori de la potencia, que solucionaría la mayoría

de los problemas, y corregir las pequeñas desviaciones de tensión mediante el control dinámico explícito de la tensión en tiempo real.



Figura 7.2. Gemelo digital basado en el flujo de carga para el control dinámico en tiempo real de las tensiones en una red de distribución de baja tensión mediante la activación explícita de la flexibilidad.

## 7.4. Conclusión y futuros trabajos

La gestión de las redes inteligentes impulsada por la transición energética plantea un conjunto de retos de alta complejidad. Las empresas distribuidoras se están abordando estos desafíos mediante el uso de las nuevas tecnologías, proyectos de innovación y la colaboración con investigadores. Uno de los objetivos clave es el desarrollo de un gemelo digital de alta fiabilidad en tiempo real, que permita a los operadores de las redes tomar decisiones basadas en datos, simulando escenarios futuros y realizar un mantenimiento preventivo de la infraestructura de red. Esto beneficiará de manera equitativa a todos los usuarios conectados a la red, ya sean consumidores tradicionales, prosumidores o clientes activos participando en el mercado de flexibilidad.

Los gemelos digitales están llamados a desempeñar un papel fundamental en el cambio de paradigma que atraviesa la distribución de electricidad. Su correcta implementación permitirá a los gestores de la red desplegar una amplia gama de aplicaciones innovadoras que optimizarán el uso de la infraestructura de red. Entre esas aplicaciones, destaca la orquestación de la flexibilidad en tiempo real desde la perspectiva del distribuidor, maximizando la energía distribuida por unidad de capacidad de red instalada. Este enfoque reducirá drásticamente los costes de distribución por unidad de energía, mejorará la economía del consumidor y acelerará el proceso de electrificación, promoviendo una transición energética más rápida y asequible a nivel global.

El futuro del desarrollo de gemelos digitales estará orientado hacia la creación de aplicaciones en tiempo real, evolucionando desde los actuales gemelos digitales de agregación de medida hacia modelos más avanzados, integrados en sistemas descentralizados que garanticen su fiabilidad. Estas herramientas revolucionarán la forma en que se planifica y opera la red eléctrica, dando lugar a una nueva generación de redes de distribución más inteligentes, resilientes y eficientes.

En la próxima década, se espera un auge de aplicaciones basadas en gemelos digitales en el ámbito de la explotación y planificación de redes eléctricas. Aunque aún persisten números retos técnicos y operativos, este periodo será una etapa apasionante para los operadores de la red y todos los actores implicados en la transformación hacia una infraestructura energética de última generación.

# 8. Índice de figuras

Figura 1.1. Principales retos regulatorios de las redes de distribución12
Figura 1.2. Principales retos tecnológicos de las redes de distribución19
Figura 2.1. Esquema general del sistema de autodiagnóstico MARTE37
Figura 2.2. Sistema descentralizado de autodiagnóstico y la interacción con los
sistemas tradicionales de gestión de la red de distribución
Figura 3.1. Modelo de red urbano con alta densidad de puntos de conexión 46
Figura 3.2. Modelo de red rural disperso
Figura 3.3. Modelo de red industrial mixto MT-BT
Figura 3.4. Diagrama unifilar sistema de prueba europeo de baja tensión 50
Figura 3.5. Representación de los componentes del sistema de prueba54
Figura 3.6. Resultado agregado de potencia activa y reactiva en el cuadro
de baja tensión del transformador. 63
Figura 3.7. Tensión y potencia en el cuadro de baja tensión del
transformador. 63
Figura 3.8. Resultado del flujo de cargas en el segmento 2113 cada día durante 20
días
Figura 3.9. Tensiones del segmento 2113 durante el día 1 64
Figura 3.10. Potencia agregada de toda la red durante 1 día65
Figura 3.11: Representación geográfica del sistema GIS de E-Redes España 69
Figura 3.12: Zoom de Red Marte de una zona urbana compacta con alta densidad
de puntos de conexión
Figura 3.13. Diagrama unifilar del sistema de prueba y esquema de interrelación
con los equipos digitales74
Figura 3.14. Comparación entre modelos "node-breaker" (CIM/XML, CIM/E) y
modelo "bus-branch"76
Figura 3.15. Modelo de capa física del sistema de distribución terminal78
Figura 3.16. Imagen de GraphStudio que representa dos de las redes de la red
modelada79
Figura 4.1. Esquema general de la infraestructura de medida avanzada84
Figura 4.2: Esquema con dos entidades simples (SEN1 and SEN2)
interconectadas a través de uno de sus alimentadores de baja tensión95
Figura 4.3: Foto del armario de equipos digitales de comunicación instalados en
el cuadro de baja de un centro de transformación de una entidad simple98

Figura 4.4. Esquema de dos entidades simples avanzadas (ASEN1 and ASEN2)
que están interconectadas a través de uno de sus alimentadores de BT
Figura 4.5. Foto del cuadro de baja tension de un centro de transformación con
supervisores avanzados de línea LSn instalados en sus cabeceras de línea de BT
102
Figure 4.6 Ente con la configuración de equipos digitales de comunicación en un
armaria aléctrica da un contra da transformación da una antidad simpla
avanzada
Figure 4.7 Banda do frocuencia PLC Primo 1.3.6 vs. PLC Primo 1.4 110
Figura 4.8 Árbol do comunicación PRIME do un concentrador comunicando con
121 smart motors por al canal de invessión pls1
Figure 4.0. El smart meter coloreado en azul no está correctamente nesicionado
en la red del transforme der que la alimente (CT1) vie que esté comunicande por
en la red dei transformador que lo alimenta (CTT), ya que esta comunicando por
Circura E 1 Eurocionalida das da un sistema da castión de infraestructura de modia
avenza de
Eiguna 5.2 Esquema de relaciones de alimentación entre equipes disitales
Figura 5.2. Esquema de relaciones de alimentación entre equipos digitales
Figure 5.2. Esperando nel signe de serverir están estre esperindo distribuido de la
Figura 5.3. Esquema de relaciones de comunicación entre equipos digitales de la
Figura 5.4. Esquema de relaciones de alimentación entre equipos digitales
elementos de red de MT
Figura 5.5. Esquema de relaciones de comunicación entre equipos digitales de la
red de MT
Figura 5.6. Ejemplo del informe S4B específico de EDP142
Figura 6.1. Esquema de los principales recursos para la captura de datos167
Figura 6.2. Esquema de los principales componentes para facilitar el análisis de
datos
Figura 6.3. Representación de eventos sobre la red170
Figura 6.4. Esquema con la secuencia de peticiones a los supervisores TS y LS
Figura 6.5. Esquema con la secuencia de peticiones de la monitorización continua
a una red de BT173
Figura 6.6. Esquema de modelo de agregación de un CT según alimentación 176
Figura 6.7. Esquema de modelo de agregación de un CT según comunicación

Figura 6.8. Balance horario en C000463 178
Figura 6.9. Balance horario de C005940 179
Figura 6.10. Balance en amperios de la monitorización continua de la red del
I001212
Figura 6.11. Balance en amperios de monitorización cuarto-horaria de
supervisores del C001261180
Figura 6.12. Grafica con los datos de monitorización de la red del I001212 y el
contador "1"
Figura 6.13. Gráfica con los datos de monitorización de la red I001212 y en
contador "2"
Figura 6.14. Esquema de red del I001212 con los puntos de conexión de dos
contadores
Figura 6.15. Red de BT con cambios en su configuración
Figura 7.1. Ejemplo de utilización del gemelo digital para el análisis y la gestión
de la capacidad disponible en la red205
Figura 7.2. Gemelo digital basado en el flujo de carga para el control dinámico
en tiempo real de las tensiones en una red de distribución de baja tensión
mediante la activación explícita de la flexibilidad

# 9. Índice de Tablas

Tabla 3-1. Elementos del modelo de red urbano con alta densidad de puntos de
conexión47
Tabla 3-2. Elementos del modelo de red rural disperso
Tabla 3-3. Elementos del modelo de red industrial mixto MT-BT48
Tabla 3-4. Líneas de MT del sistema de pruebas 51
Tabla 3-5. Transformadores de distribución del sistema de pruebas
Tabla 3-6. Alimentadores de BT del sistema de pruebas
Tabla 3-7. Grupos de fusibles del sistema de pruebas
Tabla 3-8. Códigos de los diferentes tipos de cable de BT utilizados53
Tabla 3-9. Resistencia y Reactancia (en $\Omega/km$ )
Tabla 3-10. Definición de las cargas del sistema de pruebas55
Tabla 3-11. Reactor de neutro en el sistema de pruebas
Tabla 3-12. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de transformadores
Table 3.13. Extracto del fichere bruto de CIS con los datos de alimentadores de
BT
Tabla 3-14. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de los segmentos de
línea BT
Tabla 3-15. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de las coordenadas de
los segmentos de línea
Tabla 3-16. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de los fusibles59
Tabla 3-17. Extracto del fichero bruto de GIS con los datos de conexión de las
cargas a la red60
Tabla 3-18. Extracto del fichero que relaciona los smart meters con los puntos de60
Tabla 3-19. Extracto del fichero que contiene la fase de conexión de cada smart
meter61
Tabla 3-20. Extracto de uno de los ficheros de curvas de carga61
Tabla 3-21. Número total de alimentadores, acometidas, puntos de suministro y
centros de transformación de las redes las distribuidoras de EDP Redes España.
Tabla 3-22. Número medio de suministros por alimentador, GPB y centro de
transformación de las redes de las distribuidoras de EDP Redes España

Tabla 3-23 Número total de alimentadores, acometidas, puntos de suministro y
centros de transformación de la red de E-Redes España integrada en el sistema
de prueba70
Tabla 3-24 Número medio de suministros por alimentador, GPB y centro de
transformación de la red de E-Redes España integrada en el sistema de prueba
Tabla 3-25. Número de equipos de comunicación y medida de la red de BT de E-
Redes y Viesgo
Tabla 3-26. Número medio de equipos y objetos por concentrador y CBT
respectivamente
Tabla 5-1. Detalle de los datos del informe de smart meters de un concentrador
(S24)141
Tabla 5-2. Detalle de los datos del informe de perfil de carga incremental (S02)
Tabla 5-3. Detalle de los datos del informe de valores eléctricos instantáneos (S21)
Tabla 5-4. Detalle del informe G02 específico de EDP España 147
Tabla 5-5. Detalle de los datos del informe de eventos espontáneos de contador
(S13)
Tabla 5-6. Ejemplo del registro de las maniobras sobre la red de baja tensión 156
Tabla 5-7. Número de transformadores con cambios en el último año157
Tabla 5-8. Número de cambios por tipo de elemento de red y por mes en el último
año157
Tabla 5-9. Ejemplo de registro de incidencias de comunicación IP 159
Tabla 5-10. Número de incidencias por tipo en E-Redes España en los años 2022,
2023 y 2024
Tabla 5-11. Número de avisos de cliente con fallo de suministro en E-Redes
España desde el año 2018160
Tabla 5-12. Número de alarmas de falta de fase en BT enviadas por los smart
meters de E-Redes desde el año 2018161
Tabla 5-13. Número de alarmas de falta de fase en MT enviadas por los
supervisores de transformador de E-Redes en los últimos 3 años161

## 10. Referencias

- S. Barcellona, L. Piegari, V. Musolino, and C. Bal, «Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants,» *IET Renewable Power Gener., vol. 12, no. 2, pp. 135–142,* (2018).
- [2] Sara Mohtashami, Danny Pudjianto, Goran Strbac, «Strategic Distribution Network Planning With Smart Grid Technologies,» IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, vol. 8, nº 6, pp. 2656-2664, 2017.
- [3] Council of European Union, «Clean Energy for all Europeans Package,» (2019).
- [4] Consejo de la Unión Europea, «Directiva Europea 2019/994, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad,» (2019).
- [5] Consejo de la Unión Europea, «Directiva Europea 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética,» (2012).
- [6] EDP, «EDP Innovación,» [En línea]. Available: https://www.edp.com/es/innovacion/inovgrid. [Último acceso: nov. 2024].
- [7] «Proyecto Inovgrid. Inovcity Évora,» [En línea]. Available: https://na.eventscloud.com/file\_uploads/64214a5c173eaea811c42724a0 3ef1bf\_SP-CarlosPereiraSmartgrid.pdf. [Último acceso: nov. 2024].
- [8] «Inovcity smart energy grid,» [En línea]. Available: https://pocacito.eu/sites/default/files/Inovcity\_%C3%89vora.pdf.
   [Último acceso: nov. 2024].
- [9] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico».

- [10] 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».
- [11] Ministerio para la Transición Energética, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica».
- [12] F.M.Camilo, R.Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pir, «Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks,» *IET Gener.*, *Transmiss. Distrib.*, vol. 10, no. 7, pp. 1741–1748, (2016).
- [13] R. H. Lasseter, «Microgrids,» Proc. IEEE Power Eng. Soc.Winter Meeting Conf. Proc. (Cat. No.02CH37309), vol. 1, pp. 305-308, (2002).
- [14] A. G. D. S. H. A.-R. S. S. a. O. B. A. Zainab, «Big Data Management in Smart Grids: Technologies and Challenges,» *IEEE Access*, vol. 9, nº doi: 10.1109/ACCESS.2021.3080433, pp. 73046-73059, 2021.
- [15] T.Morstyn, A. Teytelboym, andM. D.Mcculloch, «Bilateral contract networks for peer-to-peer energy trading,» *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, nº 2, pp. 2026-2035, (2019).
- [16] P. Siano, G. De Marco, A. Rolán, and V. Loia, «A survey and evaluation of the potentials of distributed ledger technology for peer-to-peer transactive energy exchanges in local energy markets,» *IEEE Syst. J...*, n<sup>o</sup> doi: 10.1109/JSYST.2019.2903172, pp. 1-13, (2019).
- [17] N. Liu, M. Cheng, X. Yu, J. Zhong, and J. Lei, «Energy-sharing provider or PV prosumer clusters: A hybrid approach using stochastic programming and Stackelberg game,» *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, n<sup>o</sup> 8, pp. 6740-6750, (2018).
- [18] W. Liu, J. Zhan, and C. Y. Chung, «A novel transactive energy control mechanism for collaborative networked microgrids,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, nº 3, pp. 2048-2060, (2019).

- [19] D. K. M. R. H. W. M. L. a. P. V. A. Pratt, «Transactive home energy management systems: The impact of their proliferation on the electric grid,» *IEEE Electrific.Mag.*, vol. 4, nº 4, pp. 8-14, (2016).
- [20] Q. Huang et al., «Simulation-based valuation of transactive energy systems,» *IEEE Trans. Power Syst.*, nº doi: 10.1109/TPWRS.2018.2838111, p. 1, (2018).
- [21] S. S. R. R. a. T. M. H. B. Celik, «Quantifying the impact of solar photovoltaic and energy storage assets on the performance of a residential energy aggregator,» *IEEE Trans. Sustain. Energy*, n<sup>o</sup> doi: 10.1109/TSTE.2019.2892603, p. 1, (2019).
- [22] N. K. Kandasamy,K. J. Tseng, and S. Boon-Hee, «Virtual storage capacity using demand response management to overcome intermittency of solar PV generation,» *IET Renewable Power Gener*, vol. 11, nº 14, pp. 1741-1748, (2017).
- [23] H. M. G. V. A. C. C. a. D. S. Riaz, «Generic demand model considering the impact of prosumers for future grid scenario analysis,» *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, nº 1, pp. 819-829, (2019).
- [24] B. Turnšek, I. Papic, and B. Blažic, «Influence of self-consumption on distribution network operation: The Slovenian case,» *CIRED-Open Access Proc. J.*, nº 1, pp. 1822-1826, (2017).
- [25] A. K. L. S. B. M. a. C.-M. P. Arboleya, «Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low-Voltage Terminal Distribution Network,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, nº 6, pp. 7230-7239, (2019).
- [26] R. C. M. E. A. a. V. F. P. F. M. Camilo, «Assessment of overvoltage mitigation techniques in low-voltage distribution networks with high penetration of photovoltaic microgeneration,» *IET Renewable Power Gener.*, vol. 12, nº 6, pp. 649-656, (2018).
- [27] D.-A. D.-C. P.Morejón-Monteros, «Impact of slow charging of electric vehicles on energy quality in the distribution network: a literature

prospection,» *CEDAMAZ*, vol. 14, nº doi: 10.54753/cedamaz.v14i1.2220, pp. 69-79, (2024).

- [28] C. I. G. a. P. N. R. P. A. Leicester, «Probabilistic analysis solar photovoltaic self-consumption using Bayesian network models,» *IET Renewable Power Gener*, vol. 10, nº 4, pp. 448-455, (2016).
- [29] A. Rogeau, T. Barbier, R. Girard, and N. Kong, «Evolution of electrical distribution grid sizing considering self-consumption of local renewable production,» *CIRED - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, nº 1, pp. 2275-2278, (2017).
- [30] M. Farrokhabadi et al., «Energy storage in microgrids: Compensating for generation and demand fluctuations while providing ancillary services,» *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, nº 5, pp. 81-91, (2017).
- [31] U. Akram, M. Khalid, and S. Shafiq, «An improved optimal sizing methodology for future autonomous residential smart power systems,» *IEEE Access*, vol. 6, pp. 5986-6000, (2018).
- [32] H. S. I. J. A. F. a. E. T. M. Z. Degefa, «Seasonally variant deployment of electric battery storage systems in active distribution networks,» *CIRED -Open Access Proc. J.*, vol. 2017, nº 1, pp. 1975-1979, (2017).
- [33] J. v. A. a. M. Braun, «Sizing and improved grid integration of residential PV systems with heat pumps and battery storage systems,» *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, nº 1, pp. 562-571, (2019).
- [34] L. M. e. al., «Aggregation of users in a residential/commercial building managed by a building energy management system (BEMS),» *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, nº 1, pp. 26-34, (2019).
- [35] M. Ruiz-Cortes et al., «Optimal charge/discharge scheduling of batteries in microgrids of prosumers,» *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, nº 1, pp. 468-477, (2019).
- [36] O. E. I. N. P. A. G. B. a. J. P. C. N. G. Paterakis, «Coordinated operation of a neighborhood of smart households comprising electric vehicles,

energy storage and distributed generation,» *IEEE Trans. Smart Grid,* vol. 7, n<sup>o</sup> 6, pp. 2736-2747, (2016).

- [37] Jefatura del Estado, «Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores,» 2018.
- [38] «IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's Distribution Test Feeder Working Group,» [En línea]. Available: http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/.
- [39] European Statistical Office (EUROSTAT), «Urban Europe statistics on cities, towns and suburbs executive summary,» (2014).
- [40] Arpan Koirala, Lucía Suárez-Ramón, Bassam Mohamed,, «Nonsynthetic European low voltage test,» International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 118, nº 105712, ISSN 0142-0615, (2020).
- [41] C. T. R. B. P. B.-M. V. K. F. d. C. G. a. B. F.P. Marcos, «A review of power distribution test feeders in the united states and the need for synthetic representative networks,» *Energies*, vol. 10, nº 11, p. 1896, (2017).
- [42] M. B. C. P. C.-W. T. G. J. S. H. Z. F. P. O. A. D. M. P. M. K. Schneider, «Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, nº 3, pp. 3181-3188, (2018).
- [43] Tarikua Taye, Bassam Mohamed, Lucía Suárez-Ramón, , «A Set of Non-Synthetic Test Systems of European LV Rural, LV Urban and Hybrid MV/LV Industrial Distribution Networks».
- [44] The European Committee for Electrotechincal Standa, «Standards series hd60364 low voltage electrical installations,» (2014).
- [45] J. A. Cortés, A. Sanz, L. Díez and F. J. Cañete, «Impact of sampling frequency offset on PRIME 1.4 PLC systems performance,» *IEEE International Symposium on Power Line Communications and its Applications* (ISPLC), Madrid, Spain, pp. 1-6, 2017.

- [46] A. Miranda, P. Arboleya, L. Suárez and J. M. Carou, «Common Information Model Integration in a Graph Database for LV Terminal Distribution Networks with PLC-based Smart Meters,» de *doi:* 10.1109/PowerTech46648.2021.9495083, (2021).
- [47] J. Zhu, E. Zhuang, J. Fu, J. Baranowski, A. Ford, , «A framework-based approach to utility big data analytics,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 3, pp. 2455-2462, (2016).
- [48] G. Ravikumar and S. A. Khaparde, «Cim oriented graph database for network topology processing and applications integration,» 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), pp. 1-7, (2015).
- [49] N. V. M. N. D. R. S. W. M. G. S. S. J. D. Moseley, «Extending cim standards to support exchange of ratings on dynamically rated equipment,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 1, pp. 296-301, (2016).
- [50] G. Ravikumar and S. A. Khaparde, «A common information model oriented graph database framework for power systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 4, pp. 2560-2569, 82017).
- [51] A. A. Amarsingh, H. A. Latchman and D. Yang, «Narrowband Power Line Communications: Enabling the Smart Grid,» *IEEE Potentials*, vol. 33, nº 1, pp. 16-21, 2014.
- [52] Davide Della Giustina, Stefano Rinaldi, «Hybrid Communication Network for the Smart Grid: Validation of a Field Test Experience,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 30, nº 6, pp. 2492-2500, (2015).
- [53] S. Galli, A. Scaglione and Z. Wang, «For the Grid and Through the Grid: The Role of Power Line Communications in the Smart Grid,» *Proceedings* of the IEEE, vol. 99, nº 6, pp. 998-1027, 2011.

- [54] K. M. Rabie and E. Alsusae, «On Improving Communication Robustness in PLC Systems for More Reliable Smart Grid Applications,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, nº 6, pp. 2746-2756, 2015.
- [55] W. H. Kersting, Distribution system modeling and analysis, Third Edition., Abingdon: CRC Press, 2012.
- [56] "https://www.prime-alliance.org/," [Online]. [Accessed 04 2021].
- [57] E. P. Pol Van Aubel, «Smart metering in the Netherlands: What, how, and why,» *Electrical Power and Energy Systems*, (2019).
- [58] «DLMS USA,» [En línea]. Available: https://www.dlms.com/genericcompanion-profiles/. [Último acceso: nov 2024].
- [59] PRIME Alliance Technical Working Group, "https://www.primealliance.org/wp-content/uploads/2020/04/PRIME-Spec\_v1.3.6.pdf,"
   [Online]. Available: https://www.prime-alliance.org/wpcontent/uploads/2020/04/PRIME-Spec\_v1.3.6.pdf. [Accessed april 2021].
- [60] PRIME Alliance Technical Working Group, «https://www.primealliance.org/wp-content/uploads/2020/04/PRIME-Spec\_v1.4-20141031.pdf,» 21 10 2014. [En línea]. Available: https://www.primealliance.org/wp-content/uploads/2020/04/PRIME-Spec\_v1.4-20141031.pdf. [Último acceso: april 2021].
- [61] A. Ghosal and M. Conti, «Key Management Systems for Smart Grid Advanced Metering Infrastructure: A Survey,» *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 21, nº 3, pp. 2831-2848, (2019).
- [62] J. Zhou, R. Qingyang Hu and Y. Qian, «Scalable Distributed Communication Architectures to Support Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid,» *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, vol. 23, nº 9, pp. 1632-1642, (2012).
- [63] K. Yu, M. Arifuzzaman, Z. Wen, D. Zhang, T. Sato, «A Key Management Scheme for Secure Communications of Information Centric

Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 64, nº 8, pp. 2072-2085, (2015).

- [64] J. S. Choi, S. Lee and S. J. Chun, «A Queueing Network Analysis of a Hierarchical Communication Architecture for Advanced Metering Infrastructure,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, nº 5, pp. 4318-4326, (2021).
- [65] I. Petruševski, M. Živanović, A. Rakić and I. Popo, «Novel AMI architecture for real-time Smart Metering,» 22nd Telecommunications Forum Telfor (TELFOR), Belgrade, Serbia, pp. 664-667, (2014).
- [66] Iberdrola, «STG-DC 4.0,» PRIME Alliance, https://www.primemembers.org/proxy.php?proxy=forward\_preview&module=system&v= 7.2.25&b=DEV&context=files&id=5425&size=8563530&md5=15deecaa1c 03d5de5715d7c05432bd6a&timestamp=2024-11-14+15%3A33%3A46&i=.
- [67] G. R. Barai, S. Krishnan and B. Venkatesh, «Smart metering and functionalities of smart meters in smart grid - a review,» *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), London, ON, Canada,* n<sup>o</sup> doi: 10.1109/EPEC.2015.7379940, pp. 138-145, (2015).
- [68] M. Orlando et al., «A Smart Meter Infrastructure for Smart Grid IoT Applications,» *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 9, pp. 12529-12541, (2022).
- [69] C. M. P. F. C. R. M. L. González-Sotres y J.Matanza, «Replicability Analysis of PLC PRIME Networks for Smart Metering Applications,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, nº 2, pp. 827-835, (2018).
- [70] B. N. T. H. H. C. A. Andresen y K.Uhlen, «Fault Detection and Prediction in Smart Grids,» *IEEE 9th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Bologna, Italy,* n<sup>o</sup> doi: 10.1109/AMPS.2018.8494849, pp. 1-6, (2018).
- [71] M. Orlando et al., «A Smart Meter Infrastructure for Smart Grid IoT Applications,» IEEE Internet of Things Journal, vol. 9, nº 14, pp. 12529-12541, (2022).

- [72] B. Bletterie, S. Kadam, R. Bolgaryn and A. Zegers, «Voltage Control with PV Inverters in Low Voltage Networks—In Depth Analysis of Different Concepts and Parameterization Criteria,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 1, pp. 177-185, (2017).
- [73] N. Duan, C. Huang, C. -C. Sun and L. Min, «Smart Meters Enabling Voltage Monitoring and Control: The Last-Mile Voltage Stability Issue,» IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 18, nº 1, pp. 677-687, (2022).
- [74] A. T. Procopiou and L. F. Ochoa, «Voltage Control in PV-Rich LV Networks Without Remote Monitoring,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 2, pp. 1224-1236, (2017).
- [75] M. Ahmed et al, «Effects of Household Battery Systems on LV Residential Feeder Voltage Management,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, nº 6, pp. 5325-5336, (2022).
- [76] M. H. Y. M. A. Montazerolghaem y A.León-García, «OpenAMI: Software-Defined AMI Load Balancing,» *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 5, nº 1, pp. 206-218, (2018).
- [77] L. M. R. Raggi, F. C. L. Trindade, V. C. Cunha y W. Freitas, «Non-Technical Loss Identification by Using Data Analytics and Customer Smart Meters,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, nº 6, pp. 2700-2710,, (2020).
- [78] B. H. A. F. R. B. S. McLaughlin y S. Zonouz, «A Multi-Sensor Energy Theft Detection Framework for Advanced Metering Infrastructures,» *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 31, nº 7, pp. 319-1330, (2013).
- [79] K. M. Z. Y. D. P. K. C. W. a. X. L. B. Liu, «Load Balancing in Low-Voltage Distribution Network via Phase Reconfiguration: An Efficient Sensitivity-Based Approach,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, nº 4, pp. 2174-2185, (2021).

- [80] L. Alhmoud and W. Marji, «Optimization of Three-Phase Feeder Load Balancing Using Smart Meters,» *IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 45, nº 1, pp. 9-17, (2022).
- [81] N. Saputro and K. Akkaya, «Investigation of Smart Meter Data Reporting Strategies for Optimized Performance in Smart Grid AMI Networks,» *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 4, nº 4, pp. 894-904, (2017).
- [82] S. R. D. D. G. F. A. -C. F. S. Lu y A. L. a. M. Pikkarainen, «Real-Time Low Voltage Network Monitoring–ICT Architecture and Field Test Experience,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, nº 2, pp. 2002-2012, (2012).
- [83] J. He, W. Jiang, G. Liu and D. Yang, «Advanced Monitoring Infrastructure System Architecture for Massive Multi-Source Data,» IEEE 13th International Conference on Electronics Information and Emergency Communication (ICEIEC), Beijing, China, n° doi: 10.1109/ICEIEC58029.2023.10199743, pp. 148-152, (2023).
- [84] M. S. Kemal, R. L. Olsen and H. -P. Schwefel, «Optimized Scheduling of Smart Meter Data Access for Real-Time Voltage Quality Monitoring,» IEEE International Conference on Communications Workshops (ICC Workshops), Kansas City, MO, USA, nº doi: 10.1109/ICCW.2018.8403786, pp. 1-6, (2018).
- [85] L. González-Sotres, C. Mateo Domingo y Á. Sánchez-Miralles and M. Alvar Miró, «Large-Scale MV/LV Transformer Substation Planning Considering Network Costs and Flexible Area Decomposition,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, nº 4, pp. 2245-2253, (2013).
- [86] K. McKenna, P. Gotseff, M. Chee and E. Ifuku, «Advanced Metering Infrastructure for Distribution Planning and Operation: Closing the loop on grid-edge visibility,» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, nº 4, pp. 58-65, (2022).
- [87] J. L. Gallardo, M. A. Ahmed and N. Jara, «Clustering Algorithm-Based Network Planning for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid,»

*IEEE Access,* vol. 9, n° doi: 10.1109/ACCESS.2021.3068752, pp. 48992-49006, (2021).

- [88] L. Marrón, X. Osorio, A. Llano, A. Arzuaga y A.Sendin, «Low voltage feeder identification for smart grids with standard narrowband PLC smart meters,» *IEEE 17th International Symposium on Power Line Communications and Its Applications, Johannesburg, South Africa,* n° doi: 10.1109/ISPLC.2013.6525836, pp. 120-125, (2013).
- [89] K. Dobrzynski, Z. Lubosny, J. Klucznik and R. Reko, «Identification of the customer meter assignment to phases in LV grid: Selected issues of UPGRID project realization,» *IEEE 21st International Conference on Intelligent Engineering Systems (INES), Larnaca, Cyprus,* n<sup>o</sup> doi: 10.1109/INES.2017.8118552, pp. 000181-000186, (2017).
- [90] S. -C. Huang, C. -N. Lu and Y. -L. Lo, «Evaluation of AMI and SCADA Data Synergy for Distribution Feeder Modeling,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, nº 4, pp. 1639-1647, (2015).
- [91] W. Luan, J. Peng, M. Maras, J. Lo and B. Harapnuk, «Smart Meter Data Analytics for Distribution Network Connectivity Verification,» EEE *Transactions on Smart Grid*, vol. 6, nº 4, pp. 1964-1971, (2015).
- [92] M. Huang, Z. Wei, G. Sun and H. Zang, «Hybrid State Estimation for Distribution Systems With AMI and SCADA Measurements,» *IEEE Access*, nº doi: 10.1109/ACCESS.2019.2937096, pp. 120350-120359, (2019).
- [93] L. Suárez-Ramón, P.Arboleya, J.M. Carou Álvarez, «Near Real-Time Topology Estimation in LV Network with PLC Smart Meters,» *CIRED* 2023, nº 11429, 2023.
- [94] M. Huang, Z. Wei, M. Pau, F. Ponci and G. Sun, «Interval State Estimation for Low-Voltage Distribution Systems Based on Smart Meter Data,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 68, nº 9, pp. 3090-3099, (2019).

- [95] M. A. K. a. B. Hayes, «Smart Meter Based Two-Layer Distribution System State Estimation in Unbalanced MV/LV Networks,» *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 18, nº 1, pp. 688-697, (2022).
- [96] T. S. F. P. a. A. M. A. Angioni, «Impact of Pseudo-Measurements from New Power Profiles on State Estimation in Low-Voltage Grids,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 65, nº 1, pp. 70-77, (2016).
- [97] P. Arboleya, «State Estimation in Low Voltage Networks Using Smart Meters: Statistical Analysis of the Errors,» IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) Portland, OR, USA, pp. 1-5, (2018).
- [98] J. M. C. P. A. L. S. R. a. A. Y. A. M. R. Ahmed, «DSSE in European-Type Networks Using PLC-Based Advanced Metering Infrastructure,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, nº 5, pp. 3875-3888, (2022).
- [99] Y. Liao, Y. Weng, G. Liu and R. Rajagopal, «Urban MV and LV Distribution Grid Topology Estimation via Group Lasso,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, nº 1, pp. 12-27, (2019).
- [100] H. Zhang, J. Zhao, X. Wang and Y. Xuan, «Low-Voltage Distribution Grid Topology Identification with Latent Tree Model,» *IEEE Transactions* on Smart Grid, vol. 13, nº 3, pp. 2158-2169, (2022).
- [101] S. Grotas, Y. Yakoby, I. Gera and T. Routtenberg, «Power Systems Topology and State Estimation by Graph Blind Source Separation,» *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 67, nº 8, pp. 2036-2051, (2019).
- [102] M. Lisowski, R. Masnicki and J. Mindykowski, «PLC Enabled Low Voltage Distribution Network Topology Monitoring,» *IEEE Transactions* on Smart Grid, vol. 10, nº 6, pp. 6436-6448, 2019.
- [103] P.Arboleya; A.Méndez, «Real-Time Grid Digital Twins: The backbone of the next generation of network technology for distribution system operators,» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 12, nº 3, pp. 39-49, (2024).
- [104] P. Moutis and O. Alizadeh-Mousavi, «"Digital Twin of Distribution Power Transformer for Real-Time Monitoring of Medium Voltage From

Low Voltage Measurements,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, n° 4, pp. 1952-1963, (2021).

- [105] R. D. Y. G. W. L. W. C. J. Chen y K. Guan, «Research on Network Management Technology of Power Line Carrier Communication in Low-Voltage Distribution Network Based on Digital Twin,» 7th International Conference on Computer and Communications (ICCC), Chengdu, China, nº doi: 10.1109/ICCC54389.2021.9674420, pp. 2112-2116, (2021).
- [106] M. A. A. I. S. S. R. I. Parvez y F.Alam, «Online power quality disturbance detection by support vector machine in smart meter,» *Journal* of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 7, nº 5, pp. 1328-1339, (2019).

## 11. Apéndice

# Publicaciones científicas

# Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low-Voltage Terminal Distribution Network

Pablo Arboleya<sup>®</sup>, *Senior Member, IEEE*, Arpan Koirala<sup>®</sup>, Lucía Suárez, Bassam Mohamed<sup>®</sup>, and Cristina González-Morán<sup>®</sup>, *Senior Member, IEEE* 

*Abstract*—The recently approved regulation about selfconsumption in Spain will dramatically change the level of penetration of photovoltaic distributed generation combined with storage devices at residential level in short term. In this paper, we will study the impact of the massive installation of such technologies under the constraints imposed by the new regulation, over the terminal distribution network. As it will be demonstrated, this impact will be drastic in terms of energy demand, voltage profile, and load curves.

*Index Terms*—Blockchain, energy sharing, energy storage, electric vehicles, low-voltage distribution, net balance, peer-to-peer, power flow, prosumers, photovoltaic (PV) generation, self-consumption.

#### I. INTRODUCTION

S ELF-CONSUMPTION combined with energy storage has been recognized as one of the most efficient and reliable approaches to integrate renewable energy in terminal distribution systems [1]. Recently, many authors proposed techniques for integrating energy storage systems combined with photovoltaic (PV) generation at residential level.

Nearly 20 years ago, the term "microgrid" was first introduced as the solution to managing portions of distribution networks where there was both consumption and distributed generation, usually with high renewable penetration [2]. Today, emerging technologies, such as the Internet of things (IoT) or Web of

P. Arboleya, B. Mohamed, and C. González-Morán are with the Department of Electrical Engineering, University of Oviedo, 33204 Gijón, Spain (e-mail: arboleyapablo@uniovi.es; mohamedbassam@uniovi.es; gonzalezmorcristina @uniovi.es).

A. Koirala is with the ELECTA Group, Katholieke Universiteit Leuven, 3000 Leuven, Belgium (e-mail: arpankoirala@gmail.com).

L. Suárez is with the EDP, 33007 Oviedo, Spain (e-mail: lucias@edpenergia. es).

Color versions of one or more of the figures in this paper are available online at http://ieeexplore.ieee.org.

Digital Object Identifier 10.1109/TIA.2019.2913825

Things (WoT), blockchain technology, the democratization of platforms for using bigdata and artificial intelligence (AI), and a reduction in costs in solar generation systems and energy storage systems [3], along with an increase in environmental awareness that has imposed major regulatory changes throughout the energy and transportation sectors are important revulsives that will somehow allow reinventing electricity distribution. New models will be generated, and also very important business opportunities that, as a common denominator, will give a very active role to the so-called "prosumers."

One of the cutting-edge concepts right now is the energy sharing among prosumers using the peer-to-peer concept. There are some pilot programs in this regard and many ongoing research related to this topic. A description of how the bilateral contracts could be implemented in order to deploy peer-to-peer energy sharing can be found in [4] and [5]. Other examples of clustering prosumers using PV generation and how the energy transactions between them can be implemented are described in [6] and [7]. This change of paradigm will require a gradual adaptation of the distribution systems. Some studies can be found in the literature that try to quantify the impact over the distribution network of these "futuristic" systems [8], [9]. For instance, in [10], a very detailed analysis of the impact of PV-based residential systems over the strategy of an electrical aggregator is presented. In [11], the concept of virtual storage is analyzed in order to deal with high levels of PV penetration in distribution networks.

It can be found in the literature, many studies about the impact of these new technologies and paradigms in the distribution network [12]. For each specific regulation and configuration, an impact study must be carried out before the real deployment. For instance, the study presented in [13] is focused specifically on the influence of self-consumption on distribution network operation in the Slovenian case.

In some cases, the impact can be positive if all the resources are correctly sized and operated [1]. However, it is perfectly demonstrated that uncoordinated penetration can create problems in the grid, as for instance, huge overvoltages in PVdominated distribution grids [14]. The study presented in [15] demonstrate the negative effect of the residential prosumers owning also EV fast chargers over the life of the distribution transformers. A probabilistic approach of the impact of PV systems in a self-consumption scenario is developed in [15]. Rogeau *et al.*, in [16], also propose an expansion planning methodology

0093-9994 © 2019 IEEE. Personal use is permitted, but republication/redistribution requires IEEE permission.

See http://www.ieee.org/publications\_standards/publications/rights/index.html for more information.

Manuscript received January 30, 2019; revised March 29, 2019; accepted April 24, 2019. Date of publication April 28, 2019; date of current version November 7, 2019. Paper 2018-BAMM-1279.R1, approved for publication in the IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS by the Building Automation, Metering and Microgrids for Energy Efficiency in Industrial and Commercial Power Systems Committee of the IEEE Industry Application Society. This work was supported in part by the Spanish Ministry of Economy and Competitivity under Grant MINECO-17-ENE2016-77919-R (CONCIALIATOR Energy conversion technologies in resilient hybrid ac/dc distribution networks) and in part by the Government of the Principality of Asturias - Foundation for Scientific and Technical Research (FICYT) under Grant FC-GRUPIN-IDI/2018/000241. (*Corresponding author: Pablo Arboleya.*)

for distribution networks depending on the self-consumption penetration. Other operation proposals allow to coordinate the prosumer's energy storage devices for providing ancillary services such as voltage control [17].

There are also many studies proposing many kinds of sophisticated methodologies for managing distributed resources, sizing and placing them for all kind of applications. Many of them use analytical or metaheurstic optimization procedures as it is the case of [18]. In [19], the selection of the battery sizes is calculated through an optimization procedure considering the seasonal variation of the demand and generation in the prosumers and also the interaction between the low-voltage and mediumvoltage networks. The study presented in [20] consider the interaction between the PV panels and storage systems but it also considers heat pumping. In [21], a building management system to coordinate electric loads, thermal loads, and PV generation is proposed. In [22], Ruiz-Cortes et al. proposed an algorithm to plan the optimal charge and discharge schedule of the prosumer batteries in a microgrid. In the case presented in [23], the coordination is made at neighborhood level considering smart households comprising electric vehicles (EV), energy storage (ES), and PV generation. What all of these works have in common is the adoption of an optimization strategy that coordinates the different prosumers.

There is no doubt that the above-mentioned approaches will set the tone in the medium/long term. However, in the short term, and in the vast majority of the cases, prosumers are installing the devices in an uncoordinated manner following *selfish* approaches and trying to maximize only their own benefit without considering any social welfare function.

The present paper aims to asses the impact of EV, PV, and ES technologies over the distribution network in a very specific scenario, the new one created in Spain after the recently published Royal Decree that establishes *Urgent Measurements for Energy Transition and Consumer Protection* [24]. It is expected that this regulation will create the conditions to drastically increase the penetration levels of PV systems combined with energy storage at the domestic level. For carrying out this study, it has been considered that there is no coordination between the different households.

The paper is structured as follows. The following section briefly explains the new regulatory framework for selfconsumption in Spain and compares it with the previous situation. Section III explains the household electricity management system and Section IV describes the scenarios considered for carrying out the study. In Section V, the results obtained will be presented and in Section VI, the authors will expound the conclusions of the study.

#### II. SELF-CONSUMPTION SPANISH SCENARIO

The Spanish scenario for self-consumption and net-balance of consumers connected to the low-voltage network changed drastically since October 6, 2018 with the publication of the Royal Decree-Law 15/2018 [24]. The previous scenario was regulated through the Law 24/2013 of the Electric Sector [25] and multiple Royal Decrees among which the Royal Decree



Fig. 1. Simplified scheme of a dwelling electrical installation including PV panels, batteries, controllable electrical water heater, electrical vehicle charger, and the conventional load.

900/2015 stands out [26]. Limitations imposed by the previous regulation prevented domestic consumers from mass installation of PV panels in combination with storage devices, even when the price of panels and batteries has been significantly reduced in recent years, along with an increase in efficiency.

The new regulation establishes two modes of selfconsumption depending on whether or not there is a physical device that prevents the injection of excess energy into the network. In the first case, the whole installation can be considered as a consumer and the administrative burden for the legalization of the system is very small. For this reason, the vast majority of households are expected to use this system in the near future. The second mode allows the injection of surplus energy, but in this case, the electrical installation must be divided into two from the administrative point of view (consumer and producer).

In order to explain the actual conditions and the improvement with respect to the previous situation from the point of view of the domestic consumer, we are going to consider a simplified scheme like the one depicted in Fig. 1. In the previous scenario, the use of two different smart meter devices (labeled in Fig. 1 as SM1 and SM2) was mandatory. The first device (SM1) reads the total net power injected and consumed from the network. The second device reads the net power of the set (PV panels + batteries). Negative readings were not allowed on SM2, so the battery could only be charged with energy from the PV panels.

There was also a restriction imposing that the contracted power at the point of SM1 should be greater than or equal to the installed power. This limitation was repealed with the new regulation. In the previous situation, if we installed PV panels with a peak power of 10 kW, we should contract 10kW for the consumer even if it is not necessary. It should be noted that the electricity bill in Spain is binomial, with one term depending on the energy consumed and another depending on the contracted power. This second term can be very important and in



Fig. 2. Case of study of a specific household. (a), (c), and (e) represent a summer day while (b), (d), and (f) represent a winter day. (a) and (b) represent the total power consumption  $(P_{LT})$ , the power generated by the PV panels  $(P_{PV})$ , and the power "burned" by the physical device that prevents the grid injection  $(P_H)$ . (c) and (d) represent the power of the battery  $(P_B)$ , the power imported from the grid  $(P_G)$ , and the state of charge of the battery  $(C_B)$ . (e) and (f) are the load duration curves containing the sorted values of all powers.

the previous situation it was not possible to reduce it through the installation of PV panels or accumulation systems.

In addition to the energy and power terms, the *prosumers* as well as the rest of the agents in the system must collaborate to maintain the electrical system. For this reason it is necessary to pay extra charges and tolls for using the grid. We have two kinds of charges, the fixed and the variable ones. The fixed charges usually depend on the contracted power. The previous situation made it nearly impossible to reduce this term since it was not possible to reduce the contracted power. The variable charges were affected by the energy demanded by the consumer as well as the self-consumed energy. The payment of this variable charge depending on the self-consumed energy was really unpopular, and was generally known as "sun tax." In the new scenario, this tax has been revoked and the users can contract the power that they really need independently from the installed generation capacity. From now on, we will adopt the first mode in which a physical device prevents the injection of excess power into the grid.

### III. HOUSEHOLD ENERGY MANAGEMENT SYSTEM

In Fig. 1, the simplified diagram of each household is depicted. The load profiles were extracted from project ADRES-CONCEPT [27]. This project provides real power consumption profiles of 30 different households in Upper Austria during seven winter days and seven summer days, a total of 420 daily power profiles sampled with 1 s resolution. The base consumption of each of the houses in this study was obtained from one of the above-mentioned profiles and it is represented by  $P_L$ .

Additionally, it has been considered that each house is equipped with an electric car charger. We considered that the average driver in Spain makes 45 km per day. The number of kilometres driven by the electric car on the previous day was calculated using a random function with an average value of 45 km. The charger is protected with a 32 A breaker but its power is limited to 5200 W. All cars start the charging process at a random hour between midnight and 03:00 A.M. The charging power is represented by  $P_{EV}$ .

In the present paper, we will consider different levels of penetration of houses that use solar panels combined with accumulation systems. In such cases, we assume that consumers are adopting mode 1 described in the previous section, so they have a physical device that prevents the injection of excess power into the network. In this case, this device has been modeled as a thermal device but it could be a system that reduces the power reference provided to the PV converter. The power surplus has been denoted by  $P_H$ .

For the calculation of PV production it has been considered that each house can be equipped with PV panels with a peak power of 3200 W. The theoretical radiation was obtained for
TABLE I COMPARISON OF THE AGGREGATED VALUES OBTAINED FOR SUMMER AND WINTER IN THE HOUSEHOLD REPRESENTED IN FIG. 2

	Summer	Winter
$P_{LT}$ (Average) (W)	737.8	897.4
$P_{LT}$ (Max) (W)	6902.7	5230.8
$P_L$ (Average) (W)	987.9	1203.7
$P_L$ (Max) (W)	6902.7	6638.1
$P_G$ (Average) (W)	158.6	698.1
$P_G$ (Max) (W)	5640.8	6638.1
$P_{PV}$ (Average) (W)	1118.2	505.5
$P_{PV}$ (Max) (W)	3107.6	2150.2
$P_B$ when $(P_B > 0$ (Average) (W)	442.4	229.7
$P_B$ when $(P_B < 0$ (Average) (W)	-418.6	-229.7
$E_{LT}$ (kWh)	23.7	28.9
$E_L$ (kWh)	17.7	21.5
$E_G$ (kWh)	3.8	16.7
$E_{PV}$ (kWh)	26.8	12.1
$E_B$ when $(P_B > 0)$ (kWh)	10.6	7.2
$E_B$ when $(P_B < 0)$ (kWh)	-10.1	-7.2
$E_H$ (kWh)	7.5	0



Fig. 3. TT grounding scheme.

Gijón (A city in northern Spain) according to the model proposed by ASHRAE [28]. The power generated by the PV panels is labeled as  $P_{PV}$ . When a household is equipped with PV and battery, the battery selected was the LG RESU 10LV. This battery has a capacity of 10 kWh with a total energy usage of 85% and a rated charge and discharge power of 5 kW. The power in the battery is considered positive in discharging mode and it is denoted as  $P_B$ . A Markov-based weather model has been incorporated in order to simulate three different scenarios [29]. For a specific day in summer or winter, we also consider three conditions (sunny, cloudy, and heavy clouds).

The coordination between the different systems is described in Algorithm 1. The authors are fully aware that this is not the optimum strategy neither for the consumers nor for the distribution system, however, it is the strategy followed by most commercial systems and it is expected that this situation will continue



Fig. 4. IEEE European low-voltage test feeder modified for TT distribution systems.

#### Algorithm 1: Battery Management Algorithm.

**Input:**  $P_{PV}, P_L, P_{EV}, C_{B0}, C_{B_{\text{max}}}, C_{B_{\text{min}}}, P_{B_{\text{max}}}, \eta_B$ **Output:**  $P_G, P_B, P_H, C_B$ 1. FOR k = 1 TO 86400 DO  $\begin{aligned} P_{LT}^{k} &= P_{L}^{k} + P_{EV}^{k} \\ \mathbf{IF} \ P_{PV}^{k} &\geq P_{LT}^{k} + P_{B_{\max}} \ \mathbf{AND} \ C_{B}^{k-1} < C_{B_{\max}} \\ P_{B}^{k} &= -P_{B_{\max}}; \ P_{H}^{k} = P_{LT}^{k} - P_{PV}^{k} + P_{B_{\max}} \\ P_{G}^{k} &= 0; \ C_{B}^{k} = C_{B}^{k-1} + \eta_{B} P_{B_{\max}} / 3.6 \cdot 1e^{6} \\ \mathbf{ELSEIF} \ P_{PV}^{k} &\geq P_{LT}^{k} \ \mathbf{AND} \ C_{B}^{k-1} < C_{B_{\max}} \\ P_{B}^{k} &= 0; \end{aligned}$ 2. 3. 4. 5. 6.  $P_{B}^{k} = P_{LT}^{k} - P_{PV}^{k}; P_{H}^{k} = 0$   $P_{G}^{k} = 0; C_{B}^{k} = C_{B}^{k-1} + \eta_{B}(P_{PV}^{k} - P_{LT}^{k})/3.6 \cdot 1e^{6}$  **ELSEIF**  $P_{PV}^{k} \ge P_{LT}^{k}$  **AND**  $C_{B}^{k-1} \ge C_{B_{\max}}$ 7. 8. 9.  $\begin{array}{l} P_B^k = 0 \ P_H^k = P_{LT}^k - P_{PV}^k; \\ P_G^k = 0; \ C_B^k = C_B^{k-1} \\ \textbf{ELSEIF} \ P_{LT}^k \geq P_{PV}^k + P_{B_{\max}}^k \ \textbf{AND} \ C_B^{k-1} > \end{array}$ 10. 11. 12.  $C_{B_{\min}}$  $P_B^k = P_{B_{\max}}; P_G^k = P_{LT}^k - P_{PV}^k - P_{B_{\max}}$   $P_B^k = 0; C_B^k = C_B^{k-1} - \eta_B P_{B_{\max}}/3.6 \cdot 1e^6$  **ELSEIF**  $P_{LT}^k \ge P_{PV}^k$  **AND**  $C_B^{k-1} > C_{B_{\min}}$ 13. 14. 15.  $\begin{array}{l} \begin{array}{l} \textbf{District} & r_{LT} \leq r_{PV} \text{ AND } C_B^{-1} > C_{B_{\min}} \\ P_B^k = P_{LT}^k - P_{PV}^k; \ P_G^k = 0 \\ P_H^k = 0; \ C_B^k = C_B^{k-1} - \eta_B (P_{LT}^k - P_{PV}^k)/3.6 \cdot 1e^6 \\ \begin{array}{l} \textbf{ELSEIF} \ P_{LT}^k \geq P_{PV}^k \ \textbf{AND} \ C_B^{k-1} \leq C_{B_{\min}} \\ P_B^k = 0; \ P_G^k = P_{LT}^k - P_{PV}^k \\ P_H^k = 0; \ C_B^k = C_B^{k-1} \end{array}$ 16. 17. 18. 19. 20. 21. END IF 22 END DO

at least in the midterm. For this reason, we will consider this non-optimal conditions in order to evaluate the impact of the system in the network.  $C_{B0}$ ,  $C_B$ ,  $C_{B_{\text{max}}}$ , and  $C_{B_{\text{min}}}$  represent, respectively, the initial, actual, maximum, and minimum state of charge of the battery.  $\eta_B$  stands for the efficiency of the battery (90%) and  $P_{LT}$  is the total load considering the conventional household consumption plus the EV charger.

Season		S	ummer			1	Winter		
Weather		Sunny	Cloudy	Heavy Cl.		Sunny	Cloudy	Heavy Cl.	House
Scenario	Load	Load+Sys	Load+Sys	Load+Sys	Load	Load+Sys	Load+Sys	Load+Sys	
Net Energy (kWh)	27,2	5,4	6,8	11,9	26,1	10,9	14,0	17,7	
Maximum Power (kW)	8,5	4,0	8,5	6,1	6,8	6,8	8,3	6,7	Node 3
Average power (kW)	1,1	0,2	0,3	0,5	1,1	0,5	0,6	0,7	
Net Energy (kWh)	19,4	2,5	5,0	9,0	66,3	51,5	56,9	56,3	
Maximum Power (kW)	6,6	6,1	6,1	6,1	11,3	11,3	10,8	11,3	Node 10
Average power (kW)	0,8	0,1	0,2	0,4	2,8	2,1	2,4	2,3	
Net Energy (kWh)	17,9	4,0	6,8	8,4	22,3	12,1	13,2	16,9	
Maximum Power (kW)	7,8	5,7	6,6	6,4	6,3	6,3	6,4	6,4	Node 35
Average power (kW)	0,7	0,2	0,3	0,4	0,9	0,5	0,6	0,7	
Net Energy (kWh)	34,3	2,4	7,8	26,8	25,4	12,9	14,2	22,8	
Maximum Power (kW)	9,7	5,9	6,6	8,7	7,6	6,6	6,5	7,4	Node 49
Average power (kW)	1,4	0,1	0,3	1,1	1,1	0,5	0,6	1,0	
Net Energy (kWh)	20,8	0,5	0,5	7,1	25,7	6,5	13,7	19,4	
Maximum Power (kW)	6,0	1,1	1,2	6,3	6,4	6,4	6,6	6,3	Node 53
Average power (kW)	0.9	0.0	0.0	0.3	1.1	0.3	0.6	0.8	

TABLE II Summary of the Behavior of Five Houses Placed at Nodes 3, 10, 35, 49, and 53 With and Without Prosumer Set Installation in the Different Weather and Seasonal Scenarios



Fig. 5. Voltages in the nodes in the different scenarios. First two rows represent the summer scenarios in sunny (first row) and heavy cloud conditions (second row). The rows 3 and 4 represent the winter scenario in sunny and heavy cloud conditions, respectively. Columns 1 to 5 represent, respectively, the five levels of penetration of households with PV and batteries from 0% to 100%. The grey color represents the voltage involute that contains the voltage in all the nodes of the system. In black, the voltage in the home placed at node 3 and in red, the voltage in the house placed at node 53.

As it can be observed in Algorithm 1, the system assigns priority to the load and after that to the battery. We have different scenarios described in the algorithm but basically:

- if the PV panel produces enough energy to feed the load, the extra power is used to charge the battery (if is not full), if the battery is full or the extra power is greater than the maximum charging power of the battery, the surplus is used for the heater;
- 2) if the PV panel does not produce enough energy to feed the load, the required extra power is obtained from the battery if it is not empty or the required extra power is greater than the maximum discharge power of the battery, the power deficit is obtained from the grid.

In Fig. 2, the behavior of a specific household during a summer day and a winter day can be compared. As it can be observed, in the summer day the battery is full at 14 hours, so the physical device that prevents injection into the network is "wasting" energy for about 4 hours. This is only in the most favourable case on a sunny summer day with moderate consumption. Installing a battery with more capacity is not a good option as on most days we will not have this behavior. For instance, on a sunny winter day the maximum level of charge of the battery does not reach 80% of its capacity. During the summer day (best scenario) the home is self-sufficient for almost 18 hours, during the winter day this interval drops to 12 hours. On a summer day, the battery charge level allows the user to charge a significant percentage of the EV battery during the night, while the battery charge level at the end of the winter day is nearly always the minimum.

Table I contains the maximum and average powers during the summer and winter days for the same house represented in Fig. 2 and also the aggregated energies. It must be noted that, as it was expected, the average power consumption during the winter day is slightly higher than that during the summer day. However, the average power obtained from the grid in the summer is just 158.6 W versus the 698.1 W of average power consumed during the winter day.

#### IV. PROPOSED SCENARIOS

In order to evaluate the impact on the grid, the IEEE European low-voltage test feeder was selected. As it was mentioned, the loads were substituted by the ones provided by the ADRES project and also the lines were modified considering a 4-wire system in order to represent better the European terminal distribution networks with a TT grounding system. The TT grounding system is represented in Fig. 3; the neutral wire is grounded at the transformer level and the grounds in the different households are not participating in the electric scheme unless there is a fault in the system. In the original test feeder, only three wires are considered. It should be noted that when Kron reduction is applied to transform a 4-wire system into a 3-wire system, it is assumed that the neutral is grounded at each node, which is far from representing the reality in TT systems, as will be demonstrated later.

The 420 load profiles provided in the ADRES database are randomly assigned to the 55 load nodes present in the IEEE lowvoltage test feeder represented in Fig. 4. A set of 30 different



Fig. 6. Level of load at the power transformer at all penetration levels (0%, 25%, 50%, 75%, and 100%). (a) Summer sunny scenario. (b) Summer heavy cloud scenario. (c) Winter sunny scenario. (d) Winter heavy cloud scenario.

scenarios was generated. We considered two different prototype days—summer day and winter day, as a summer day July 3rd of 2017 was considered and as a winter day we selected November 28th of 2016. For each day we simulate the three weather conditions (sunny, cloudy, and heavy cloud) and for each combination of season plus weather, we obtain the results with five levels of penetration for houses with a "prosumer system" (PV panels combined with batteries) (0%, 25%, 50%, 75%, and 100%).

#### V. ANALYSIS OF THE RESULTS

A first analysis is made to five individual prosumers placed at nodes 3, 10, 35, 49, and 53. Nodes 3 and 49 are connected to the phase A, nodes 10 and 35 are connected to the phase B, and node 53 is connected to the phase C. Table II summarizes the behavior of the five houses for all possible combinations of season and weather conditions in conventional mode (Load) and in

TABLE III QUANTIFICATION OF THE PROSUMER'S PENETRATION LEVEL IMPACT IN DIFFERENT POINTS OF THE NETWORK (SUBSTATION AND POINTS A, B, AND C OF THE MODIFIED IEEE EUROPEAN LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION TEST FEEDER REPRESENTED IN FIG. 4)

Season							Summer	:						
Penetration	0%		25%			50%			75%			100%		
Wheather		Sun.	Clo.	H.Clo.	on									
Energy (kWh)	1454	1136	1182	1304	834	912	1161	544	642	1022	258	390	887	tati
Av. power (kW)	61	47	49	54	35	38	48	23	27	43	11	16	37	nbst
Season							Winter							N N
Energy (kWh)	1765	1594	1642	1696	1405	1504	1628	1228	1389	1580	1047	1255	1513	
Av. power (kW)	74	66	68	71	59	63	68	51	58	66	44	52	63	
Season							Summer	1						
Energy (kWh)	1289	1017	1060	1170	763	835	1061	514	607	955	231	358	821	
Av. power (kW)	54	42	44	49	32	35	44	21	25	40	10	15	34	e A
Season		1	1	1		1	Winter	1		1	1	1	1	Nod
Energy (kWh)	1571	1430	1473	1523	1273	1359	1472	1129	1267	1435	951	1135	1369	
Av. power (kW)	65	60	61	63	53	57	61	47	53	60	40	47	57	
Season							Summer							
Energy (kWh)	949	736	777	865	579	643	797	312	392	682	170	279	624	1
Av. power (kW)	40	31	32	36	24	27	33	13	16	28	7	12	26	e B
Season		1	1	1		1	Winter	1			1	1		Nod
Energy (kWh)	1107	1003	1036	1079	904	964	1045	747	861	1005	665	798	978	1
Av. power (kW)	46	42	43	45	38	40	44	31	36	42	28	33	41	
Season							Summer							
Energy (kWh)	227	160	174	196	87	112	173	66	91	161	47	78	151	1
Av. power (kW)	9	7	7	8	4	5	7	3	4	7	2	3	6	C
Season		1	1	1		1	Winter	1			1	1		Nod
Energy (kWh)	238	202	208	229	167	183	217	148	172	213	135	163	209	1
Av. power (kW)	10	8	9	10	7	8	9	6	7	9	6	7	9	

All weather, seasonal, and penetration combinations were considered. We used the next abbreviations. Sun.: Sunny, Clo.:Cloudy, and H.Clo.:Heavy Cloud.

prosumer mode (Load+Sys); this last case considers the battery, the EV, and the PV installation. The table provides data about the net energy absorbed from the grid in each house, the maximum power and the average power during the day. As it can be observed not all the houses behave in the same way, some of them increase the consumption in a typical winter day, like for instance houses in nodes 35 or 53, or even more, a house in node 10 that has a net consumption in the summer of 19.4 kWh that rises to 66.3 kWh during in the winter. Other houses, such as the house connected in node 49, have a significant consumption reduction in winter days. A reduction of the consumption in winter days can be observed also in the house connected in node 3, but in this last case, this reduction is just around 1 kWh. It is interesting to analyze the significant net demand reduction when the prosumer system is installed in all cases for summer days and how this reduction is affected by the weather conditions. The influence of the weather does not have the same impact in all the cases because the consumption pattern of the different users is also very important. For instance, in the house of node 49, in a winter day, the net energy consumption in a heavy cloud condition decreases from 25.4 to 22.8 kWh, just 10% reduction (2.6 kWh). The house in node 3, has a reduction from 26.1 to 17.7 kWh, which represents a 32% reduction, and if we analyze house number 53, this time in summer, we observe that installing the prosumer equipment can make the house nearly self-sufficient in sunny and cloudy days and the reduction of the demand in a heavy cloud day is really important passing from 20.8 to 7.1 kWh, a reduction of 65%. In Fig. 5, we can observe the impact of the different scenarios in the voltage profile. In the first two rows, we can observe the summer scenarios with the sunny day in the first row and the heavy cloud day in the second. In the same way, rows 3 and 4 represent the sunny winter scenario and the heavy cloud winter scenario. The grey envolute represents the maximum and minimum voltage in all the phases and all the nodes of the grid. The voltage in houses placed at node 3 and node 53 is represented in black and red, respectively. The best situation in terms of voltage profile is obviously in the 100% penetration scenario during a summer sunny day. This is the only case that really mitigates the effect of the EV chargers during the night, and it creates a nearly plain voltage profile during the day. In the rest of the cases, the strategy of concentrating the EV charging during the night creates an important voltage drop in the system. It is also interesting to evaluate and quantify the voltage drop correlation with the weather and season

conditions. As it can be observed, even in the worst scenario, winter and heavy cloud day, the effect of the prosumers is not negligible.

Fig. 6 represents the load of the system measured at the substation level in different scenarios, only sunny and heavy cloud days have been depicted in the summer and winter scenarios considering all the penetration levels. It is worth to mention that only in the sunny summer scenario the increase in the penetration level has a significant impact in the load reduction during the night due to the EV chargers. This is because, only at midnights in sunny summer days do the batteries have a significant amount of energy that can be used to charge the vehicles; in the rest of the cases, the charge during the night provokes a peak power at the power transformer that cannot be mitigated, adding PV generation or energy storage in the grid, at least in the way defined by the new Spanish regulation. During the day, the effect of the penetration in all cases is clear. Obviously, it is more drastic in sunny summer days, when the system is nearly selfsufficient from 09:00 to 24:00. In heavy cloud winter days, the impact of the prosumers is only important in the interval from 10:00 to 17:00.

The graphic representation is very important to provide a first analysis of what is happening in the system. However, a very interesting quantification is presented in Table III. In this table, we provide data about the net energy and average power in different points of the network (The nodes S, A, B, and C of Fig. 4). All season, weather, and penetration levels are considered. Analyzing the data obtained at the substation level, we can observe that in this case, the consumption increases clearly during the winter days from 1454 to 1765 kWh. In the summer scenario, the energy reduction varies in a range from 10% on a heavy cloud day with 25% of penetration (with 1304 kWh) to 82% in the best case scenario (sunny with 100% penetration) with a demand of only 258 kWh at the substation level. The energy reduction varies nearly in a linear way with the level of penetration, so even in the small case of a single power transformer with 55 loads with quite different behavior, the aggregated behavior of all of them can be estimated using a linear model. Analyzing how the weather affects a specific day with the same level of penetration, we can observe, for instance, that in a sunny summer day with 25% of penetration, the energy provided to the system is 1136 kWh, and it increases only 4% if the day is cloudy and 14% if we have a heavy cloud day. These variations are nonextrapolable to other scenarios. For instance, in the same day (summer), with 100% penetration, the energy provided to the system in a sunny day is 258 kWh and on a cloudy day it increases 51%, in a heavy cloud day it increases 243% up to 887 kWh. The energy increasing proportions for a given day due to the poor weather conditions are maintained in all the points of the network (A, B, and C). The number of houses downstream points A, B, and C is, respectively, 43, 13, and 8. The behavior of the system during the winter is quite different since the energy increase due to the weather conditions is not so drastic neither in absolute nor relative terms. For instance, in a winter day, the substation provides 1765 kWh with 0% penetration and 1594 kWh with 25% penetration in a sunny day, a total reduction of around 10%. When comparing a cloudy day with a sunny day we can see that the



Fig. 7. Neutral voltage at the house placed in node 53 with different penetration levels (0%, 25%, 50%, 75% and 100%). a) Summer sunny scenario. b) Summer heavy cloud scenario. c) Winter sunny scenario. d) Winter heavy cloud scenario.

energy increase is only 3%, and comparing a heavy cloud day with a sunny day the energy increase is around 6%. With a 100% penetration level, the energy provided to the system in a sunny day is 1047 kWh, a reduction of 40%. Comparing a cloudy day with a sunny day, the energy increase is around 20%, and if we make the comparison between the heavy cloud and the sunny day, the increase is 44%. We observe that, obviously the weather affects the scenarios with high penetration levels more but the impact is much more dramatic during the summer days.

In Fig. 7, the neutral voltage in the house located in node 53 is represented for all scenarios in sunny and heavy cloud conditions. As it can be observed, the effect of increasing the prosumer's penetration over the neutral voltage is nearly negligible in heavy cloud scenarios. In the sunny scenarios, a reduction

is observed during the day (from 9:00 to 24:00 in summer and from 10:00 to 17:00 in winter). However, during the night and due to the EV charging, there is no significant neutral voltage reduction, the same effect was observed in the power analyzed in Fig. 6. Neutral voltage issues can have extraordinary importance in terminal distribution systems, the modification of the IEEE low-voltage distribution test feeder for studying this problem is a mandatory task in order to avoid the use of the Kron reduction for obtaining an equivalent 3-wire system.

#### VI. CONCLUSION AND FUTURE WORK

In this paper, it was demonstrated that the new Spanish selfconsumption regulation will have a drastic impact on the network, reducing the total demand. These kind of studies are of importance in order to estimate not only the economic impact of new regulations over the systems but also the technical impacts. As in this specific case, the conditions for simulating the different scenarios must emulate the regulatory and technical conditions of the real cases. It was demonstrated that energy savings can be higher than 80% in the best case scenario (sunny summer day) and around 12% in the worst case scenario (heavy cloud winter day) when the penetration is 100%. It has also been demonstrated that for a specific day (weather and season) the energy reduction varies linearly and is inversely proportional to the level of penetration. In the case that the EVs are charged during the night, it will be impossible to reduce the maximum power at substation level. Incentive policies to coordinate storage systems could benefit both consumers and distributors. In the short term, more studies should be conducted on more complex scenarios in order to design incentives to coordinate devices appropriately. In the mid and long term technologies, such as the peer-to-peer energy trading, will completely change the role of the prosumers within the systems. The impact studies for considering this peer-to-peer energy sharing should include not only technical variables but also social variables to model the possible behavior of the prosumers.

#### REFERENCES

- [1] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, "Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks," *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 10, no. 7, pp. 1741–1748, 2016.
- [2] R. H. Lasseter, "Microgrids," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting Conf. Proc. (Cat. No.02CH37309), Jan. 2002, vol. 1, pp. 305–308.
- [3] S. Barcellona, L. Piegari, V. Musolino, and C. Ballif, "Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants," *IET Renewable Power Gener.*, vol. 12, no. 2, pp. 135–142, 2018.
- [4] T. Morstyn, A. Teytelboym, and M. D. Mcculloch, "Bilateral contract networks for peer-to-peer energy trading," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2026–2035, Mar. 2019.
- [5] P. Siano, G. De Marco, A. Rolán, and V. Loia, "A survey and evaluation of the potentials of distributed ledger technology for peer-to-peer transactive energy exchanges in local energy markets," *IEEE Syst. J.*, pp. 1–13, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2903172.
- [6] N. Liu, M. Cheng, X. Yu, J. Zhong, and J. Lei, "Energy-sharing provider for PV prosumer clusters: A hybrid approach using stochastic programming and Stackelberg game," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 8, pp. 6740–6750, Aug. 2018.
- [7] W. Liu, J. Zhan, and C. Y. Chung, "A novel transactive energy control mechanism for collaborative networked microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 2048–2060, May 2019.

- [8] A. Pratt, D. Krishnamurthy, M. Ruth, H. Wu, M. Lunacek, and P. Vaynshenk, "Transactive home energy management systems: The impact of their proliferation on the electric grid," *IEEE Electrific. Mag.*, vol. 4, no. 4, pp. 8–14, Dec. 2016.
- [9] Q. Huang et al., "Simulation-based valuation of transactive energy systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, p. 1, 2018, doi: 10.1109/TP-WRS.2018.2838111.
- [10] B. Celik, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, "Quantifying the impact of solar photovoltaic and energy storage assets on the performance of a residential energy aggregator," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, p. 1, 2019, doi: 10.1109/TSTE.2019.2892603.
- [11] N. K. Kandasamy, K. J. Tseng, and S. Boon-Hee, "Virtual storage capacity using demand response management to overcome intermittency of solar PV generation," *IET Renewable Power Gener.*, vol. 11, no. 14, pp. 1741– 1748, 2017.
- [12] S. Riaz, H. Marzooghi, G. Verbič, A. C. Chapman, and D. J. Hill, "Generic demand model considering the impact of prosumers for future grid scenario analysis," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 819–829, Jan. 2019.
- [13] B. Turnšek, I. Papic, and B. Blažic, "Influence of self-consumption on distribution network operation: The Slovenian case," *CIRED - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1822–1826, 2017.
- [14] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. Fernão Pires, "Assessment of overvoltage mitigation techniques in low-voltage distribution networks with high penetration of photovoltaic microgeneration," *IET Renewable Power Gener*, vol. 12, no. 6, pp. 649–656, 2018.
- [15] P. A. Leicester, C. I. Goodier, and P. N. Rowley, "Probabilistic analysis of solar photovoltaic self-consumption using Bayesian network models," *IET Renewable Power Gener*, vol. 10, no. 4, pp. 448–455, 2016.
- [16] A. Rogeau, T. Barbier, R. Girard, and N. Kong, "Evolution of electrical distribution grid sizing considering self-consumption of local renewable production," *CIRED - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2275– 2278, 2017.
- [17] M. Farrokhabadi *et al.*, "Energy storage in microgrids: Compensating for generation and demand fluctuations while providing ancillary services," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 5, pp. 81–91, Sep. 2017.
- [18] U. Akram, M. Khalid, and S. Shafiq, "An improved optimal sizing methodology for future autonomous residential smart power systems," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 5986–6000, 2018.
- [19] M. Z. Degefa, H. Sæ le, J. A. Foosnaes, and E. Thorshaug, "Seasonally variant deployment of electric battery storage systems in active distribution networks," *CIRED - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1975–1979, 2017.
- [20] J. von Appen and M. Braun, "Sizing and improved grid integration of residential PV systems with heat pumps and battery storage systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, no. 1, pp. 562–571, Mar. 2019.
- [21] L. Martirano *et al.*, "Aggregation of users in a residential/commercial building managed by a building energy management system (BEMS)," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 1, pp. 26–34, Jan./Feb. 2019.
- [22] M. Ruiz-Cortes *et al.*, "Optimal charge/discharge scheduling of batteries in microgrids of prosumers," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, no. 1, pp. 468–477, Mar. 2019.
- [23] N. G. Paterakis, O. Erdinç, I. N. Pappi, A. G. Bakirtzis, and J. P. Catalao, "Coordinated operation of a neighborhood of smart households comprising electric vehicles, energy storage and distributed generation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2736–2747, Nov. 2016.
- [24] Royal Decree-Law 15/2018, October 5th. On Urgent Measures for Energy Transition and Consumer Protection, Spanish Government, 2018.
- [25] Law 24/2013 of the Electric Sector. Electrical Energy Self-Consumption, Spanish Government, 2013.
- [26] Royal Decree 900/2015, October 9th. On Regulation of the Administrative, Technical and Economic Conditions for the Supply of Electricity and Production for Self-Consumption, Spanish Government, 2015.
- [27] ADRES-CONCEPT, "EZ-IF: Development of concepts for ADRES autonomous decentralized regenerative energy systems, Project 815674. The project was funded by the Austrian Climate and Energy Fund and performed under the Program ENERGIE DER ZUKUNFT," 2010.
- [28] ASHRAE Handbook, Amer. Soc. Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Eng., Inc., Atlanta, GA, USA, 2011.
- [29] M. J. Sanjari and H. B. Gooi, "Probabilistic forecast of PV power generation based on higher order Markov chain," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2942–2952, Jul. 2017.



**Pablo Arboleya** (SM'13) received the M.Sc. and Ph.D. (with distinction) degrees, both in electrical engineering, from the University of Oviedo, Gijón, Spain, in 2001 and 2005, respectively.

He is currently an Associate Professor with the Department of Electrical Engineering, University of Oviedo and is the Gijón Smart Cities Chair at the University of Oviedo. His main research interests include micro-grid and smart-grid modeling and operation techniques, Internet of the energy applications, railway traction networks simulation, and combined

ac/dc power flow algorithms.

Dr. Arboleya is the Managing Editor for the International Journal of Electrical Power and Energy Systems.



Arpan Koirala received the master's degree under the Erasmus Mundus Master Course in Sustainable Transportation and Electrical Power Systems from the consortium of the University of Oviedo, Gijón, Spain, La Sapienza, Rome, Italy, University of Nottingham, Nottingham, U.K., and Polytechnic Institute of Coimbra, Coimbra, Portugal, in 2018. He is currently working toward the Ph.D. degree with the ESAT-ELECTA Department, Katholieke Universiteit Leuven, Energyville, Belgium.

His research interests include distribution system modeling, energy market, and high-scale integration of renewable resources.



Lucía Suarez-Ramón received the M.Sc. degree in electrical engineering from the University of Oviedo, Gijón, Spain, in 1997. She is currently working to ward the Ph.D. degree with the LEMUR Research Group, University of Oviedo.

She is the Chief of Telemanagement System Infrastructure at energias de portugal (EDP). Her main research interests include the smart operation of terminal distribution networks, network analysis and simulation, and failure detection.



**Bassam Mohamed** received the M.Sc and Ph.D. degrees from the University of Oviedo, Gijón, Spain, in 2014 and 2018, respectively.

He is now responsible for railway software development with the LEMUR Research Group. During the past years they have developed several commercial software packages for electric network analysis and simulation. His research interests include the efficient development and implementation of algorithms for power system analysis, specially those related to railway networks and unbalanced micro-grids.



**Cristina González-Morán** (SM'15) received the M.Sc. and Ph.D. degrees, both in electrical engineering, from the University of Oviedo, Gijón, Spain, in 2003 and 2010, respectively.

She is currently an Associate Professor with the Department of Electrical Engineering, University of Oviedo. She is the Coordinator of the Electrical Energy Conversion and Power Systems Master Course. Her research interests include renewable energies, distributed generation and microgrids modeling, simulation, design, and optimization.

# Non-Synthetic European Low Voltage Test System

Arpan Koirala, Lucía Suárez-Ramón, Bassam Mohamed, Pablo Arboleya Senior Member, IEEE

Abstract—The use and development of standard test systems has been critical for testing all kind of algorithms, operation procedures and planning purposes in transmission and distribution networks. With the irruption of the advance metering infrastructure based among others on smart meter technology, distribution systems suffered a drastic modernization in many regions of the world. The smart grid concept translated to the terminal distribution systems implies a drastic change of paradigm in the way these kind of systems have been planned and operated. Even when there exist several distribution test systems, most of them are synthetic and there is very few test feeder and networks representing European style distribution system. In this paper, a real comprehensive distribution test network representing a network of a typical town in Europe is presented. The model also has a provision to incorporate the smart meter data as obtained from the consumer's meter to study the distribution network states. This test network will provide the researchers a tool to work in algorithms and optimization of resources for European style distribution systems. The test network also includes the effect of neutral voltage in European style distribution network. The researchers provide together with the distribution company the raw data extracted from the GIS system and all the functions to convert the data into an OpenDSS model as well as the loads extracted from real smart meters representing 20 days.

Index Terms—Distribution system, test network, four-wire system, DSO, Smart Meters, Smart Grid.

#### I. INTRODUCTION

**D** ISTRIBUTION systems in modern times are going under a massive change with the introduction of smart meter in consumer premises and the modification in the substations. The introduction of small renewable based generation in the consumer side has now converted many consumers into prosumers. The decreasing price of the storage system and the presence of intermittent generation resources will force a change in the power distribution paradigm. The future distribution systems will be more supply-driven than the current demand-driven systems. To meet this paradigm shift in power systems, the current distribution networks should be modified to be more controllable. The Distribution System Operators (DSOs) will have a strong role in the balancing mechanism of the future terminal distribution systems. To enable the DSOs for taking an active role in power system balance, researchers should develop and test the algorithms in

Arpan Koirala is with KU Leuven ESAT/Electa & EnergyVille, Belgium. Lucía Suárez-Ramón the is Chief of Metering Infrastructure Systems at EDP (Electricidade de Portugal), Spain.

Bassam Mohamed and Pablo Arboleya (corresponding author) are with LEMUR Research Group at the Electrical Engineering Department at University of Oviedo, Spain. email: arboleyapablo@uniovi.es

This work was partially supported by the Spanish Ministry of Economy and Competitivity under grant MINECO-17-ENE2016-77919-R (CONCIALIATOR Energy conversion technologies in resilient hybrid AC/DC distribution networks), by the Government of the Principality of Asturias - Foundation for Scientific and Technical Research (FICYT) under grant FC-GRUPIN-IDI/2018/000241 (Laboratory for Enhanced Microgrid Unbalance Research (LEMUR)) and by EDP España under grant FUO-344-18 (Development of a model of an EDP electricity distribution network to be solved statically through a calculation engine based on OpenDSS and analyzed using techniques based on Visual Analytics). a realistic environment and this is one of the drivers of the development of distribution test systems.

One of the hurdles for European researchers is lack of representative feeder or network representing European style distribution systems. The majority of existing test feeders are representing the North American style distribution systems. The only available IEEE European Low Voltage Test Feeder does not clearly represent the European style of distribution network since the neutral wire is not explicitly represented [1] and many of the problems derived from load unbalances cannot be reproduced. Apart from that, it is based on a typical urbanisation scheme with single-family dwellings, when more than 80% of the European population lives in residential buildings in urban environments [2]. The need of a real European distribution system in which researchers can study the impact of new technologies is a critical task that should be urgently accomplished.

In this paper, a Real (Non-synthetic) low voltage European Test Network is presented which has 30 substations with 10290 buses and 8087 loads. The loads have time series data extracted hourly from real smart meters and 20 days are represented. All lines in terminal distribution are modeled using four wires with the neutral being grounded at transformer neutral only, according to the TT grounding scheme [3]. The LV feeders have the provision of changing their connectivity by circuit-breaker operation to modify the LV network connectivity. The size of the network and nature of the loads makes it a unique representative feeder and will provide an opportunity to develop and test different kinds of software. It also provides data for working in distribution system optimization and state estimation techniques to enable DSOs with better tools for the future distribution systems.

#### II. NEED FOR NEW EUROPEAN TEST SYSTEM

In 1991, the first set of four Distribution Test feeder was published by IEEE Test Feeder Working Group [4]. It had four North American style Distribution feeders with an unbalanced load and untransposed network. The fifth test feeder was proposed in [5] in 2001. In 2009, the requirement of new test feeders was motivated in [6] in seven different areas and consequently, new test feeders were developed. The different test feeders created to address the road-map were Neutral to Earth Voltage (NEV) Test feeder [7], 8500 Node test Feeder [8], Comprehensive Distribution Test Feeder [9] and Low Voltage Networked Test System [10]. There are other distribution test feeders representing the North American style network presented as part of EPRI's Green Circuit Project Database and PNNL Taxonomy Feeder Study [11]. The EPRI set of test feeders consist of 6 different real feeders sanitized for public use while PNNL test feeder has 24 representative radial distribution feeders prepared after statistical analysis of 575 distribution feeders. Though many works have been done in the sector of North American style distribution feeder, very limited studies have been done in the sector of European style distribution system. IEEE has only one European test feeder, the so called "European LV test feeder" [12] published in 2014 but it does not represent the European style fully apart from maintaining the base frequency of 50 Hz and LV maintained at 416 V. There are few independent works to generate test feeders representing specific regions like [13] for Western Australia, [14] for North England and [15] for Europe, but they have various limitations. The representative Western Australian feeders have 9 MV and 8 LV feeders created using a clustering algorithm to include the mean feature of distribution feeders. The representative North England feeder has 11 representative feeders to represent the different type of feeder in North England. Both of them represent individual feeders and not the combination of the feeders which limits their usage. The European Representative Network is a robust example based on the data of 79 utilities but the final network is synthetic.

#### A. Limitation of European Low Voltage Test Feeder

The inclusion of low voltage feeder at 416 V and 50 Hz makes the IEEE European LV test feeder quite near to the European style distribution grid. The per-minute time series data of load makes it suitable for studies of control and economic of the distribution system. Still, much change is required on it to represent actual European style distribution system.

1) Neutral Grounding: In test feeder, the four-wire model of the European style distribution system is reduced to a three-wire equivalent system by using Kron's reduction in Carson's equation[16]. This reduction is based on assumption that the neutral conductor is multiple grounded and the consumer neutral and earth ground is common. It assumes that the neutral current returns back to the source through the ground. This might give the actual result in case of Medium Voltage (MV) lines and system with shorter LV lines. But European TT low voltage distribution system has very long LV lines with the isolated neutral. The neutral supplied to the consumer is separated from the consumer ground. The Kron's reduction assumes that the neutral is grounded at every node and gives a wrong interpretation of the consumer end voltage. In the isolated neutral case, all the neutral current return up to the distribution substation transformer neutral where it is grounded. In this process, the current flowing through the neutral causes a voltage drop which appears as the neutral voltage which is always above the assumed 0 V neutral Voltage and becomes higher based on the distance from the substation and existing unbalances in the feeder. The voltage thus received by the consumer will be phase-to-neutral voltage instead of phase-to-ground voltage as assumed in the model.In [17], the system was modified removing the three wire equivalent and adding a more realistic four-wire system, since it was important to evaluate the neutral currents and voltage.

2) *Time series load:* The load in IEEE European is time series format with 1440 load data representing every minute of the day. The resolution in this case is acceptable since the smart meters connected through power line communication (PLC), use to give values per 15 minutes or hourly [18]. In other cases like for instance, the work presented in [19], the

data are fed into the IEEE European Low Voltage Test Feeder each second using the loads obtained from ADRES data base [20].

3) Feeder Type: The normal European LV network consists of distribution transformer of 100 to 1000 kVA in capacity. Each transformer has multiple feeders emanating from the substation and few feeders of other substation ending at that substation for the purpose of n-1 reliability. They are connected through the circuit breakers with the status of Normally Open (NO) or Normally Closed (NC). The test feeder is a single feeder connected to a transformer which has no possibility of changing the LV network structure, thus providing very limited functionality. Further, the effect of this feeder in the transformer is the effect of an individual feeder and the effect of other feeders in the same transformer has not been considered.

4) Load Type: In European LV distribution system, there are both single phase and three phase load. The three phase load can be balanced or unbalanced. Each feeder consists of 40 to 60 loads on average. The European LV test feeder consists of 55 single phase loads only. The number of loads matches with the real condition but all of them being single phase is quite unrealistic. Further, the 0.8 MVA transformer is loaded at 10% of capacity which is very low compared to the general norm of loading distribution transformer around 70% in peak load.

#### III. REAL (NON-SYNTHETIC) EUROPEAN TEST NETWORK

Test feeders and network of the distribution systems are created basically in 4 ways. The first most common way is taking the data from the real distribution network, removing the private data and sanitizing it with new easy names. The other method is clustering the several actual networks to build a synthetic network. The third method is through the manual design of the distribution network. The fourth method in use is the planners' tools based on economic and technical criteria to create a realistic distribution networks [21]. In this case, the European LV test network is generated by taking the real data of a city and sanitize it for removing the private data and redundant information in GIS data. The network model is created then in OpenDSS.

#### A. Introduction to Test Network

As discussed in the previous section, the majority of the current test feeder or networks are based on the North American style. The existing European LV test feeder is also not complete and does not represent the actual European style distribution network in terms of inclusion of neutral voltage, provision of TT grounding in substation neutral and isolated neutral of the consumer, load type, integration with smart meter data and inclusion of multiple LV feeder in a substation.

With the increasing Distributed Energy Resources (DERs) penetration in distributed network, DSOs need a tool to asses the effects of these new agents in the whole network more effectively. The development of realistic test networks is an essential task.

The basic features of the proposed network are:

• The rated voltage is 416V (phase-to-phase) and the frequency 50 Hz.



Figure 1: Single line Diagram of the European 4-wires TT low voltage terminal distribution test network

- The LV network is designed as 4-wire system with isolated neutral from consumer ground. The neutral voltage can be monitored in every bus and is grounded at substation only.
- The test network consists of 8087 loads and 30 distribution transformer representing a small town.
- The network consists of 10290 bus of which 2681 buses are monitored.
- The load data is defined as time series smart meter data for 20 days and every hour.

In the next sections, a brief description of the network and its components will be presented. The whole data set and functions will be attached to the paper as a supplementary material. It will be possible to modify the topology of the network changing the data obtained from the GIS system and then compute the OpenDSS authomatically with the functions provided by the authors.

#### B. Network Description

Fig. 1 represents the single line diagram of the proposed European distribution system test network. The red circles represent the distribution substations and the black lines represent the LV network. The MV lines are not considered in the system, rather all the substation are supplied by a single infinite source. The various components of the network are discussed below:

1) Voltage Source: The **source** is defined by the short circuit current in three phase and one phase similar to the IEEE European test feeder. The base voltage is 22 kV. All the substations are connected to single nearly infinite source.

2) *MV lines:* Virtual **MV lines** connect the source with the transformers. They are designed to have a very low resistance of  $25\mu\Omega$  to make the effect of MV lines minimum, but this value can be addepted depending on the short circuit power in the different points of the network. They are three wire system and connected to the delta side (primary) of the transformers. There are 30 such lines, one per transformer substation. They are named mv1, mv2, ... mv30 and the assigned line code is 101 with length 5 m (see Table I).

3) Distribution Transformers: There are 30 distribution transformers, all of them with the same delta-wye (grounded) configuration. The voltage rating is 22/0.420 kV and there are three differnt power ratings 100, 250 and 630kVA. The impedance of the transformer is 4% for all units. Table II contains the description of two power transformers.

4) Feeder: We define feeders as the elements that connect the transformer secondary with the circuit breaker in the substation. All **feeders** are modeled as 4-wire elements with the line code 205 (3(1x240) 1x150mm<sup>2</sup>). In the GIS data

Table I: MV lines in Test Network

MV Line name	Bus 1	Bus 2	phases	Linecode	Length (m)
mv2	Source	2	3	101	5
mv3	Source	3	3	101	5

Table II: Distribution Transformer in Test Network

DT name	[Bus1 Bus2]	Connection	KVA	kVs	XHL
TD401346	[1 31]	[Delta Wye]	630	[22 0.420]	4.0
TD400291	[2 32]	[Delta Wye]	1000	[22 0.420]	4.0

Table III: LV Feeders in Test Network

Feeder name	[Bus1 Bus2]	phase	Linecode	Length (m)
feeder1	[31 31_1]	4	205	4.340
feeder2	[31 31_2]	4	205	3.678

Table IV: Substation Circuit Breaker in Test Network

Feeder name	[Bus1 Bus2]	phase	Linecode	Length (m)
cktbk1	[31_1 2643]	4	102	0.5
cktbk2	[31_2 2644]	4	102	0.5

Table V: Load Definition in Test Network

Name	Phases	Bus	RYB	kV	kW	PF	loadshape
LOAD1	1	1233	В	0.23	1	0.95	Shape_1
LOAD7	3	1240	RYB	0.4	1	0.95	Shape_7

Table VI: Neutral Reactor Definition in Test Network

Name	Phases	Bus1	Bus2	R (Ω)	Χ (Ω)
grnd1	1	31.4	31.0	5	0.01
grnd2	1	32.4	32.0	5	0.01

we can find feeders with open and closed circuit breakers. Only the ones with the closed circuit breaker are added to the electrical model. In the case of study we have 161 feeders named as feeder1, feeder2,..., etc. (See an example of how feeders are defined in Table III).

5) Substation Circuit-breaker: Each feeder has a **circuit breaker** which connects it with LV network. Only the breakers which are closed are considered in this test network. The effective resistance of the circuit breaker is assumed to be  $25\mu\Omega$  and is represented by line element with line code 102 and length 0.5 m (See table IV). Each feeder has one circuit breaker making 161 breakers in total named as cktbk1, cktbk2, etc. The Bus 1 of the circuit breaker is connected with the feeder while Bus 2 is connected with the LV network.

6) LV Network: The LV Network connects the transformer with consumers. The LV network is modeled as set of 4-wires lines with isolated neutral. The line code for the different type of cable is presented in appendix A and the respective resistance and reactance (in  $\Omega$ ) of the cross-section is represented in appendix B. The resistance and inductance of a specific line are represented by  $4 \times 4$  matrices. In case of the matrices below (representing lines with the code 201) only the self-resistance and self-inductance has been considered.

$$Rmatrix_{201} = \begin{bmatrix} 1.23 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.23 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1.23 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1.23 \end{bmatrix}$$
(1)  
$$Xmatrix_{201} = \begin{bmatrix} 0.08 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.08 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.08 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.08 \end{bmatrix}$$
(2)

There are a total of 2490 line segments. But to define the physical coordinates of all points within a line and create a graphical topology similar to the real one, the segments are split into several parts. These segments are named as the sub-part of the main segment and only the last sub-part is named by an integer number and is monitored. Bus 2 of



Figure 2: Bus indexing representation in a substation.

the last sub-part matches with the name of the line to make monitoring easy. The names of the line segments start from 61. The first 60 integers are used to represent HV and LV sides of Distribution Transformers. Figure 2 represents the way in which the different components of the system are represented. The name in red is the name of line segments while that in black is the Bus number. The reason for this type of nomenclature is to reduce redundant buses in the test feeder for monitoring purpose [22] and for the maintenance of same bus and line number when LV configuration is changed.

7) LV Network Breakers: A special feature of these LV test system is the presence of breakers embedded in the LV network which can be operated in coordination with other breakers in the substations to change the network configuration. The effective resistance of these circuit breakers is assumed to be  $25\mu\Omega$ . The OpenDSS file only contains those breakers which are closed and they are modeled by line element with very low impedance. The breaker elements are represented as lines with name *fuse1*, *fuse2*, ...etc and their parameters are similar to the substation circuit breakers defined in Table IV.

The open breakers are commented in the OpenDSS script. If there is a change in the network produced by a switching operation of one or more breakers, the MATLAB script is developed for preparing a new OpenDSS file. The switching can be done by changing the Excel file obtained from GIS representation of the network.

8) Load: The load is defined by the number of phases, the connected phase if it is single phase load and a load shape. The neutral of the load is connected to the distribution network neutral and is different from the consumer ground. The system is designed in a way that the consumer voltage is the phase to neutral voltage instead of the phase to ground voltage. Each load is connected to load shape with data of 20 days and every hour. The load data is obtained from the actual smart meter on the consumer premises. The load is modeled as constant PQ load with P given through load shape and constant power factor of 0.95. There are 8087 loads in the test network proposed which are a combination of single phase and three phase loads. The load shape for every load is extracted from the actual smart meter data.

9) Reactor: The **reactor** component is used for grounding the distribution substation neutral. A reactor of resistance  $5\Omega$  and reactance of  $0.01\Omega$  is used in every substation in LV side for grounding the transformer neutral.

Α	В	С	D	E	F	G	Н	Ι	J	K
MSLINK	CLAVE_BDI	DES	Х	Y	MSLINK CELDA	CLAVE CELDA	CLAVE TRAFO	DES TRAFO	POT. TRAFO	NUDO CELDA TR.
65043	C000601	CT XXX	284345.89	4807588 1	65045	PO006217	TD401346	TRAFO XXX	630	3865289

Table VII: Raw File for transformer data from GIS

Table VIII: Raw File for feeder data from GIS

А	В	С	D	E	F	G	н	ľ	ľ
Mslink	Linea	Mslink CT	Clave CT	NO	NE	x	Y	EST_normal	EST_operac
775431	1	65043	C000601	3865289	108023	284346.6	4807583.8	С	C

Table IX: Raw File for Line Segment data from GIS

MslinkLongitudeTipoMslineaClave lineaNudo origenNudo destinoTipo Cable13747361Subterraneo737965412913225463BT-RZ0,6/1 KV 4*25 KA	А	В	С	D	E	F	G	Н
1374736 1 Subterraneo 73796 5 41291 3225463 BT-RZ0,6/1 KV 4*25 KA	Mslink	Longitude	Tipo	Mslinea	Clave linea	Nudo origen	Nudo destino	Tipo Cable
	1374736	1	Subterraneo	73796	5	41291	3225463	BT-RZ0,6/1 KV 4*25 KAL

	Tabl	e X	: Raw	File	for	Line	Coordinates	data	from	GIS
--	------	-----	-------	------	-----	------	-------------	------	------	-----

A	В	С	D	Е	F	G	Н
MSLINK	Longitude	Tipo	MSLINK Linea	CLAVE Linea	Orden Vertice	Х	Y
74242	34	Aereo	74239	1	0	284321.44	4807668.4

#### C. Meter and Monitors

To observe the electrical variables in the substations and LV network, the monitor models were added to the mathematical model. The monitors are divided into 3 types, **MV lines**, **feeder and LV lines** monitors. They are meant for monitoring active power, reactive power, voltage and current in the MV lines, LV feeder origin and monitored LV segments. Since the model is 4-wire, we can obtain the neutral voltage and current in a direct way. The MV network is 3-wire system with no physical neutral. The **meter** elements define the energy meter for every substation in MV side. All the LV network of a specific substation is defined in a single control zone in OpenDSS.

#### IV. MODEL GENERATION SCRIPT DESCRIPTION

The purpose of this paper is also to provide the toolbox which can convert directly the raw GIS data into an OpenDSS model with its script ready to be solved. In this section, we describe first the raw data, then the script used to convert the raw data to OpenDSS file and simple script to run power-flow analysis and post-analysis in Matlab.

#### A. Explanation of raw data [GIS\_data]

The network data obtained from GIS file obtained from Bentley GIS along with the Load data obtained from smart-meter readings forms the raw data and is saved in the folder GIS\_data. This folder has 4 types of Excel files namely: 'master.xlsx', load.xlsx', 'phase meters.xls' and fileY.xlsx'. The master.xlsx is the network raw file with six sub-files (six different sheets inside the excel book) underneath explained below:

 Transformer (CT -TRAFO): Table VII represents the raw file for the transformers. The transformers name is uniquely represented in column H which is taken as transformer name in the test network. The columns F and K represent MV and LV side of the transformer respectively. The column J represents the capacity of the transformer in kVA and columns D and E are the X and Y coordinates of the substation.

- 2) Feeder (Linea BT): The feeder data in the raw file obtained from GIS are given as shown in table VIII. This file has information of all feeders connected to the transformers with the status of the sub-station circuit breaker. The columns I and J represent the normal state and the current state of the circuit breaker. To simulate any change in the network, the current state of the circuit breaker should be changed. The symbol 'A' refers to open breaker and 'C' refers to the closed breaker<sup>1</sup>. The Column E refers to the LV side of the transformer while column F refers to the starting node for the feeder. In the OpenDSS model, the feeder and circuit-breaker are represented by line elements and is omitted if the breaker is open. Currently, since the OpenDSS engine does not have an easy interface for network reconfiguration, the excel file can be modified to produce the change in the network OpenDSS model. The important part is to detect the corresponding breaker in the network to be operated to prevent the islanding of the load or part of network.
- 3) Line Segment (Segmento BT): The line segment file has the data of all line segments in the network (Table IX). The columns F and G of this file represent the bus 1 and bus 2 of each line segment. Column B represents the length of the segment while column H is used to represent the wiry type and size. Column C represents the nature of cable, aerial or underground. The structure of this file is quite complex since the bus 1 and bus 2 are not arranged in proper order which has to be considered during indexing and model formulation.
- 4) Line Coordinates (Coordenadas Segmentos): The line segments need coordinates to be represented in a map. The line segments are not always straight, requiring more coordinate points to represent them correctly as shown in table X. These coordinates are represented by defining different lines as shown in Fig. 2 with non-integer names so that monitoring is not done for every coordinate in a segment. The column D of this file represents the line of which the coordinates belongs. Column F shows the order of the specific coordinates in

Table XI: Raw File for LV network circuit breaker data from GIS

Α	В	С	D	Е	F	G
Mslink Fusible	Х	Y	Nudo Origen	Nudo Extremo	Est. Normal	Est. Operac
80034	284481.72	4808081.4	44257	1402524	А	А

Table XII: Raw File for load curve data

С	D	Е	F	G	Н	I
Referencia	Fecha	Dia	Estacion	Activa E	Activa S	Reactica1
SAG0145432047	2/26/2018 1:00	2/26/2018 0:00	W	64.505	0	7.39

Table XIII: Raw File for LV network links with the loads

Α	В	С	D	E	F
Mslink	Clave BDI	Nudo Orig	Nudo Dest	Х	Y
1220006	15152501	954350	3790730	284846.86	4807846.4

Table XIV: Raw File for smart meter in the network

A	R	S	Т	
Referencia	Acometidas	Linea	Clave Ct	
SAG0145432047	36767901	2	C000601	

Table XV: Raw File for phase of smart meter

A	В	С	D	E	F
ID	Fase (phase)	Linea	Mediada	Ultimo Estado	Ct
SAG0145432047	R	TF1CB	OK	Active	CT002051

the segment and columns G and H are the X and Y coordinates to represent the line segment.

- 5) **Circuit Breakers (Fusible)**: The circuit breakers represent the breakers in the LV network and the snapshot of the raw file obtained from GIS system is shown in table XI. The file has details of Bus 1 and Bus 2 in column D and E respectively. The column F and G represents the normal status and current status of the circuit breaker. To change the network configuration the current status of the breaker should be changed. As in previous circuit breakers, C represent NC and A represents NO status. This file also forms links between sub-networks separated by the breakers during the indexing.
- 6) Load Connection Points (Acometidas): This is the raw file linking the network with the load as shown in table XIII. All loads are connected through the load connection point (*Acomedita*) shown in column D, while the bus in column C is the bus in the network. For simplicity, the load is assumed to connect directly in the network, instead of the load connection points in the simulations. The file also has coordinates of those load connection point on column E and F.

The second excel file in GIS\_data is 'load.xlsx' and the data format is shown in table XIV. The file has unique smart-meter number in column A and the load connection point on column R. Column S determine the transformer to which the smart meter is connected in normal operation. The third excel file is 'phase meters.xls' and has the data of the phases in which the smart meter is connected. The phase data was colleced from the field verification of results obtained from PLC communication. As shown in table XV, column A is the unique ID of smart meter and column B is the phase in which it is connected. The R, S and T in column B indicates phase A, B, and C respectively for single-phase load, while RST represents 3 phase loads. The fourth file/files are 'fileY.xlsx', where Y=1,2,3,... depending upon the load data. These files have the hourly load data obtained from smart meter. As shown in table XII, column C represents unique Id for smart meter and column G is the active power obtained for that meter. Column D represents the date and time of the load consumed and column E is the day and time in which the load data is fetched. The load data are sometimes not complete for few meters due to communication problems or change in meter due to a failure detection. Column I has the reactive power of the load but, it is neglected in current model since a constant power factor is used but it could be incorporated. The other columns are not used in current model and hence not explained.

The network data files obtained from the real GIS system and the advance metering infrastructure system can be extracted and converted into the OpenDSS format for power flow calculations using the next functions (also provided as additional material). The two matlab commands used for creating the OpenDSS file are A\_MakeNet.m and B\_MakeLoad.

#### B. Conversion module for network

'A\_MakeNet.m' is used prepare OpenDSS file and save it in folder 'RunDss'. The functions used are briefly discussed below:

- ReadGis.m: This function is meant for extracting data from the excel file in MATLAB. The function has three variables, 'file\_master' (Network file), 'file\_load' (Smart Meter File) and 'file\_phase' (Load Phase File) to give the file name of the raw file. These files pointers are used to access those excel files and their sub-files.
- 2) linecode.m: This function creates the linecode.txt file which contains linecode of all type of lines described in Line Segments. The line code is generated in  $4 \times 4$  format primary impedance matrix with no mutual impedance.
- 3) bus\_cord\_modified.m: is used for indexing the bus name. Then indexing rules were as shown in figure 2. This code is run twice, before and after seg\_crazy.m. The second run is for equalizing the line name and Bus 2 name for easy monitoring.
- Seg\_crazy.m: This function is meant for re-arranging the wrongly placed bus. It reshuffles the origin and destination buses in line segments where it is wrong.
- 5) bus\_cord\_indexed.m: generates the bus coordinates of all the LV buses based on the coordinates in the raw data file and the name according to the new indexing.

- 6) source\_ind.m: is to generate the virtual MV lines in the model.
- 7) line\_indexed.m: This file is meant for generating LV line details including the substation breaker and LV feeder. At the same time, it also generates monitor file for each feeder at the substation and all buses in the LV network.
- 8) fuse\_indexed.m: This function creates the file for all circuit breakers that are not located at the transformers but embedded in the LV network.
- 9) reactor\_neutral.m: This file generates circuit objects used in the neutral grounding.
- 10) transformer\_indexed.m: This function generates the OpenDSS file for transformer components.
- 11) energymeter.m: defines an energy-meter element file for OpenDSS for every MV line of each transformer.
- 12) load\_indexed.m: This function generates an OpenDSS file for the load element of the network.This function is optional and not included in usual routine. Specific guidelines to use this function is discussed in appendix C.

#### C. Conversion Module for load shape

'B\_MakeLoad.m' is used to create the load-shape file from the smartmeter data extracted in file1, file2, etc. The different functions used for load shape extraction are the next ones:

- save\_loadshape.m: This function saves the extracted load-shape file in csv format for OpenDSS module and saved in /RunDss/day\_20\_profile.
- loadshape\_ind.m: It generates an OpenDSS file to link the Load element with the Loadshape. It gives the file name and location of respective loadshape. It has also provision for changing number of load points in load shape.
- loadshapeextraction.m: This file checks the smart meter data file and stores it in a vector [shape] according to the indexing rule of load in network extraction module.

#### V. POWER FLOW RESULTS

The OpenDSS code thus generated from raw-data is stored in folder /RunDss. The file 'Master.dss' is a default file and is also available in /RunMat/SrcDss.

Power flow simulation can now be done by running (C\_Run.m in MATLAB. It makes use of COM interface to do powerflow simulation in OpenDSS engine and stores the final result in /mat/bus.mat.

The model is designed to monitor the active and reactive power, voltage and current at segment level, feeder level, MV lines (Transformer level) and Network level.

#### A. Transformer monitoring

Fig. 3 shows the aggregated active and reactive power flow result of the virtual MV lines connected to transformer 13 for the 20 days. The top plot in the Fig. 4 shows the phase



Figure 3: Aggregated power results of Transformer 13 for 20 days

voltage of the MV side of transformer 13 for day-one in per hour basis and the bottom plot is the aggregated hourly power in the transformer 13 in day-one.



Figure 4: Voltage and power of transformer 13 for 1 day

#### B. LV segment, feeder and network monitoring

Fig. 5 represents the output of power flow solution in bus 2113 of the LV network for 20 days. Unlike MV lines, LV lines are 4-wire elements and neutral current and voltage can also be monitored. A separate representation of neutral current and neutral voltage is given. Fig. 6 where we can observe phase-to-ground, phase-to-neutral and neutral-to-ground voltages in bus 2113 during the first day of the study. Most of the previous test networks neglect the neutral or use three-wire equivalents, but in unbalanced European LV networks with TT grounding, neutral voltage plays an important role in consumer voltage. The similar concept is used for feeder monitoring, in which the first bus of the feeder is monitored. Fig. 7 represents the aggregate power in whole network in 24 hrs in day-1. Similarly reactive power can be also monitored.





Figure 6: LV voltages of bus 2113 for 1 day

#### VI. CONCLUSION

The present paper provides all the required data for simulating a large European style LV distribution network with 4-wire lines and TT grounding system. The authors presented the raw data extracted from a real GIS system of an electrical company and provide all the tools for analysing



Figure 7: Aggregate power of the whole network for 1 day

the raw data and transforming them into a suitable OpenDSS model. There is no such set of data and test system in the literature since all of the previous standards are synthetic or contain simplifications that make them not very representative of the European networks. Together with the description of the network, it is also provided the real data on more than 8000 smart meters during 20 days. The whole set constitute a non-synthetic standard test system than may help researchers to make studies like power flow and state estimation studies, test algorithms, asses the impact of distribution generation, prosumers and electric vehicles, planning and monitoring studies, etc. The data provided contain the conventional configuration of the network, however a set of nearly 200 fuses and breakers allow the users to test other configurations.

#### Appendix A

#### DIFFERENT LINE TYPE AND LINE CODE

Table XVI shows the various lines with their respective line codes.

Table XVI: Line Code for Different types of Lines used along with Circuit Breaker

LV Cable Type	Aerial	Undergroun
BT - MANGUERA	201	301
BT - RV 0,6/1 KV 2*16 KAL	202	302
BT - RV 0,6/1 KV 2*25 KAL	203	303
BT - RV 0,6/1 KV 3(1*150 KAL) + 1*95 KAL	204	304
BT - RV 0,6/1 KV 3(1*240 KAL) + 1*150 KAL	205	305
BT - RV 0,6/1 KV 3(1*240 KAL) + 1*95 KAL	206	306
BT - RV 0,6/1 KV 4*25 KAL	207	307
BT - RV 0,6/1 KV 4*50 KAL	208	308
BT - RV 0,6/1 KV 4*95 KAL	209	309
BT - RX 0,6/1 KV 2*16 Cu	210	310
BT - RX 0,6/1 KV 2*2 Cu	211	311
BT - RX 0,6/1 KV 2*4 Cu	212	312
BT - RX 0,6/1 KV 2*6 Cu	213	313
BT - RZ 0,6/1 KV 2*16 AL	214	314
BT - RZ 0,6/1 KV 3*150 AL/80 ALM	215	315
BT - RZ 0,6/1 KV 3*150 AL/95 ALM	216	316
BT - RZ 0,6/1 KV 3*25 AL/54,6 ALM	217	317
BT - RZ 0,6/1 KV 3*35 AL/54,6 ALM	218	318
BT - RZ 0,6/1 KV 3*50 AL/54,6 ALM	219	319
BT - RZ 0,6/1 KV 3*70 ALM/54,6 AL	220	320
BT - RZ 0,6/1 KV 3*95 AL/54,6 ALM	221	321
BT - RZ 0,6/1 KV 4*16 AL	222	322
BT - Desconocido BT	250	350
HV Line 101	-	
LV Circuit Breaker 102	-	

#### APPENDIX B Resistance and Impedance of Cross Section

Table XVII represents the resistance and reactance (in  $\Omega/km$ ) of different line codes used in the test network.

Table XVII: Resistance and Reactance (in  $\Omega/km$ )

Cross-section	R(Aerial)	X(A)	R(UG)	X(UG)
2 mm Cu	9.9	0.075	9.9	0.075
4 mm Cu	4.95	0.075	4.95	0.075
6 mm Cu	3.30	0.075	3.30	0.075
16 mm CU	1.23	0.08	1.23	0.08
16 mm Al	2.14	0.09	2.14	0.09
25 mm Cu	1.34	0.097	1.538	0.095
35 mm Al	0.907	0.095	0.907	0.095
50 mm Al	0.718	0.093	0.718	0.093
54.6 mm Al	0.658	0.09	0.658	0.09
70 mm AL	0.454	0.091	0.515	0.085
80 mm Al	0.39	0.090	0.450	0.084
95 mm Al	0.3587	0.089	0.410	0.083
150 mm Al	0.231	0.085	0.264	0.082
240 mm Al	0.160	0.079	0.160	0.079
Desconcido	0.210	0.075	0.21	0.075

#### APPENDIX C

#### MANUAL INTERVENTION IN LOAD\_INDEXED

The two specific loads has to be commented in file /RunDSS/Load\_indexed.txt so that power flow in OpenDSS runs perfectly. The load to be commented are

'Load7990' and 'Load8070'. This is due to some issues with raw data in GIS, most likeky a communication failure. A correction is already included in folder /RunMat/SrcDss.

#### ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to than EDP Group for their support during the development of this research, specially to Oscar Álvarez Pérez and José Manuel Carou Álvarez, without their constant support unraveling the raw data coming from GIS system, this work wouldn't have been possible.

#### DATA AVAILABILITY

Datasets related to this article can be found at http://dx.doi.org/10.17632/685vgp64sm.1, an open-source online data repository hosted at Mendeley Data [23].

#### REFERENCES

- [1] "IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's Distribution Test Feeder Working Group." [Online]. Available: http://sites.ieee.org/ pes-testfeeders/resources/
- [2] European Statistical Office (EUROSTAT), "Urban Europe statistics on cities, towns and suburbs executive summary," 2014.
- [3] The European Committee for Electrotechincal Standardization, (CENELEC), "standards series hd 60364 - low voltage electrical installations," 2014.
- [4] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 975–985, 1991.
- [5] —, "Radial distribution test feeders," in 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings, vol. 2, 2001, pp. 908–912 vol.2.
- [6] R. C. Dugan, W. H. Kersting, S. Carneiro, R. F. Arritt, and T. E. McDermott, "Roadmap for the IEEE PES test feeders," in 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009, pp. 1–4.
- [7] W. G. Sunderman, R. C. Dugan, and D. S. Dorr, "The neutral-to-earth voltage (NEV) test case and distribution system analysis," in 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, pp. 1–6.
- [8] R. F. Arritt and R. C. Dugan, "The IEEE 8500-node test feeder," in *IEEE PES T D 2010*, 2010, pp. 1–6.
- [9] W. H. Kersting, "A comprehensive distribution test feeder," in *IEEE PES T&D 2010*, April 2010, pp. 1–4.
- [10] K. Schneider, P. Phanivong, and J. S. Lacroix, "IEEE 342-node low voltage networked test system," in 2014 IEEE PES General Meeting — Conference Exposition, 2014, pp. 1–5.
- [11] K. P. Schneider, Y. Chen, D. Engle, and D. Chassin, "A taxonomy of north american radial distribution feeders," in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1–6.
- [12] IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, "IEEE PES distribution systems analysis subcommittee

radial test feeders." 2016. [Online]. Available: http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/

- [13] Y. Li and P. J. Wolfs, "Taxonomic description for western australian distribution medium-voltage and low-voltage feeders," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 8, no. 1, pp. 104–113, 2014.
- [14] V. Rigoni, L. F. Ochoa, G. Chicco, A. Navarro-Espinosa, and T. Gozel, "Representative residential LV feeders: A case study for the north west of England," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 348– 360, 2016.
- [15] C. Mateo, G. Prettico, T. Gómez, R. Cossent, F. Gangale, P. Frías, and G. Fulli, "European representative electricity distribution networks," *International Journal* of Electrical Power Energy Systems, vol. 99, pp. 273 – 280, 2018.
- [16] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, ser. 3rd ed. New York NY: CRC Press, 2012.
- [17] P. Arboleya, A. Koirala, L. Suárez-Ramón, B. Mohamed, and C. González-Morán, "Impact evaluation of the new self-consumption spanish scenario on the low voltage terminal distribution network," *IEEE Transactions on Industry Applications*, pp. 1–1, 2019.
- [18] A. Sendin, T. Arzuaga, I. Urrutia, I. Berganza, A. Fernandez, L. Marron, A. Llano, and A. Arzuaga, "Adaptation of powerline communications-based smart metering deployments to the requirements of smart grids," *Energies*, vol. 8, no. 12, pp. 13481–13507, 2015.
- [19] P. Arboleya, "State estimation in low voltage networks using smart meters: Statistical analysis of the errors," in 2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM), Aug 2018, pp. 1–5.
- [20] ADRES-CONCEPT, "(EZ-IF: Development of concepts for ADRES autonomous decentralized regenerative energy systems, project no. 815674). the project was funded by the austrian climate and energy fund and performed under the program ENERGIE DER ZUKUNFT." 2010.
- [21] F. E. Postigo Marcos, C. Mateo Domingo, T. Gómez San Román, B. Palmintier, B.-M. Hodge, V. Krishnan, F. de Cuadra García, and B. Mather, "A review of power distribution test feeders in the united states and the need for synthetic representative networks," *Energies*, vol. 10, no. 11, 2017.
- [22] A. Prostejovsky, O. Gehrke, M. Marinelli, and M. Uslar, "Reduction of topological connectivity information in electric power grids," in 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2016, pp. 1–6.
- [23] P. Arboleya, A. Koirala, L. Suárez-Ramón, and B. Mohamed, "Non-synthetic european low voltage test system," http://dx.doi.org/10.17632/685vgp64sm.1.









Arpan Koirala received his Master degree (2018) in Erasmus Mundus Master Course in Sustainable Transportation and Electrical Power Systems from consortium of University of Oviedo, Spain, La Sapienza, Rome, University of Nottingham, UK and Polytechnic Institute of Coimbra. He is currently pursuing his PhD degree from ESAT-ELECTA department of KU Leuven situated in Energyville, Genk. His areas of interest are distribution system modeling, energy market and high scale integration of renewable resources.

Lucía Suarez-Ramón received the M.Sc. degree in Electrical Engineering from the University of Oviedo, Gijón, Spain, in 1997. Nowadays, she works as Chief of Telemanagement System Infrastructure at EDP and she is pursuing her PhD. at LEMUR Research Group at University of Oviedo. Her main research interests have to do with the smart operation of terminal distribution networks, networks analysis and simulation and failures detection.

**Bassam Mohamed** received the M.Sc and Ph.D. degrees from the University of Oviedo, Gijón, Spain, in 2014 and 2018 respectively. He is now responsible of railway software development at LEMUR Research Group. His field of expertise has to do with the efficient development and implementation of algorithms for power systems analysis, specially those related to railway networks and unbalanced micro-grids. During the last years we developed several commercial software packages for electric network analysis and simulation.

Pablo Arboleya (SM'13) received the M.Sc. and Ph.D. (with distinction) degrees from the University of Oviedo, Gijón, Spain, in 2001 and 2005, respectively, both in Electrical Engineering. Nowadays, he works as Associate Professor in the Department of Electrical Engineering at the University of Oviedo, he is Managing Editor of the ELSEVIER's International Journal of Electrical Power & Energy Systems and holder of the Gijón Smart Cities Chair at the University of Oviedo.

the micro-grid and smart-grid modeling and operation techniques, Energy Internet applications and railway traction networks modelling and simulation. Contents lists available at ScienceDirect



International Journal of Electrical Power and Energy Systems

journal homepage: www.elsevier.com/locate/ijepes



# A set of Non-Synthetic test systems of European LV Rural, LV urban and hybrid MV/LV industrial distribution networks

Check for updates

Tarikua Taye<sup>a</sup>, Bassam Mohamed<sup>a</sup>, Lućia Suarez-Ramon<sup>c</sup>, Pablo Arboleyá<sup>b,\*</sup>

<sup>a</sup> Plexigrid R&D Department, Spain

<sup>b</sup> LEMUR Research Group at University of Oviedo, Spain

<sup>c</sup> E-REDES (EDP Group), Spain

#### ARTICLE INFO

Keywords: Distribution grid European test feeder Industrial grid urban grid rural grid Real test feeder

#### ABSTRACT

The process of electrification and digitalisation that the electricity distribution sector is currently undergoing is a true revolution, imposing more changes in recent years than in dozens of previous years. The electrification process involves the deployment of more and more so-called flexible devices in the distribution network, such as electric vehicles, heat pumps, photovoltaic systems with or without electrical storage. Electrification will bring obvious benefits such as decarbonisation of the energy system and reduction of dependence on fossil fuels, but it is also true that it will put the distribution grid under stress never seen before. The introduction of digital twins for the real-time management of distribution networks, the precise calculation of hosting capacity at each point of the network, the analysis of safety in protections, etc., is already a reality even in low-voltage networks. Some of these methodologies involve the use of precise mathematical models of distribution networks, and this is precisely what is presented in this article. A set of 3 test networks of European type networks, generated with real data representing a 100% urban low voltage distribution system, a 100% rural low voltage distribution system and a mixed medium/low voltage system representing a network in an industrial/commercial environment. As part of the work, OpenDSS models of these networks are attached, which can be of great value to the research community in many types of studies.

#### 1. Introduction

NOWADAYS, for enhancing the intelligent capability of the distribution system, the grid is in the transformation from traditional grid to a smart grid. This helps to utilize the new emerging technologies in an efficient and more reliable way. Distribution generation, heat pumps, electric vehicles and other flexible loads and generators are the main components that are penetrating the existing grid in a high proliferation. To overcome the challenges of the grid, various types of analysis, algorithms, and tools are necessary. Hence, the development and research community requires to have several test feeder networks in order to make further analysis and test different algorithms as well as tools [1,2].

There are different types of test feeders that are available for the public. Mainly, four methods are used to develop a test feeder network. Using a real network neglecting the private data is the first method while the second method follows the clustering technique. The others, manual design, and planning tools are the third and fourth methods, respectively, which are not frequently used [1]. The majority of the existing

test systems are developed using the clustering method. Since 1991 IEEE develops various test systems [3-8]. Also, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) which is one of the Department of Energy national laboratories in the United States, developed a set of 24 taxonomy test feeders in order to study the impact of smart grid technologies penetration and to be able to identify the degree of consequence on the overall electricity system. The laboratory considers the parametric variation due to the difference in topology during the development of the test networks using a clustering algorithm, that represents several physical networks in various regions of the United States [9]. On the other hand, [10] and [11] are six additional test feeder networks published by the Electrical Power Research Institution (EPRI) in which the former three models are for mitigation of the same impediment and the latter three models are for a power flow test. Later, Pacific Gas and Electric Company (PG & E) modelled 12 test feeders [12] through clustering techniques with various types. [13] is another low voltage distribution network in North America that was developed by CIGRE Task Force (TF) C6.04.02 for quality evaluation of distribution

\* Corresponding author. *E-mail address:* arboleyapablo@uniovi.es (P. Arboleyá).

https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2024.109941

Received 16 November 2023; Received in revised form 27 January 2024; Accepted 11 March 2024 Available online 15 March 2024 0142-0615/© 2024 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the C

0142-0615/© 2024 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC license (http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

generation resources integration methods. Also, [14] is developed as an agent-based network that comprises several models such as rooftop photovoltaic systems and plugin electric vehicles to study the impact of smart grid market designs on the grid while [15] is developed for power protection system analysis that consists of a real wind turbine connected to 12.47 kV feeder. Despite the advantage of having all those test feeders, they have limitations of design as targeting only a single problem, lacking topological data, only considering a single feeder, lack of time series data, and being small in size. In addition, all the previously mentioned test cases are developed for the United States and thus can not be representative of European and other countries due to geographical/topological and layout differences.

In the northern part of England, eleven test feeder networks which represent low voltage distribution networks were developed to understand the impact of low carbon technologies [16]. Recently, a test network that integrates the transmission with the distribution system is modeled in order to pave the way for coordination of the transmission system operator with the distribution system operator for future smart grid management [17]. Among the distribution models, it utilized one of the generic models from the benchmark of generic distribution systems of the United Kingdom [18], which is developed for green technologies impact study [19], in the distribution part of the model network. Also, it is used for optimal power flow and violation analysis. In Australia, a set of 19 test feeders were developed as presented in [20] by using enormous data that comes from different companies in Australia's national feeder taxonomy study. Later, for the Western part of Australia, a test feeder network which has nine medium voltage with eight low voltage feeders is developed from 204 and 8,858 medium and low voltage physical networks, respectively, by using clustering technique and discriminant analysis with only a few parameters [21].

In Europe, [22] was the first small-scale representative test feeder that modelled for low voltage distribution networks. But it neglects to consider, the grounding of the neutral is only at the distribution transformer, which indicates the isolation of the neutral line from customer ground. [23] is another comparatively better representative of the European network that contains nine models for the purpose of distribution system analysis. They are large-scale and feeder-type networks that include high to low-voltage system, however, the network is considered as three phase balanced system which contrast with reality. Later, [24] published in Spain as the real representative of the European network makes it the first non-synthetic European test feeder. This model was developed with real data and taking into account unbalance of the low voltage system with the purpose of testing different smart grid integration, and economic and technical studies. The only limitation of this model is only addressing the low voltage part of the distribution network. Recently, one hybrid European network that integrates the low voltage with medium voltage network [25] is developed as a test bed to aid the analysis of distribution systems on a large scale. As explained in [25], there is no any integrated unbalanced European test feeder. Despite addressing the gap as a primary work, it is not a fully real network.

So far, all the existing publicly available test feeder networks are not representing 100 % the exact European network and are developed synthetically except [24] and partially [25]. However, [24] consists only of a small scale low voltage network part rural, part urban, which does not represent a real 100 % urban infrastructure. Despite these experiences, it is possible to firmly state that there is still a lack of real European test feeders which developed non-synthetically and also simultaneously integrating the low voltage with medium voltage network. Hence, in this paper, three different new test feeders are proposed using real data that comes from an electricity distribution company. The first one is a fully European integrated test feeder network that has industrial and commercial loads and combines medium and low voltage levels. The other two are addressing mainly low-voltage rural and urban area networks, with a real representation of European networks. With these 3 new test networks, the authors complete the set of test feeders adding to the hybrid rural/urban feeder presented in [24] three new sets representing a pure urban low voltage test network, a pure rural low voltage test network and a medium/low voltage integrated industrial/commercial network.

This paper is structured as follows. In Section II methodology and features of the networks are presented. Following that, analysing the raw data, modelling of components, and introduction of the networks are elaborated in Section III. This section is of great value to researchers because they can get an idea of the state in which raw data is usually found in utilities and the work of fitting, filtering, cleaning, and preprocessing needed to transform it into real mathematical models. In section IV, Simulation of the model results are discussed. Finally, the major conclusion is drawn in Section V. Together with the paper, the authors uploaded the OpenDSS models of the three proposed test feeders.

#### 2. Methodology

In the existing test feeders, among the number of limitations, the lack of time series data is the main issue together with no realistic topological data. Hence, in this model, time series data is collected from real advanced metering infrastructure, and topological data is obtained from the geographical information system of a distribution company distribution systems together with. The electricity distributor E-REDES Spain from EDP group, provides the main data of the three different networks, one low voltage rural grid, one urban low voltage grid and one industrial network combining low and medium voltage.

In advance to start modelling, analyzing, and processing the data that comes from GIS, smart meter, and secondary data concentrator is the primary step. Writing an algorithm to process the data will be followed. MATLAB and OpenDSS are the main software to write the algorithm and run the simulation. The majority of test feeders used Kron's reduction for line models, which considers the neutral line is multiple grounded [26]. Unlike, most of the publicly available test cases, in this model, a matrix (4x4) is used to model low voltage distribution lines of the network in order to consider the neutral line. As the neutral ground is ungrounded neutral or isolated from customer ground in Europe, the consideration makes the network represent the exact European style. The main model of each component will be explained in detail in the later section.

There are four methods of modeling of test feeder cases, as explained in the introductory section. For this model, the technique that uses real data of the network to develop the test case is followed. According to the method, in order to utilize the obtained data, there are some steps to process the available raw data. In the following section, data from the networks and their visualization will be described.

#### 3. Data and model of the network

#### 3.1. Data structure

The utility of electricity company uses PLC (Power Line Communication) in order to collect information from smart meters in low voltage. In these specific cases, the collected data have one-hour intervals. In order to understand better the advance metering infrastructure deployed in the network and how is organized the reader can check the reference [27].

In general, there are three main Excel sheets of raw data that bring the overall network information for the transformer, low voltage network, and medium voltage network in the case in which the medium voltage network is also included. Another Excel sheet contains load consumption for two weeks, collected from the smart meter and secondary concentrator in power transformers. These raw data are namely.

Transformer.xlsx, Low\_Voltage.xlsx, Load.xlsx and Medium\_Voltage. xlsx. The short description of names found in each raw data is illustrated in Table 1 for clear understanding.

#### Table 1

Short description of table names.

N.o.	Data Table Name	Description
1	MV Segment	Medium voltage segments
	MV Seg Coordinates	Medium voltage segment coordinates
	Seg CT Relation	Segment with transformer relation
	CT Coordinates	Transformer coordinates
2	Transformer	Transformer list
3	CT LV	Transformer of low voltage network
	Terminal	Terminal list
	Fuse	Fuse list
	LV Segment	Low voltage segment
	Conn Box	Connection box list
4	Load Profile	Load profile list

The raw data contains main essential and inessential content with some missing important data. For instance, from a topological perspective, information that implies the relation of some components is missed. Hence, mainly gaps in connections between transformers and corresponding lines, and between line segments were detected. In order to smooth out such limitations in the raw data, proximity approaches are implemented. As an example, the disconnections between lines and transformers are indicated in Fig. 1a using dark gray (medium voltage) lines with gray balls as transformers at specific parts of the network. Likewise, gaps within line segments are illustrated in Fig. 2a. Following the fix with proximity approach, their connectivity after adding switches which are depicted using red lines are illustrated in Fig. 1b and Fig. 2b, correspondingly.

#### 3.2. Model of network component

After, formatting and reviewing the whole data, it is necessary to process the raw data, in this case the authors used MATLAB to develop the essential models for the overall network that will be simulated in OpenDSS software, later. Since the integrated test network comprises both low voltage and medium voltage networks, all the after-going examples to illustrate the developed models in general for all networks including rural and urban areas are taken from it. The developed models in general are presented as follows:

1) *Line Code Model:* It is a model that describes the type of lines using a unique code according to OpenDSS format. Since the network is integrated there are two separate line code models one for medium voltage and the other for low voltage lines as depicted in Listing 1 first and second rows, respectively. Equivalency matrix is used to model the lines hence, 3x3 equivalency matrix is used for three wiring and 4x4 is used for four wiring systems as shown in Listing 1 for the first two line codes 101 and 201 impedance matrices, respectively. In a real scenario in Europe, the unbalanced case is existing in the low voltage network. Therefore, the unbalanced current effect should be considered in any study or analysis. As a result, as it is observed in Listing 1 s row, the neutral conductor phases are included using four-wire primitive impedance matrix modeling which is depicted in Equation (1) that derived from line model presented in Fig. 3.









International Journal of Electrical Power and Energy Systems 158 (2024) 109941



Fig. 2. Gap within line segments.

$$[Z_{prim}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ab} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nb} & Z_{nm} \end{bmatrix} \omega/mile$$
(1)

- 2) *Line Model:* It is developed for segments of lines with details such as length, source, and destination buses, including the associated unique lines of code which developed previously in the line code model. Sample line models for both medium and low voltage lines are illustrated in Listing 1.3 and Listing 1.4, respectively.
- 3) Segment Circuit Breaker (Seg CB) Model: It consists of a model of circuit breakers that connect the end bus of the medium voltage feeder lines to the common bus, where the delta side of the transformer is connected. Mainly, the existence of circuit breakers is significantly important as it enables reconfiguration and brings flexibility to the network. Also, the sample of the model is presented in Listing 2.
- 4) Transformer Model: Under transformer model power rating, connection type of winding and source as well as destination buses are presented which is important during simulation analysis on OpenDSS software. There are 159 transformers in whole networks associated with utility companies those are service transformers that step down 22 kV to 0.4 kV as the sample model illustrates in Listing 3. In the sample model, the secondary side of the transformer is wye connected and the neutral line of the customer is grounded only at the distribution transformer as shown in Fig. 3. Since all distribution transformers are two-winding (primary and secondary), the xhl parameter is used to model the transformers. It is a short circuit leakage reactance seen from the primary to secondary side in percentage, and four percent is taken.
- 5) *Terminal Model:* It is a model of terminal switches which connect the secondary winding of the transformer to the starting bus of the low voltage line segment. As presented in Listing 4.1, buses that are connected through the particular switch are expressed with the status of the switch and the number of phases as well.
- 6) *Fuse Model:* The fuse model expresses their status and, starting and ending buses which are connected through the corresponding fuses as depicted in Listing 4.2.
- 7) *Load Model:* Load model presented for both medium and low voltage networks as shown in Listing 5.1 and Listing 5.2, respectively. All loads are modelled as constant active and reactive power. In the model, buses are included to identify through which end, the load is supplied. Since each load has a time series load profile, the associated load shape is depicted in the model. Also, the rating voltage is included to indicate medium voltage loads working with 22 kV whereas low voltage loads with 0.4 kV.
- 8) *Load Shape Model:* It is developed for all loads of the overall network as a sample presented in Listing 5.3 for medium voltage loads, while in Listing 5.4 for low voltage loads. As clearly observed in both sample models, their consumption is recorded every 60 min interval. Despite the fact that the load profile is recorded for a month which is 744 instants, there are some fluctuations in some load profiles which is considered during



Fig. 3. Three phase line model with LV side transformer.

simulation. Furthermore, the file directory of their particular load profile curve is indicated in the model.

- 9) Monitor Model: During simulation of the network, it is important to read the consumption of loads in the network, thus placing monitors in the network is mandatory. Thereby, a monitor model is developed to allocate them in the network as presented in Listing 6.1 besides another model is developed to export the reading of monitors as shown in Listing 6.2. Moreover, to read the total injected power of distribution transformers, additional monitors are placed in the secondary side of transformers as depicted in Listing 6.3 and exported the result using the model illustrated in Listing 6.4.
- 10) *Voltage Source*: The voltage source is used as the major source that feeds the main three medium voltage feeders in case of integrated network or service transformers in rural and urban area networks case to supply the overall network and its base voltage is 22 kV.

#### 3.3. Network description

1) Integrated MV-LV with industrial loads: The network is composed of medium and low voltage distribution networks, particularly supplying industrial loads. Here the features of the network are presented. The basic characteristics of the network:

- Phase to Phase rated voltages are 400 V and 22 kV for low voltage and medium voltage, respectively.
- Medium voltage lines are modelled as three wire system, whereas low voltage lines are modelled as four wire system that indicates the neutral is grounded at the distribution substation.
- In total there are 2888 nodes, 777 buses, and 556 lines.
- It addresses 165 low voltage and 26 medium voltage industrial customers.
- The load data of those customers are recorded on hourly bases for 744 h using smart meters.
- There are 22 distribution transformers, those step down 22 kV into 0.4 kV.

2) Rural area network: This network is a low voltage distribution network specifically associated with rural area networks with different types of loads. The basic characteristics of the network:

- Phase to Phase rated voltages are 400 V for low voltage. Low voltage lines are modelled as four wires system that indicates the neutral is grounded at the distribution substation.
- In total there are 18,599 nodes, 4650 buses, and 4291 lines.
- It addresses 2731 low voltage customers with both single and three phase systems.
- The load data of those customers are recorded on hourly bases for 168 h using smart meters.

• There are 68 distribution transformers, those step down 22 kV into 0.4 kV.

*3) Urban area network:* This network is a low voltage distribution network particularly associated with urban area networks with different types of loads.

- Phase to Phase rated voltages are 400 V for low voltage. Low voltage lines modelled as four wire system that indicates the neutral is grounded at the distribution substation.
- In total there are 26,951 nodes, 6738 buses, and 5905 lines.
- It addresses 35,297 low voltage customers with both single and three phase systems.
- The load data of those customers are recorded on hourly bases for a day using smart meters and 24-hour is considered in the simulation.
- There are 68 distribution transformers, those step down 22 kV into 0.4 kV.

The overall summary of three networks is summarised in Table 2.

From the GIS data, visualization of the network is done for each network. Fig. 4 is a single line representation of an integrated network structure. The medium voltage network indicated using red, blue, and orange colors to differentiate the three main feeder lines with their low voltage part coverage. In contrast, the green color indicates the low voltage part of the network. Also in the low voltage part as a sample, the concentrated low voltage end lines for load connection purposes are observed in the magnified ring shape as shown in Fig. 4. Whereas, the tiny circular symbols represent distribution transformers that step down 22 kV to 0.4 kV. It is clearly observed that the medium voltage feeder lines originated from the top corner box where a medium voltage substation, that steps down high voltage 132 kV to 22 kV, is found. Note that, among the three feeder lines two of them have extremely closer geographical coordinate points until reaching the lower part of the network consequently, it seems the two main feeders overlap which is different from reality. To differentiate the active feeders are indicated using green, blue, and magenta colors starting from the top substation until their corresponding area of low voltage which is supplied by them. On the other hand, the rural and urban area networks are illustrated in

Table 2	
Summary of	three networks.

Description	Industrial	Rural	Urban
Туре	MV-LV	LV	LV
Node	2888	18,599	26,951
Bus	777	4650	6738
Lines	556	4291	5905
Transformers	22	68	68
Load connection point	175	2340	2594
Customer	191	2731	35,297
Load type	3 phase	1 & 3 phase	1 & 3 phase



Fig. 4. Integrated real industrial European network.



Fig. 5. Rural European network based on real topology.

Fig. 5 and Fig. 6. In both of these networks, the circular pink color shape indicates the whole distribution transformers, those step down 22 kV to 0.4 kV. While the dark tiny circular balls represent load connection points. Also, the distribution lines and switches are indicated using the black and green lines, respectively.

#### 4. Simulation result

To obtain a model of all components, MATLAB script is used in order to filter and process the data according to the required format to model. The script generates the models by manipulating the data internally into a structured format as illustrated in Fig. 7 with their data type for each network. Afterward, using all the generated models of the network, the simulation is performed using OpenDSS.

Since OpenDSS is an open source tool for analysis of distribution system especially as our network model has a primitive impedance matrix for lines of the network that includes the neutral lines, it is found as a suitable choice. In OpenDss, Vsource is the starting point object for the circuit with its impedance, as it is Thevenin equivalent model. As an integrated network supplied by the medium voltage substation through three main feeder lines, line to line base voltage of the voltage source is set to 22 kV. Likewise, for both rural and urban networks, a 22 kV voltage source is connected on the primary side of their transformers as a common bus.

Each separate whole network is connected to the voltage source using the first common bus in order to proceed to the simulation stage. Following that, depending on their significance different main results for each network are depicted as follows.

A. Result of integrated/industrial network.

• Load consumption - The load profile result is compared between the given data of each load and the obtained result of their consumption from the simulation. The overall active and reactive power consumption of all loads are taken for the entire time instant of 14 days.



Fig. 6. Urban European network based on real topology.



Fig. 7. Overall processed data relationship diagram.

In order to compare, their logarithmic average absolute error across the whole loads at each instant time is presented in Fig. 8. Since there are both medium and low voltage loads, their active and reactive logarithmic average absolute errors are illustrated separately in the first two top and bottom subplots, respectively. Also, the blue and dark-violate colors are used to distinguish the logarithmic average absolute error of active and reactive power, respectively.

B. Result of rural network.



Fig. 8. Logarithmic average absolute error of PQ demand.

- Aggregated voltage The simulation is performed for 168 h according to the given meter reading. Among 4650 buses the aggregated minimum and maximum voltage at each instant are illustrated in Fig. 9. And the voltage drops below 0.95 pu at peak demand hours.
- Aggregated power In the overall rural network the total sum of aggregated injected active and reactive power by 68 rural distribution transformers at each instant of time are demonstrated in Fig. 10.
- Injected current Total injected current at the secondary bus of one selected transformer (T26654) due to high return current compared to others is illustrated in Fig. 11 for each phase including neutral.

C. Result of urban network.

• Aggregated voltage - For urban areas the simulation was performed for 24 h and in Fig. 12 the aggregated minimum and maximum voltage of 6443 bus at each instant for a day is presented. The per unit value of voltage drops significantly below the acceptable limit at the instants where peak demand is encountered as clearly observed in Fig. 12.

• Aggregated power - The total sum of aggregated injected active and reactive power of 68 transformers for the whole urban network are depicted in Fig. 13.

#### 5. Conclusion

In this paper, authors have presented 3 distribution test networks that represent the vast majority of European typologies with rural areas, urban areas where domestic distribution is 100 % low voltage and industrial/commercial areas where medium and low voltage coexist. The models generated and provided to researchers through this work can be very useful for testing load flow resolution algorithms, for testing hosing capacity, scope of protections or co-ordination of devices for testing operation with flexibility, network planning tests, etc. For many years, the authors of the present work have struggled to make more realistic synthetic models that can be used in studies and even adapt real models



Fig. 9. Aggregated voltage of rural network.



Fig. 10. Total aggregated injected power of rural network.



Fig. 11. Total current injected at one rural transformer bus.



Fig. 12. Aggregated voltage of urban network.

based on American standards to European standards and hope that the real standards presented in this case will be of great use to researchers in the near future.

#### CRediT authorship contribution statement

Tarikua Taye: Investigation, Methodology, Validation. Bassam



Fig. 13. Total aggregated injected power of urban network.

**Mohamed:** Investigation, Methodology, Project administration. **Lucia Suarez-Ramon:** Conceptualization, Raw data generation. **Pablo Arboleyá:** Conceptualization, Investigation, Writing – original draft, Writing – review & editing.

#### Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

#### Data availability

The data sets related to this article can be found at https://data. mendeley.com/datasets/gspyzvvrhm/2 [28].

#### Acknowledgements

The authors would like to thank E-Redes Spain for supporting them providing the necessary data for building these test systems and Plexigrid for the support during the generation of the models. This work was partially supported by the Government of Spain - Economy and Industry Minister under grant MCI-20-PID2019-111051RB-100

#### References

- Marcos FP, Domingo CM, Roman TGS, Palmintier B, Hodge B-M, Krishnan V, de Cuadra García F, Mather B. A review of power distribution test feeders in the united states and the need for synthetic representative networks. Energies 2017;10(11): 1896.
- [2] Schneider KP, Mather BA, Pal BC, Ten C-W, Shirek GJ, Zhu H, et al. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. IEEE Trans Power Syst 2018;33(3):3181–8.
- [3] Kersting W. Radial distribution test feeders. IEEE Trans Power Syst 1991;6(3): 975–85.
- [4] Kersting W. "Radial distribution test feeders," in 2001 IEEE Power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No.01CH37194). IEEE, 2001.
- [5] Kersting WH. "A comprehensive distribution test feeder," in IEEE PES T&D 2010. IEEE, 2010.
- [6] Sunderman WG, Dugan RC, Dorr DS. "The neutral-to-earth voltage (NEV) test case and distribution system analysis," in 2008 IEEE Power and energy society general meeting - Conversion and delivery of electrical energy in the 21st century. IEEE, jul 2008.
- [7] Arritt RF, Dugan RC. "The IEEE 8500-node test feeder," in IEEE PES T&D 2010. IEEE, 2010.
- [8] Schneider K, Phanivong P, Lacroix J-S. "IEEE 342-node low voltage networked test system," in 2014 IEEE PES General meeting | conference & exposition. IEEE, jul 2014.
- [9] Schneider KP, Chen Y, Engle D, Chassin D. "A taxonomy of north american radial distribution feeders," in 2009 IEEE Power & energy society general meeting. IEEE, jul 2009.
- [10] Institute EPR. Summary of epri test circuits. Training Materials 2012:1-4.
- [11] EPRI. [Online]. Available: http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/ Distrib/EPRITestCircuits/epri dpv/.

- [12] Gas P. and E. P. F. Models. [Online]. Available: http://gridlab-d.shoutwiki.com/ wiki/PGE Prototypical Models# Pacific Gas and Electric Prototypical Feeder Models.
- [13] Strunz K, Fletcher RH, Campbell R, Gao F. "Developing benchmark models for lowvoltage distribution feeders," in 2009 IEEE Power & energy society general meeting. IEEE, jul 2009.
- [14] Jahangiri P, Wu D, Li W, Aliprantis DC, Tesfatsion L. "Development of an agentbased distribution test feeder with smartgrid functionality," in 2012 IEEE Power and energy society general meeting. IEEE, jul 2012.
- [15] McDermott TE. "A test feeder for DG protection analysis," in 2011 IEEE/PES Power systems conference and exposition. IEEE, mar 2011.
- [16] Rigoni V, Ochoa LF, Chicco G, Navarro-Espinosa A, Gozel T. Representative residential LV feeders: a case study for the north west of england. IEEE Trans Power Syst Jan 2016;31(1):348–60.
- [17] Yu J, Guo Y, Sun H. "Testbeds for integrated transmission and distribution networks: Generation methodology and benchmarks," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 518–527, jun 2020.
- [18] U. K. G. D. System. [Online]. Available: https://github.com/sedg/ukgds.
- [19] Kiaee M, Infield D, Cruden A. 'Utilisation of alkaline electrolysers in existing distribution networks to increase the amount of integrated wind capacity'. J Storage Mater 2018;16:8–20.
- [20] Proctor K, Lindsay S, Ward J, Moore T, Berry A. 'National feeder taxonomy: describing a representative feeder set for australian electricity distribution networks'. Report for CSIRO 2013.
- [21] Li Y, Wolfs PJ. 'Taxonomic description for western australian distribution mediumvoltage and low-voltage feeders'. IET Gener Transm Distrib 2014;8(1):104–13.
- [22] Feeder IPT. [Online]. Available: https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/ resources/.
- [23] Mateo C, Prettico G, Gomez T, Cossent R, Gangale F, Frias P, Fulli G. "European representative electricity distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 99, pp. 273–280, jul 2018.
- [24] Koirala A, Suarez-Ramon L, B. Mohamed, and P. Arboleya, "Non-synthetic european low voltage test system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, p. 105712, jun 2020.
- [25] M. Deakin, D. Greenwood, S. Walker, and P. C. Taylor, "Hybrid european MV–LV network models for smart distribution network modelling," in 2021 IEEE Madrid PowerTech. IEEE, jun 2021.
- [26] W. H. Kersting, Distribution system modeling and analysis. CRC Press, nov 2006.
- [27] Khan K, El-Sayed I, Arboleya P. 'Multi-issue negotiation evs charging mechanism in highly congested distribution networks'. IEEE Trans Veh Technol 2022;71(6): 5743–54.
- [28] Tarikua T. Tegene, Bassam Mohamed, Pablo Arboleya, and Lućia Suarez, "A set of non-synthetic test systems of European LV rural, LV urban and hybrid MV/LV industrial distribution networks," https://data.mendeley.com/datasets/ gspyzvvrhm/2, 2023, [Online; accessed 15November-2023].



Tarikua Taye Tegene received her Master degree (2021) in Erasmus Mundus Master Course in Sustainable Transportation and Electrical Power Systems from consortium of University of Oviedo, Gijon, Spain, La Sapienza, Rome, University of Nottingham, UK and Polytechnic Institute of Coimbra. She is currently pursuing her Ph.D. degree at LEMUR Research Group at University of Oviedo. Also, she is working in device modeling and development of mathematical algorithms as a senior developer in research and development department at Plexigrid. S.L. Her areas of interest are in distribution system modeling, smart grid, grid flexibility and electric market.





Pablo Arboleyá (SM'13) received the M.Sc. and Ph.D. (with distinction) degrees from the University of Oviedo, Gijon, Spain, in 2001 and 2005, respec- tively, both in Electrical Engineering. Nowadays, he works as Associate Professor in the Department of Electrical Engineering at the University of Oviedo, he is Managing Editor of the International Journal of Electrical Power and Energy Systems and holder of the Gijon Smart Cities Chair at the University of Oviedo. Pablo is also Vice-Chair of IEEE Vehicular Technology Society Ad'Hoc Committee on Electric Railway Systems. Presently his main research interests are focused in the micro-grid and smart-grid modeling and operation techniques, Internet of the Energy applications, railway traction networks simulation and com-

International Journal of Electrical Power and Energy Systems 158 (2024) 109941

bined AC/DC power flow algorithms.



Bassam Mohamed received the M.Sc and Ph.D. degrees from the University of Oviedo, Gijon, Spain, in 2014 and 2018 respectively. He is now responsible of railway software development at LEMUR Research Group. His field of expertise has to do with the efficient development and implementation of algorithms for power systems analysis, specially those related to railway networks and unbalanced micro-grids. During the last years we developed several commercial software packages for electric network analysis and simulation.



Lućia Suarez-Ramon received the M.Sc. degree in Electrical Engineering from the University of Oviedo, Gijon, Spain, in 1997. Nowadays, she works as Chief of Telemanagement System Infrastructure at EDP and she is pursuing her PhD. at LEMUR Research Group at University of Oviedo. Her main research interests have to do with the smart operation of terminal distribution networks, networks analysis and simulation and failures detection

# A Common Information Model Integration in a Graph Database for LV Terminal Distribution Networks with PLC-based Smart Meters

Adrián Miranda, Pablo Arboleya Dept. of Electrical Engineering University of Oviedo Gijón, Spain Lucía Suárez, José Manuel Carou Tele-Management Infrastructure ERedes Electrical Distribution EDP Group, Spain

*Abstract*—In this paper a common information data model representing European style low voltage terminal distribution networks is adapted to be used and embedded in a graph-based database. The final purpose of the use of this data model is the real time management of these kind of networks. At this moment, most of the European countries already deployed a Smart Meter based measurement systems in nearly all customers. In many countries, like Spain, the communication system of the Smart Meters is based in the so called power line communication technology. The special features of the European low voltage networks, together with the communication system are considered to optimise the data storage, management and pre/post-processing of the data.

# *Index Terms* – Common Information Model, CIM, Low Voltage, Distribution Network, Graph Databases, Power Line Communication, PLC, Smart Meters

#### I. INTRODUCTION

The increase of the penetration level in low voltage grids of distributed generation (DG), electric vehicles (EV), energy storage devices (ESD) is triggering a drastic change in the low voltage distribution paradigm in which the so called prosumers will have a very active role interacting to each other and with power utilities and other agents [1]. This interaction will relay on the development of fast and reliable customer-customer, customer-utility communication channels. Up to the date, the most extended use of the smart metering infrastructure by the utilities is the reading of the load curve for billing purposes. However the potential uses of the data provided by the smart meters can go far beyond this use, allowing real time monitoring and management of low voltage grids, customer segmentation for offering adapted energy packages, dynamic phase balancing, real time state estimation, theft detection,... In order to achieve the above mentioned targets, the data of the network and the communication management must be optimised in order to reduce the time investing in acquiring, pre-processing, store and extract knowledge from the data. Common Information Model (CIM) is an open stardard that has proven to be very useful to structure and manage the information in different kind of power systems [2]. In this paper we propose an adapted data structure using the CIM

standard combined with the use of a graph-based database (GDB) system in order to store and manage the information of the low voltage distribution networks. In the literature, we can find many examples of the use of CIM for specific purposes in power systems [3], [4], but only few applications of the use of GBD's using the CIM. The most sophisticated proposal is presented in [5]. However, this paper studies the traditional transport network scheme. The present work, is focused in European Style (TT) low voltage terminal networks using power line communication (PLC) technology. In Spain and many other countries in the world like UK, Poland, Russia, India, Australia, Brazil and Argentina, among others, the PLC PRIME [6] technology is the most extended. Companies such as Iberdrola, with more than 11 million devices installed, are leading the commitment to this type of technology. EDP for instance has around 1.7 million and they expect to grow up to 3.7 millions by the end of 2021. The total number of PLC PRIME devices installed is higher than 20 million. PLC technology allow the utilities to deploy and manage a proprietary communication system non-dependent on third parties. For this reason, it is critical to consider together the special features of the network from the electrical point of view with the characteristics of the communication system in order to develop a reliable and optimized data model. It is also of extreme importance to consider the database technology during the development of the data model in order to optimise the data management.

The paper is structured as follows. In section II the general scheme of an European style distribution/communication system is presented together with the real network in which the proposed data model is going to be applied. Section III compares traditional relational databases with graphical ones and argues why this type of technology is selected for specific application to terminal distribution grids. In section IV the different versions of the CIM model are explained and the one developed for this specific case is presented. Conclusions are presented in section V.

#### II. REAL NETWORK TO BE DEFINED WITH PROPOSED THE DATA MODEL

The network in which the proposed data model is going to be applied is represented in Fig. 1. This network is a part of the EDP distribution network in Spain. A very detailed description of this network as well as the raw data obtained from the geographical information system (GIS) and the data from the Smart Meters hourly sampled during 20 days were published and they can be found in [7], [8]. The network rated voltage is 416V (phase-to-phase) and as most of the European terminal distribution system it is designed using

Corresponding author email: arboleyapablo@uniovi.es

This work was partially supported by the Spanish Ministry of Economy and Competitivity under grant MINECO-17-ENE2016-77919-R (CONCIALIATOR Energy conversion technologies in resilient hybrid AC/DC distribution networks), by the Government of the Principality of Asturias - Foundation for Scientific and Technical Research (FICYT) under grant FC-GRUPIN-IDI/2018/000241 (Laboratory for Enhanced Microgrid Unbalance Research (LEMUR)) and by ERedes Electrical Distribution Company from EDP Group Spain under the grant "Development of a state-estimation and monitoring system via web in real time applied to low voltage terminal distribution networks" with the code FUO-295-19.



Fig. 1: Single line Diagram of the European 4-wires TT low voltage terminal distribution test network

a typical 4-wire scheme with the neutral isolated from the consumer ground and grounded only at the transformer station. The network contains 8087 loads grouped in 1138 power supplies and 30 transformer stations representing a small town of around 13000 inhabitants. There is a total of 10290 electrical nodes and 136 fuses/breakers, most of them installed in the lines that start at the secondary side of the power transformers.

In the right side of the diagram of Fig. 1 a detailed scheme containing the electrical and communication elements in the network is represented. In this sub-figure, we can observe two transformer stations (TS) with a single power transformer (PT) per station. In the TS1 we can observe the electrical elements, PT1, Breaker (BR1) and the different fuses (FL1 to FL3) protecting the feeders (F1 to F3), apart from that we can observe that below the breaker and at each line we have installed a line supervisor (measurement equipment). The PLC concentrators that collects all PLC signals coming from the meters are installed also down-streams the general breaker. All supervisors and the PLC concentrator are connected to a router that sends the data to the utility cloud system.

The feeders starting at the secondary side of the power transformer supply the electrical energy to the end users that can be individual or grouped in different buildings like the case of the power supply connected to the set of 3-phase fuses FL4. Inside the building we represented 3 loads (L1, L2 and L3), each of them protected by a set of fuses. Loads 1 and 2 are single phase loads while load 3 is 3-phase. Each load has its own PLC smart meter (M1, M2 and M3). As it can be observed, we can find meshes in the terminal distribution system. Even when the system is slightly meshed, it is operated in radial way, that means that for instance, the building connected to the set of 3-phase fuses FL10 can be supplied through the set of fuses FL8 or FL9 but not by both at the same time (one of them must be open). All this elements must be accommodated in the data model and it must be considered that a single town of around 13000 inhabitants generates networks with more than 10000 electrical nodes. The whole system should be designed in a very reliable way

considering that companies like Iberdrola and EDP in Spain have nearly 7 and 1 million clients respectively, so the number of elements and the size of these distribution networks is much bigger than the traditional transport systems.

#### III. GRAPH-BASED DATABASE SELECTION

Traditionally, the databases used for powers system were relational databases (RDBs). RDBs are simple and robust mainly due to their simplicity (the data is stored with fixed tabular structures). A proper implementation of the queries procedure can sometimes speed up the searching process taking advantage of the fixed structure nature of the database. With the RBD approach and using the network scheme defined in the previous section, we should define different tables containing the information of the transformer stations, feeders, segments, fuses, etc. If we need to check which fuses are connected to a specific transformer station, we should check the table with the information of all the fuses looking for a specific attribute that define this connection. This is a very common case when structuring the information in this kind of systems, the relationship between instances (rows) and type of instances (tables) is normally given by their attributes (columns). This reading procedure that consists on searches along tables looking for common attributes (known as joins) makes the model really weak in terms of scalability since the speed of reading will depend on the amount of data stored in the database. Due to the highly interconnected data model of a power system, a join-intensive query language is required for the common analysis of the grid. Finding m elements in an nsize table will require an operation of order  $O(m \log n)$  if we use queries in a traditional RDB. Increasing the depth of the join query would add more linear order factors to the query process.

Among the new set of unstructured databases (NoSQL), we can find the so called *graph-based databases* (GBD). They modify the way in which the connected data is stored creating a structure with nodes and vertices to improve the performance and avoid join-intensive queries. Using this approach, a node (instance) give a direct access to the query engine to the next



Fig. 2: Comparison between node-breaker models (CIM/XML, CIM/E) vs. bus-branch based model.

A. Node-breaker Vs. Bus-branch models

related node. The required time of computation for the access of the directly related nodes is constant (O(1)). A fixed data structure must be maintained in order to relate the primary key with the direction of the following relationship. Another important feature of some popular GDBs is that they allow non structured data store (i.e. Neo4j), this is achieved by distributing the data stored in a single node between several files [9]. As it can be deduced, many redundant directions are stored within these highly connected databases, so it must be taken into account that they will require much more memory size than the common RDBs.

Many open source tools are available for graph storage as Amazon Neptune, CosmosDB, Giraph or Neo4j. The newest approach to the graph databases, and the one used in this work is carried out by TigerGraph [10], which allow the parallel computation in graph processing by the implementation of Bulk Synchronous Parallel (BSP) algorithms. This algorithms use the matrix representation of the graphs to execute parallel computations. In the case of power systems, this representation is specially suitable for solving traditional problems like power flows or state estimation [11]. In [12] the parallel processing capability is used for check the status of the switching devices within the network and to analyze parallel paths in order to perform the connectivity analysis of the network. In [13], the authors created EMS tool to operate in real time a transmission grid in China. This tool was mainly devoted to the execution of State Estimation and Power Flow algorithms. It was experimentally demonstrated that the parallel computation allows a time computing reduction of a 90% comparing with commercial applications which implementation is based on RDB systems.

# IV. PROPOSED CIM APPLIED TO LV TERMINAL DISTRIBUTION NETWORKS

The CIM/XML was created in 2004 by Electrical Power Research Institute (EPRI) for power system applications [14]. In 2008, some recommendations for the distribution grid case were published [15]. Later, these standards were adopted by the IEC (International Electrotechnical Commission). The implementation of data storage systems or databases with the defined architecture of CIM standards demonstrates important advantages when importing, exporting or modifying of CIM documents [16]. This is that the import/export tool of a non-CIM based database must adapt the input information to its internal data architecture, and this results many times in limitations due to the internal structure doesn't map the CIM data.

The CIM model is formed by classes, attributes and associations. The classes define the type of object that is defined by a set of attributes. This structure conform the core of the CIM. The associations between classes may be of different types: heritage, general and aggregation. For instance, a transformer station class may aggregate many other classes like power equipment, measurement equipment and communication equipment. Graph data models seem the natural way of power systems CIM data since they are formed by vertices(classes) related by edges(associations).

We can find in the literature two different abstraction levels for representing power systems data using the CIM standard, the so called node-breaker model and the bus-branch model. The first one is the most detailed one since it contains a representation of every single element in the grid. The second one is, nonetheless, less requiring in terms of memory usage. The bus-branch model only contains the data of the electrical characteristics of the connections between the nodes, being only represented the sufficient data to perform the common analysis of power grids as power flow or state estimation analysis.

Fig. 2 represents the node-breaker model used in CIM/XML and in CIM/E standards together with the bus-branch model. In the bus-branch model the switching elements information is removed, which force the processor to consider the steadiness of the system. Despite bus-branch model is the most convenient model for electrical analysis, it is not convenient to store the SCADA information since important amount of data is hidden and temporal analysis of the grid topology is not allowed. The proposed database must contain then a node-breaker model while the bus-branch extraction must be delegated to an external tool commonly known as Network Topology Processor (NTP) [5]. In [12] the CIM/E model is proposed as a modification of the node-breaker model in order to reduce the amount of data and to speed up the response of the data storage system.

In the CIM/XML model, the terminal connections don't add any extra information and it must be considered that some GDB engines like TigerGraph allow to add information also to the vertices. For this reason, in this work we opted for using a hybrid model between the CIM/E and the bus-branch. The bus branch approach is going to be used to define all connection elements that cannot change their state in normal conditions like the line segments that connect electrical nodes. On the other hand, electrical connections that may change their state in normal operation conditions like fuses, breakers and switches are considered using the CIM/E model that represents those elements with an extra node. In any case, in order to perform electrical analysis like power flow or state estimation, we will need to run a NTP over the data base for obtaining a mathematical model of the network for each specific scenario. These mathematical models created dynamically and used for specific scenarios will follow a pure bus-branch model.

V. PROPOSED MODEL DESIGN AND GDB ADAPTATION

According to the previous network description and the above-mentioned requirements, the data model proposed following the CIM standard to be implemented in the GDB can be observed in Fig. 3. All the elements in the network are aggregated under four different classes (transformer stations, feeders, conduction elements and end users). Inside these classes we can find other classes that group the elements depending on the specific function that they develop in the grid. The classes that define the general functions of the elements are GO (general objects), CE (communication equipment), ME (measurement equipment), CO (Conduction



Fig. 3: Model of the distribution utility physical layer.

equipment) and EV (Event). We can find multiple classes with a relation of inheritance inside these sub-classes. For instance, the transformer station, the power transformers, breakers, low voltage boards, outcoming feeders, fuses, end users and connection points are GO. The bridge concentrators, routers and concentrators are CE, all supervisors and the smart meters are ME. The electrical nodes and the switching devices are CO. Apart from that we define event nodes connected to fuses, smart meters and switching devices. As it can be observed, the fuses and the switching devices are defined as nodes following the previously described CIM/E model. However, the information of the segments connecting two specific nodes is stored in the vertex according to the bus-branch model. It must be pointed out that the length of the segment may vary from centimeters to a few meters because they are collected from the geographical information system. Using the bus-branch model for defining the static segments may produce a drastic save in the storage size.

The different unidirectional and bidirectional connections between the classes are also represented in the figure. The definition of these connections is an important factor that affect the speed of the different queries. The NTP can be carried out by means of the switching devices mapping (See Algorithm 1). This elements will determine the topology of the grid. The queries related with the mapping of the grid will end in the return of all the elements directly connected to the studied point, starting from a conducting node, ending with an interface element and being all the elements in between nodes or switching devices whose state at the studied time is closed.

The measurements are directly linked to the measurement

devices, and are formed by the timestamped evolution of a specific variable. The timestamped data is not deeply structured, and it is mainly formed by a list of data indexed by a date-time value. This is not suitable for the graph based database model, and it must be externalized to another database

Algorithm 1 General object mapping algorithm within conduction graph

<b>Input:</b> origin vertex ( $\mathbf{ID}_{init}$ ), time of analysis( $\mathbf{t}$ )			
1: Define $n$ as the node whose ID is equal to $ID_{init}$			
2: Initialize terminal nodes list $(T_n)$ as node			
3: while $T_n$ is empty do			
4: for $n$ in $T_n$ do			
5: Match the nodes $(n_n)$ directly connected to $n$			
6: Match the fuses $(f_n)$ directly connected to $n$			
7: <b>for</b> $f$ in $f_n$ <b>do</b>			
8: <b>if</b> Status of $f$ at $t$ is closed <b>then</b>			
9: <b>if</b> $f$ form an interface <b>then</b>			
10: Add $f$ to $L_{out}$			
11: Match following node to $f$			
12: else			
13: Match following node connected to $f$			
14: Add the node to the list $n_n$			
15: Add $n_n$ to the list $T_n$			
16: Remove $n$ from $n_n$			
17: <b>end if</b>			
18: <b>end if</b>			
19: end for			
20: <b>end for</b>			
21: end while			



Fig. 4: Screenshot obtained from GraphStudio representing 2 transformer station in the network described in Section II.

model not to compromise the performance of the final system. In this specific research InfluxDB is going to be used for this purpose, but a deep description of this part of the project is beyond the scope of this paper.

The data of the network described in section II and depicted in Fig. 1 were recorded inside a TygerGraph data base according to the previous described data model. A graphical representation of two of the substations obtained with the GraphStudio tool developed by TygerGraph can be observed in Fig. 4. The total number of edges and vertices for the whole network is respectively 74266 and 39464. In order to obtain an approximate number of edges and vertices for a specific network we can use the information of the Table I in which we specify the number of edges and vertices added per each element of the network. The segments in the grid can be calculated approximately as (S = N + SW).

For estimating the number of events during a year, which is an important factor to determine the size of the database we can consider that breakers are switched once per month in average, the end users meters are substituted once every 5 years in average and the utility communication infrastructure is replaced once every two years in average. According to these calculations, the total number of nodes and edges representing the whole network of the EDP company (comprising more than 6000 transformer stations) should be around 8 and 15 million respectively.

#### VI. CONCLUSIONS

In the present paper we demonstrated why the database structure of the so called Graph Data Bases (GDB) is fully compatible with the Common Information Model (CIM) that has proven to be one of the most suitable data models for representing the information describing a power system. In this specific case of study we developed a data model following the CIM standard as well as a simple Network Topology Processor (NTP) applied to the typical European low voltage terminal distribution network. We considered that the network advanced metering system is based on PLC communication and we demonstrated how the necessary information for managing the electrical network, together with the communication system can be embedded together in the same data model. In future works we will create a database containing all the information of the low voltage network of the EDP company, we will develop the connection between the GDB containing the

TABLE I: Number of edges and vertices included by asset

Utility Asset	Vertices	Edges
Transformer Station(TS)	8	26
Connection Point (CN)	3	7
Connection points (PS)	2	5
Feeder(F)	3	8
Switching Device(SW)	1	0
Nodes(N)	1	0
AC Segment(S)	0	1
Events(EV)	1	1

network information and the InfluxDB containing the time varying signals representing the events and the measured signals and we will propose a set of queries that allow us to manage the network, extract all the necessary information and create mathematical models for running real time power flows and state estimation algorithms.

#### REFERENCES

- [1] P. Siano, G. De Marco, A. Rolán, and V. Loia, "A survey and evaluation of the potentials of distributed ledger technology for peer-to-peer transactive energy exchanges in local energy markets," *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 3, pp. 3454–3466, Sep. 2019.
- [2] J. Zhu, E. Zhuang, J. Fu, J. Baranowski, A. Ford, and J. Shen, "A framework-based approach to utility big data analytics," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2455–2462, May 2016.
- [3] G. Ravikumar and S. A. Khaparde, "Cim oriented graph database for network topology processing and applications integration," in 2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Sep. 2015, pp. 1–7.
- [4] J. D. Moseley, N. V. Mago, N. D. R. Sarma, W. M. Grady, and S. Santoso, "Extending cim standards to support exchange of ratings on dynamically rated equipment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 296–303, Jan 2016.
- [5] G. Ravikumar and S. A. Khaparde, "A common information model oriented graph database framework for power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2560–2569, July 2017.
- [6] (2019) Prime alliance web page. [Online]. Available: https://www.prime-alliance.org/
- [7] A. Koirala, L. Suárez-Ramón, B. Mohamed, and P. Arboleya, "Non-synthetic european low voltage test system," *International Journal* of Electrical Power & Energy Systems, vol. (Under Review), 2019.
- [8] P. Arboleya, A. Koirala, L. Suárez-Ramón, and B. Mohamed, "Non-synthetic european low voltage test system," http://dx.doi.org/10.17632/685vgp64sm.1.
- [9] I. Robinson, J. Webber, and E. Eifrem, *Graph Databases*. O'Reilly Media, Inc., 2013.
- [10] (2017) Tigergraph: The first native parallel graph. [Online]. Available: https://www.tigergraph.com/
- [11] C. Yuan, Y. Zhou, G. Zhang, G. Liu, R. Dai, X. Chen, and Z. Wang, "Exploration of graph computing in power system state estimation," 08 2018, pp. 1–5.
- [12] Z. Zhou, C. Yuan, Z. Yao, J. Dai, G. Liu, R. Dai, Z. Wang, and G. M. Huang, "Cim/e oriented graph database model architecture and parallel network topology processing," 2018.
- [13] R. Dai, G. Liu, Z. Wang, B. Kan, and C. Yuan, "A novel graph-based energy management system," *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1–1, 2019.
- [14] "Common Information Model Primer: Third Edition," Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA 94304-1338, Standard, Jun. 2015.
- [15] "The Common Information Model for Distribution," Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA 94304-1338, Technical Update, Nov. 2008.
- [16] A. W. McMorran, G. W. Ault, C. Morgan, I. M. Elders, and J. R. McDonald, "A common information model (cim) toolkit framework implemented in java," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 194–201, Feb 2006.



## NEAR REAL-TIME STATE ESTIMATION IN LOW VOLTAGE NETWORKS WITH PLC SMART METERS

Lucía SUÁREZ-RAMÓN EDP Redes España - Spain lucias@eredesdistribucion.es josemanuel.caroualvarez@eredesdistribucion.es

José Manuel CAROU ÁLVAREZ EDP Redes España – Spain

Pablo ARBOLEYA ARBOLEYA University of Oviedo - Spain arboleyapablo@uniovi.es

### ABSTRACT

In the present paper, the authors propose a methodology to identify switching operations in the low voltage distribution network and update the status of the switches so that an updated network topology is available in near real time. The proposed methodology is specially designed to be applied in European-type low-voltage distribution networks with power line communication infrastructure. The particularities of this type of advanced measurement infrastructure, although they may present limitations in terms of bandwidth in data collection, also present advantages in terms of topological estimation, which are exploited in this work.

## **INTRODUCTION**

The evolution of LV networks towards Smart grids makes it possible to develop new algorithms and functionalities for grid management and digital mapping of the network. It is necessary to evolve the geographical and electrical representation of the network towards a model that works as a digital twin integrated in the Advanced Metering Infrastructure (AMI) management system. The AMI system must be composed of three fundamental parts: the topological view of the network, the capability to communicate with the equipment to obtain information and a database to store the inventory of digital equipment that supervises the network and the information obtained from the smart meters, both for metering and communications monitoring.

The development and implementation of an AMI system with the above-mentioned characteristics implies a profound change in the way the network and the processes involved in its operation. The scope of this work is limited to a proposal that, using the capabilities of the AMI system, allows estimating the topological state of the lowvoltage network in terms of the configuration of the switches in the network that allow connecting and disconnecting feeders and dumping low-voltage load from one transformer substation to another. In recent years, many different methodologies were presented proposing state estimation techniques applied to LV networks [1-3], in many cases those methodologies consider perfect information or non-realistic scenarios like perfect synchronized measurements which make the methods not applicable to real systems [4], in other cases the proposals consider perfect and real-time knowledge about the topology which is far from being truth in distribution

identification of the correct topology of the network which is the scope of this work. Several works can be found in the literature to identify the correct topology of distribution systems mostly defined by the mapping of the grid and the correct position of the switching elements [6-8]. However, most of them they do not exploit the whole potential of the information captured by the AMI. Recently, some authors started exploiting the potential of the AMI infrastructure for this purpose [9]. In the present work what is proposed is to combine

systems [5]. For the reasons stated above, state estimation

must combine methodologies that also allow real-time

information provided by the Smart meters deployed in LV networks and communicating through PLC (Power Line Communications) technology that will allow the detection of the switching operations performed by the field equipment in near real-time to facilitate the estimation of the LV network topology status.

For the development of this methodology, certain data to be obtained from digital field equipment, data concentrators (DC) and remote management smart meters have been identified and a firmware has been designed to capture and report in real time certain statistical parameters and triggers for monitoring actions of snapshot electrical values. Once the different possibilities of operating the LV network of a transformer station have been identified and with the help of the selected parameters, the probability of each of the options will be calculated and the impossible cases will be discarded through the application of checkpoints. Finally, a global check of the option selected as the most probable will be made to confirm its validity.

This methodology is configurable in the AMI system integrated with the digital twin. By obtaining the triggers in real time, the most probable result can be reached in a few seconds and the option can be validated in several minutes, depending on the number of loads connected to the feeder being reconfigured. The automatic and early identification of the maneuvers carried out in the low voltage network makes it possible to improve the reliability of the digital twin of the network and therefore the functionalities developed on it.

Most of the operations carried out on the LV network are maneuvers due to scheduled discharges to enable infrastructure maintenance, maintenance on the transformer substations, installation of new equipment or general repairs to LV assets. The manoeuvres are carried





Figure 1: Orthogonal representation of the case of study.

out either at the main switch of the transformer substation to fully discharge the transformer or at the head of the lines that are connected to other transformer substations to dump loads from one transformer substation to another. A third type of switchgear are the switch boxes installed in the LV network, not at the head of the feeders but in the middle of the lines. Normally, several of these switching operations are combined in the same programmed action. Another typical cause of network switching would be in the management of a fault to re-establish the interrupted service. The procedure is like the operations carried out in a scheduled outage. In any case, a system to keep updated the position of the switches in real time is critical. In the next sections, a detailed description of the methodology and tests performed on real LV systems will be presented for validation purposes.

# DESCRIPTION OF THE NETWORK USED TO VALIDATE THE PROPOSAL

The case analysed for this paper is represented in Fig. 1 represent a small portion of a LV distribution network in the north of Spain. It comprises two stations transformer (ST1 and ST2) with their complete LV network. A very detailed description of the specific typology of European low voltage distribution networks and their communications infrastructure can be found in [10] and [5] respectively.

Each of them consists of a 100kVA power transformer and several LV lines. ST1 has three lines and ST2 has only two lines. Line 1 of ST1 is connected to line 1 of ST2 via an intermediate switch box (SB1) in the LV network. The rest of the lines of ST1 (L2 and L3) are radial feeders and the other line of ST2 (L2) is connected to ST3 through another intermediate switch box (SB2) which will remain open at all times with no connection between ST2 and ST3 during the interval of study. For the correct development of the case, it will be necessary to represent the complete LV network of ST1 and ST2, which includes the line shared with ST3 only up to the open fuse of the switch box located in the LV network of line 2 of ST2. The complete modelling of these LV networks includes the network elements and all metering and communication equipment installed downstream in the LV network of these secondary substations.

The network elements to be included in the model are as follows:

- 2x100kVA transformer substations with transformation ratio 24kV/400V.
- 2 LV switchboards with their LV switchboard circuit breaker paced at the secondary side of each power transformer (BR1, BR2).
- 5 LV Feeders outlets with their fuses (L1 to L3 in ST1 and L1 to L2 in ST2)
- 56 General Protection Boxes (GPB) or load connection points (31 connected to L1 to L3 in ST1 and 25 connected to L1 to L2 in ST2)
- 2 Switching boxes (SB1 and SB2).

The AMI devices included in the case of study are:

- 2 power transformers supervisors (TS1, TS2); one per LV switchboard in all transformer substations ST1 and ST2.

- 60 Smart meters at consumption points.

- 2 Data concentrator (DC1, DC2) installed in the transformer substations for communication between the smart meters and the power transformer supervisors (the transformer supervisor is inside the data concentrator unit device).



- 2 TCP/IP communication system to connect the data concentrator and transformer supervisor with the central system, either a 4G Router or a fibre optic network connection.

## PROPOSED METHODOLOGY

The proposed methodology consists of the development of two processes of different periodicity and synchrony, on the one hand an asynchronous process that is executed daily and that gives rise to a historical balance that will be used as a reference and on the other hand an instantaneous synchronous process that will be executed when a change in the communications structure of the smart meters is detected.

The procedure executed once a day to generate the socalled reference historical balance per transformer substation is described below and consists of 2 steps:

- The data concentrator at transformer station level 1. requests a report every day from each of the smart meters including the transformer supervisor, called S02 in the STG-DC Prime protocol. This report contains the hourly load curve, i.e. 24 values corresponding to the energy measured by the smart meter in each of the 24 hours of the previous day. The data concentrator obtains the load curves for day n during the first hours of the day n+1. This data is sent from the transformer substation to the utility's central management platform (STG). Since the communication takes place via PLC, only the meters electrically connected to the data concentrator will report data to the data concentrator.
- Once all the data described in step 1 is received, 2 an hourly energy balance is made, adding all the load curves of the smart meters that have communicated with each data concentrator and subtracting them from the average energy by the transformer supervisor associated with the same concentrator. This balance will reflect the sum of technical and non-technical losses in the network area supplied by each transformer centre. Under the assumptions that the AMI system is functioning correctly and that there are not a substantial number of smart meters with errors and that these are well synchronised, this balance remains relatively constant over time as long as there is no manoeuvre. A history of this balance is kept on the central platform of the electricity company.

It should be borne in mind that the study of the curves and balances obtained in the 2 previous steps would make it possible to determine changes in the positions of the switches produced on day n on day n+1; however, the purpose of this work is to determine these changes in

quasi-real time. For this purpose, a specific firmware has been developed that allows the generation of a spontaneous event in the data concentrator of the transformer station every time a smart meter changes to active state, i.e. every time the data concentrator communicates with this set of smart meters and, therefore, has electrical connectivity with the transformer associated to the concentrator. These spontaneous events of activation of a combination of smart meters in a data concentrator automatically generates a process described below:

- 1. A request for instantaneous power values is programmed in each of the data concentrators to which the smart meter can report a request for instantaneous power values. This report is called S21 in the STG-DC Prime protocol and contains the electrical instantaneous values such as voltage, current and active and reactive power of each phase. It is important to note that the data collection of instantaneous values from the PLC data concentrators is sequential and therefore the values will not have the same time stamp. This data is sent to the central platform where a load curve is reconstructed for each of the smart meters fed by the transformer substation by filtering with a moving average of the instantaneous values obtained from the smart meters during the instants following the generation of the automatic event.
- 2. A power balance is obtained by comparing the load curves obtained in step 1 with the curve measured by the transformer supervisor and this balance is compared with the historical balances obtained in the daily procedure. The status of the switches will be that which corresponds to the historical balance which is closest to the balance obtained by means of the spontaneous event.

### VALIDATION OF THE PROCEDURE

The following explains the case study in which the ST1 trafo is discharged by opening the circuit breaker BR1 and switching on the fuse of the SB1 box to close the connection between L1-ST1 and L1-ST2 in such a way that the energy that supplied the SMs of ST1 before the operation will be supplied by ST2 (see Fig. 1).

The manoeuvre carried out leaves the data concentrator associated with ST1 de-energised, which will not measure energy during this discharge. In this case, all the energy will be supplied by T2 and measured by ST2. Discharging lasts approximately 2.5 hours; it is performed on 7/11/2022 between 8:40 and 11:03 a.m. It is reported manually in the system. The discharge and repositioning manoeuvres are recorded by the control centre, which is in telephone communication with the operational field



workers. Offloading is recorded 20 minutes before the operation and repositioning is completed 4 minutes after the actual time of the operation. The historical balance obtained from the daily procedure for transformer substations ST1 and ST2 is shown in figures 2 and 3 respectively. A detail of 7 November, the date on which the manoeuvre was carried out, can be seen in figures 4 and 5.



Figure 5: Historical balance of the ST2 (detail of Nov 7th)

In the graphs described above we can see the historical balances, but to carry out the real-time estimation and

confirmation of the manoeuvre with its consequent change of topology it is necessary to confirm that the values obtained with the historical balances calculated daily coincide with the balances calculated spontaneously in the moments following the activation of the smart meters in a data concentrator.

In the case described above, the spontaneous balances corresponding to Nov 7th when the manoeuvre described in this section was carried out are not available. However, it can be observed in the Figs. 6 and 7 that data obtained by launching spontaneous balances on different dates are highly correlated with the historical balances, so that a network status can be univocally associated with a balance obtained by generating smart meter activation events.



Figure 6. Comparation between hourly balance obtained by S02 and Hourly balance obtained with the hourly average of instantaneous values (S21) of smart meters in ST1.



Figure 7. Comparation between hourly balance obtained by S02 and Hourly balance obtained with the hourly average of instantaneous values (S21) of smart meters in ST2.

## **CONCLUSIONS AND FUTURE WORKS**

The deployment of Smart meters that communicate via PLC Prime technology allows the identification of changes that occur in the operation of the LV network when the network is modelled in such a way that the historical and real-time behaviour of the connected assets and therefore of the energy flows can be monitored. As future research on this topic, progress is being made in the use of line supervisors that will allow balancing at line level, reducing the number of Smart meters to be considered. Other functionalities that are already a reality and that will bring improvements in this methodology are the following:

- The use of average balances by snapshot to identify the connection phase of each smart meter.


- The deployment of advanced line supervision that will allow the identification of the connection phase.
- The evolution of the data concentrator firmware to allow obtaining the hourly curve disaggregated by phase in the secondary side of the transformer supervisor.
- Improved PLC communications with the new generation of prime 1.4 meters, which will allow better latency and synchronised values to be obtained from the LV network.

## ACKNOWLEDGEMENTS

This work was supported by the Spanish Government, MCIN/AEI/FEDER, and the EU under Grant PID2019-111051RB-I00.

## REFERENCES

- [1] M. Huang, Z. Wei, M. Pau, F. Ponci and G. Sun, "Interval State Estimation for Low-Voltage Distribution Systems Based on Smart Meter Data," in IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 68, no. 9, pp. 3090-3099, Sept. 2019.
- [2] M. A. Khan and B. Hayes, "Smart Meter Based Two-Layer Distribution System State Estimation in Unbalanced MV/LV Networks," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 18, no. 1, pp. 688-697, Jan. 2022.
- [3] A. Angioni, T. Schlösser, F. Ponci and A. Monti, "Impact of Pseudo-Measurements from New Power Profiles on State Estimation in Low-Voltage Grids," in IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 65, no. 1, pp. 70-77, Jan. 2016.
- [4] P. Arboleya, "State Estimation in Low Voltage Networks Using Smart Meters: Statistical Analysis of the Errors," 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, USA, 2018, pp. 1-5.
- [5] M. R. Ahmed, J. M. Cano, P. Arboleya, L. S. Ramón and A. Y. Abdelaziz, "DSSE in European-Type Networks Using PLC-Based Advanced Metering Infrastructure," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 37, no. 5, pp. 3875-3888, Sept. 2022.
- [6] Y. Liao, Y. Weng, G. Liu and R. Rajagopal, "Urban MV and LV Distribution Grid Topology Estimation via Group Lasso," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 12-27, Jan. 2019.
- [7] H. Zhang, J. Zhao, X. Wang and Y. Xuan, "Low-Voltage Distribution Grid Topology Identification with Latent Tree Model," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 13, no. 3, pp. 2158-2169, May 2022.
- [8] S. Grotas, Y. Yakoby, I. Gera and T. Routtenberg, "Power Systems Topology and State Estimation by Graph Blind Source Separation," in *IEEE Transactions* on Signal Processing, vol. 67, no. 8, pp. 2036-2051, 15

April15, 2019.

- [9] M. Lisowski, R. Masnicki and J. Mindykowski, "PLC-Enabled Low Voltage Distribution Network Topology Monitoring," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 6, pp. 6436-6448, Nov. 2019.
- [10] Arpan Koirala, Lucía Suárez-Ramón, Bassam Mohamed, Pablo Arboleya, "Non-synthetic European low voltage test system", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 118,2020.