



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Tesis doctoral

**Herramientas basadas en datos para la planificación
y la operación flexible de redes de distribución**

Francisco Javier Leiva Rojo


Tesis dirigida por el Dr. D. José A. Aguado Sánchez
Programa Interuniversitario en Sistemas de Energía Eléctrica

Escuela de Ingenierías Industriales
Universidad de Málaga
Málaga, 2021



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

AUTOR: Francisco Javier Leiva Rojo

 <https://orcid.org/0000-0001-6741-0264>

EDITA: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode>

Cualquier parte de esta obra se puede reproducir sin autorización pero con el reconocimiento y atribución de los autores.

No se puede hacer uso comercial de la obra y no se puede alterar, transformar o hacer obras derivadas.

Esta Tesis Doctoral está depositada en el Repositorio Institucional de la Universidad de Málaga (RIUMA): riuma.uma.es

Tesis doctoral

Herramientas basadas en datos para la planificación y la operación flexible de redes de distribución

Francisco Javier Leiva Rojo

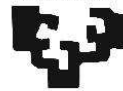
Tesis dirigida por el Dr. D. José A. Aguado Sánchez
Programa Interuniversitario en Sistemas de Energía Eléctrica



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA



eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA BARGELONATECH

Escuela de Ingenierías Industriales
Universidad de Málaga
Málaga, 2021

UNIVERSIDAD DE MÁLAGA





UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



Declaración de autoría y originalidad de la tesis presentada para obtener el título de doctor

Francisco Javier Leiva Rojo,

Estudiante del programa de doctorado interuniversitario en sistemas de energía eléctrica de la Universidad de Málaga, autor de la tesis, presentada para la obtención del título de doctor por las Universidades de Málaga, de Sevilla, Politécnica de Cataluña y del País Vasco, titulada: *Herramientas basadas en datos para la planificación y la operación flexible de redes de distribución*,

Realizada bajo la tutorización y dirección del Dr. D. José A. Aguado Sánchez,

Declara que

La tesis presentada es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual ni los derechos de propiedad industrial u otros, conforme al ordenamiento jurídico vigente (Real Decreto Legislativo 1/1996, de 12 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Propiedad Intelectual, regularizando, aclarando y armonizando las disposiciones legales vigentes sobre la materia), modificado por la Ley 2/2019, de 1 de marzo.

Igualmente asumo, ante la Universidad de Málaga y ante cualquier otra instancia, la responsabilidad que pudiera derivarse en caso de plagio de contenidos en la tesis presentada, conforme al ordenamiento jurídico vigente.

En Málaga, a 1 de marzo de 2021.



Málaga, a 23 de abril de 2021

José Antonio Aguado Sánchez, Catedrático en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Málaga,

ACREDITA QUE:

Francisco Javier Leiva Rojo, doctorando en el Programa de Doctorado en Sistemas de Energía Eléctrica, ha realizado, en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Málaga, las investigaciones que han conducido a la redacción de la presente Memoria de Tesis Doctoral, titulada "*Herramientas basadas en datos para la planificación y la operación flexible de redes de distribución*".

La presente memoria, que recoge los resultados obtenidos y su interpretación, reúne los requisitos necesarios para ser sometida al juicio de la Comisión correspondiente. Por tanto, como director de la tesis, autorizo su exposición y defensa para optar al Grado de Doctor por la Universidad de Málaga.

Además, las publicaciones que avalan la mencionada tesis no han sido utilizadas en tesis doctorales anteriores.

José A. Aguado
Catedrático de Universidad
Universidad de Málaga
Teléfono 951952344
Email jaguado@uma.es



A mis padres, a mis hermanos, a mi mujer y a mi hijo

Agradecimientos

La realización de esta tesis doctoral no puede entenderse sin mi familia; por esta razón, mi agradecimiento más especial va dirigido a ella. A mis padres, por apoyarme incondicionalmente en todo y por animarme siempre a conseguir mis objetivos. A mi mujer, Mirian, por ayudarme a superar cualquier obstáculo en este exigente camino y, junto con mi hijo, Elías, por darme continuamente fuerzas para dedicar el tiempo y el esfuerzo necesarios. A mis hermanos, a mis sobrinos, a mis suegros, a mis cuñados y al resto de mi familia y a mis amigos, por todo el aliento y la energía positiva que me han aportado día a día para completar este trabajo.

Mi sincero agradecimiento también va para mis compañeros de trabajo, a todos, porque son una fuente continua de inspiración y de estímulo para seguir aprendiendo. A mi amiga Susana Carillo, por sus ánimos para decidirme a iniciar el doctorado, y al director de esta tesis, José A. Aguado, por sus valiosos consejos para poder desarrollar estos años de investigación.

Quiero también reconocer la ayuda de los coautores de las publicaciones científicas: Alfonso Palacios, Rubén Carmona, Ángel Paredes y Pablo Arbolea. Sin ellos, habría sido imposible materializar este trabajo. De igual forma, quiero dar las gracias a mi hermano Jorge, por su paciente ayuda a lo largo de todos estos años, y a mi concuñado José, por su inestimable colaboración en la edición final de este documento de tesis.

Índice

Resumen	I
Abstract	III
Contribuciones científicas	V
Abreviaturas y siglas	VII
Notación	XI
<hr/>	
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Motivación	3
1.3. Objetivos	4
1.4. Estado de la cuestión	5
1.4.1. Digitalización de las redes de distribución	6
1.4.2. Congestión en las redes de baja tensión	11
1.4.3. Flexibilidad en las redes de baja tensión	16
1.5. Estructura del documento	18
<hr/>	
Capítulo 2. Smartcity Málaga Living Lab	21
2.1. Introducción	21
2.2. Características técnicas de la red de Smartcity Málaga Living Lab	23
2.3. Iniciativas para la digitalización de la red	26
2.4. Iniciativas para la integración de DER y la descarbonización	33
2.5. Iniciativas para la operación flexible de la red y de DER	34
2.6. Conjunto de datos de prueba	36

Capítulo 3. Nuevos requerimientos funcionales de los sistemas de medida inteligente	53
3.1. Introducción	53
3.2. Modernización del concepto de punto de suministro	55
3.3. Estandarización de la comunicación entre SMI e infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos	57
3.4. Estandarización de la comunicación entre SMI y aplicaciones de gestión de la demanda	59
3.5. Conclusiones	62
Capítulo 4. Planificación y operación basada en análisis de datos de congestión	65
4.1. Introducción	65
4.2. Metodología para la determinación del límite óptimo de congestión	67
4.2.1. Análisis de datos basado en agrupamiento por <i>Affinity Propagation</i>	70
4.2.2. Definición del problema de optimización	71
4.2.3. Aplicación a conjuntos de elementos de la red de distribución	76
4.3. Validación de la metodología y resultados obtenidos	77
4.3.1. Etapa 1. Preprocesamiento y análisis del conjunto de datos de prueba	78
4.3.2. Etapa 2. Resolución del problema de optimización	82
4.3.3. Etapa 3. Aplicación de la determinación de límites óptimos de congestión en la planificación y operación de la red	86
4.4. Conclusiones	89
Capítulo 5. Operación basada en predicción de índices de flexibilidad	91
5.1. Introducción	91
5.2. Metodología para la predicción de la flexibilidad	93
5.2.1. Caracterización de la flexibilidad basada en datos	95
5.2.2. Agrupamiento de índices de flexibilidad	101
5.2.3. Predicción de índices de flexibilidad	106
5.3. Validación de la metodología y resultados obtenidos	107
5.3.1. Etapa 1. Caracterización de la flexibilidad en el conjunto de datos de prueba	108
5.3.2. Etapa 2. Clasificación mediante técnicas de agrupamiento	111
5.3.3. Etapa 3. Aplicación de la predicción de índices de flexibilidad en la operación de la red	113
5.4. Conclusiones	124

Capítulo 6. Conclusiones y líneas futuras de investigación	127
6.1. Conclusiones finales y principales contribuciones	127
6.2. Trabajos futuros	130
Índice de figuras	133
Índice de tablas	137
Glosario	139
Bibliografía	143
Anexo. Publicaciones científicas	163
<i>Smart metering trends, implications and necessities: a policy review</i>	165
<i>Data analytics-based multi-objective particle swarm optimization for determination of congestion thresholds in LV networks</i>	167
<i>Data-driven flexibility prediction in low voltage power networks</i>	169

Resumen

La transición energética es una realidad hoy en día. Esta se manifiesta a través de la apuesta por la descarbonización de la economía, el uso preferente de las fuentes de energía renovable, la eficiencia y la circularidad de cualquier actividad que se precie, y, por supuesto, la digitalización de procesos.

El sector eléctrico, con unos 150 años de vida, ha experimentado una profunda revolución en los últimos años. Las redes eléctricas no viven ajenas a la creciente proliferación de recursos energéticos distribuidos: generadores renovables, sistemas de almacenamiento, infraestructuras de recarga de vehículo eléctrico e incluso sistemas para la gestión activa de la demanda. Mientras que la actividad de generación ha visto reducida la criticidad de las grandes plantas de producción de energía debido a la penetración cada vez mayor de sistemas de generación distribuida en media y baja tensión, la actividad de distribución eléctrica experimenta una transformación total.

Las infraestructuras que conforman la red de distribución, diseñadas tradicionalmente para interconectar de modo unidireccional las redes de transporte con las áreas de consumo de energía, están acogiendo modelos totalmente disruptivos como el autoconsumo, las comunidades energéticas autosuficientes o el balance neto de energía.

En este contexto, por tanto, los modelos de gestión tradicionales pueden no ser suficientes para cubrir las necesidades tanto técnicas como económicas o regulatorias. Esto es, la red debe seguir proporcionando la misma seguridad, calidad y estabilidad para todos los usuarios finales, sea cual sea su naturaleza. Sin embargo, esta exigencia puede traducirse, al mismo tiempo, en una oportunidad para que los gestores de estas infraestructuras, hasta ahora pasivas, se conviertan en auténticos operadores de los sistemas eléctricos de distribución de media y baja tensión.

Los medios técnicos disponibles actualmente permiten la digitalización efectiva de la red. Por un lado, la implantación de sistemas de medida inteligente y de sensores para la monitorización avanzada de cualquier activo de la red permite disponer de datos precisos e inagotables para conocer y caracterizar el comportamiento de cada elemento de la red. Por otro lado, y apoyados en soluciones de telecomunicaciones y sistemas de procesamiento, es posible generar información a partir de todos esos datos, de modo que resulte útil para cualquier parte interesada, ya sea el propio gestor de la red, los usuarios finales u otros nuevos agentes, como los agregadores.

Si bien las funcionalidades mínimas de los sistemas de medida inteligente son suficientes para realizar operaciones de telemida y de gestión básica en remoto, en esta tesis doctoral se propone una serie de recomendaciones encaminadas a potenciar la creciente presencia de recursos energéticos distribuidos. Para ello, el contador, como frontera entre la red y el usuario final, dotado además de inteligencia, puede ser un elemento facilitador que permita a este último participar de una manera activa en el sistema eléctrico.

En esta misma línea, y basados en los abundantísimos datos disponibles gracias a la sensorización de las redes, esta tesis presenta dos metodologías encaminadas a su aprovechamiento para una planificación y operación de la red de distribución más eficientes. Una herramienta de análisis de datos de saturaciones en cualquier elemento de la red es capaz de determinar el límite óptimo de congestión que debe atenderse, rompiendo con los tradicionales criterios subjetivos y basados en la experiencia. Por su parte, una herramienta de predicción permite determinar la flexibilidad esperada con 15 minutos y 1 hora de antelación en el ámbito de la media y baja tensión.

Asimismo, este trabajo presenta un novedoso conjunto de índices que permite caracterizar y cuantificar con precisión la flexibilidad en un sistema de distribución. Estos índices se han definido atendiendo a circunstancias tales como el desequilibrio entre fases de los elementos de la red, la potencial contribución de los recursos energéticos distribuidos que se encuentran conectados a ella, e incluso la posibilidad de experimentar flujos inversos de potencia en la red debido a un exceso de generación frente a la demanda a escala local.

Las contribuciones de la presente tesis doctoral, en suma, prestan atención a las particularidades de las redes de distribución y aprovechan la madurez tecnológica de las soluciones técnicas necesarias, con el propósito de aportar nuevas recomendaciones y propuestas para ayudar a la evolución en el modo de planificar y operar las redes de media y, especialmente, de baja tensión.

Abstract

The energy transition is today a reality. This is evidenced by the commitment to the decarbonization of the economy, the preferential use of renewable energy sources, the importance of efficiency and circularity in any activity, and, of course, the digitalization of processes.

The electric sector, with around 150 years of history, has experienced a revolution in recent years. Electricity networks are not immune to the growing proliferation of distributed energy resources: renewable generators, storage systems, electric vehicle charging infrastructures or even active demand management systems. At the same time, the criticality of conventional large power plants is being dramatically reduced due to the increasing penetration of distributed generation solutions in medium and low voltage networks, leading to a total transformation in the electricity distribution activity.

Infrastructures forming the distribution network were traditionally designed to interconnect transmission networks in a unidirectional way with energy consumption areas. But they are nowadays moving towards totally disruptive models like self-consumption, net energy balance or self-sufficient energy communities.

In this context, therefore, traditional management models may fall short of covering technical, economic or regulatory needs. In other words, the network must continue to provide the same security, quality and stability for all end users, but, at the same time, these requirements may turn into opportunities for the administrators of these infrastructures, who have remained passive until now, to become active operators of the medium and low voltage electrical distribution systems.

The technical means currently available make possible an effective digitalization of the network. On the one hand, implementation of smart metering infrastructures and

sensors for advanced monitoring of any asset on the network provides massive, accurate data. This enables to know and characterize the behavior of each element of the network. On the other hand, and firmly supported by telecommunication solutions and processing systems, it is possible to generate information from all this data. This is useful for distribution system operators, end users and any other stakeholder implied, such as aggregators.

Although implementing a minimum set of functionalities of smart metering infrastructures may be enough to perform basic billing or other simple management operations, this PhD thesis suggests a series of recommendations aimed at boosting the growing presence of distributed energy resources. To do this, the smart meter, which is endowed with intelligence, can act as an enabler that allows the latter to actively participate in the electrical system.

Based on the abundant data available thanks to the sensorization of the networks, two methodologies are also presented in order to contribute to a more efficient planning and operation of the distribution network. A congestion data analysis tool, which is applicable to any element of the network, can determine the optimal threshold that must be addressed. This breaks with traditional, subjective criteria based on experience. In addition to this, a prediction tool allows determining the expected flexibility 15 minutes and 1 hour ahead, simultaneously, in medium and low voltage networks.

In addition to this, this thesis presents a novel set of indexes that allows to characterize and precisely quantify the flexibility in a distribution system. These indexes have been defined taking into account their particular circumstances, such as the unbalance between phases of the elements of the network, the potential contribution of the existing distributed energy resources, and even the possibility of experiencing reverse power flows in the network if local generation exceeds demand.

In conclusion, the contributions of this PhD thesis pay attention to the particularities of distribution networks and take advantage of the technological maturity of the necessary technical solutions, with the purpose of providing new recommendations and tools to help the evolution in the way these networks are planned and operated.

Contribuciones científicas

Se recogen a continuación las publicaciones realizadas gracias a las contribuciones científicas de esta tesis doctoral:

Primera publicación: J. Leiva, A. Palacios y J. A. Aguado, “Smart metering trends, implications and necessities: a policy review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 227-233, 2016. **Índice de impacto JCR/SCI (2016): 8,05 (Q1)**. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.002.

Segunda publicación: J. Leiva, R. Carmona Pardo y J. A. Aguado, “Data analytics-based multi-objective particle swarm optimization for determination of congestion thresholds in LV networks”, *Energies*, vol. 12, p. 1295, 2019. **Índice de impacto JCR/SCI (2019): 2,702 (Q3)**. doi: 10.3390/en12071295.

Tercera publicación: J. Leiva, J. A. Aguado, Á. Paredes y P. Arboleya, “Data-driven flexibility prediction in low voltage power networks”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 123, p. 106242, 2020. **Índice de impacto JCR/SCI (2019): 3,588 (Q1)**. doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106242.

Abreviaturas y siglas

3D	Tridimensional
3G	Tercera generación de tecnologías de telefonía móvil
4G	Cuarta generación de tecnologías de telefonía móvil
5G	Quinta generación de tecnologías de telefonía móvil
A	Amperio
ANN	<i>Artificial Neural Networks</i>
AT	Alta tensión
BIM	<i>Building Information Modelling</i>
BMS	<i>Building Management System</i>
BT	Baja tensión
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CD	Centro de distribución
CO ₂	Dióxido de carbono
DBSCAN	<i>Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i> , recursos energéticos distribuidos

DL	<i>Deep Learning</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DR	<i>Demand Response</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EDAR	Estación Depuradora de Aguas Residuales
ENTSO-E	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
FACTS	<i>Flexible Alternative Current Transmission System</i>
GWh	Gigavatio-hora
h	hora
HEMS	<i>Home Energy Management System</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
kWp	Kilovatio de pico
LSTM	<i>Long Short-Term Memory</i>
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
min	minuto
ML	<i>Machine Learning</i>
MOPSO	<i>Multi-objective Particle Swarm Optimization</i>

MT	Media tensión
MVA	Megavoltiamperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
p.u.	Por unidad
PCA	<i>Principal Component Analysis</i>
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RFR	<i>Random Forest Regression</i>
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i>
RNN	<i>Recurrent Neural Networks</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SMI	Sistemas de medida inteligente, <i>Smart Metering Infrastructures</i>
SVM	<i>Support Vector Machines</i>
TSO	<i>Trasmission System Operator</i>
UE	Unión Europea
V	Voltio
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
WiMAX	<i>Worldwide Interoperability for Microwave Access</i>

Notación

Símbolo	Unidad ⁽¹⁾	Descripción
F_{obj}		Subfunción objetivo
ϕ	%	Valor característico de congestión
$\bar{\phi}$	%	Valor característico medio de congestión
ϕ_{limit}	%	Valor umbral de congestión
ρ	%	Valor característico de porcentaje de escenarios de tiempo
$\bar{\rho}$	%	Valor característico medio de porcentaje de escenarios de tiempo
φ	°	Ángulo de inclinación
φ_{fav}	°	Ángulo de inclinación favorable
φ_{band}	°	Banda de tolerancia
ϕ^{max}	%	Valor máximo de congestión medido
ϕ^{opt_calc}	%	Límite óptimo de congestión
<i>threshold ratio</i>	%	Factor de relación de umbral
ϕ^{opt}	%	Límite óptimo de congestión individual
<i>RLPI</i>		<i>Renewable Energy Sources Load Penetration Index</i>
<i>REPI</i>		<i>Renewable Energy Penetration Index</i>
<i>RCR</i>		<i>Renewable Energy Generation Curtailment Risk Index</i>
<i>RLPI*</i>		<i>Renewable Energy Sources Load Penetration Index</i> redefinido
<i>REPI*</i>		<i>Renewable Energy Penetration Index</i> redefinido
<i>RCR*</i>		<i>Renewable Energy Generation Curtailment Risk Index</i> redefinido

⁽¹⁾ Adimensional en aquellos casos en los que no se indica ninguna unidad.

Símbolo	Unidad ⁽¹⁾	Descripción
L	kWh	Demanda
S	kWh	Energía generada por instalaciones solares fotovoltaicas
ev	kWh	Energía cargada o descargada por vehículos eléctricos
DR	kWh	Energía puesta en juego en estrategias de <i>demand response</i>
RL	kWh	<i>Residual Load</i>
$ev_{discharge}$	kWh	Energía provista por vehículos eléctricos en modo de vertido a red
DR_{reduce}	kWh	Reducción en la demanda de energía por ejecución de estrategias de <i>demand response</i>
DtC	%	Índice de distancia a la congestión, <i>Distance to Congestion</i>
I_{sup}^{phase}	A	Intensidad de corriente por fase correspondiente al mayor nivel de demanda neta
I_{inf}^{phase}	A	Intensidad de corriente por fase correspondiente al menor nivel de demanda neta
I_{nom}	A	Intensidad de corriente nominal
$Flex Amp$	A	Índice de amplitud de flexibilidad, <i>Flexibility Amplitude</i>
$Flex Amp_N$		Índice normalizado de Amplitud de flexibilidad
ΔPR_1	MW	Índice de potencia flexible, <i>Flexible Power</i>
ΔPR_2	MW	Índice de potencia adicional antes de la acción de flexibilidad, <i>Extra power before the flexibility action</i>
ΔPR_3	MW	Índice de potencia adicional después de la acción de flexibilidad, <i>Extra power after the flexibility action</i>
$Flex Up$		Índice de flexibilidad a subir el nivel de demanda neta
$Flex Down$		Índice de flexibilidad a bajar el nivel de demanda neta
RF		Índice de flexibilidad realizable, <i>Realizable Flexibility</i>
$Flex Up Phases$		Índice normalizado de flexibilidad a subir el nivel de demanda neta
$Flex Down Phases$		Índice normalizado de flexibilidad a bajar el nivel de demanda neta
SI		Índice de gravedad del desequilibrio, <i>Severity of Imbalance</i>
$Flex Amp_{NSI}$		Índice normalizado de amplitud de flexibilidad corregido

⁽¹⁾ Adimensional en aquellos casos en los que no se indica ninguna unidad

Capítulo 1. Introducción

1.1. Antecedentes

El cambio climático que experimenta el planeta tiene su origen principal en el calentamiento global. Esta subida progresiva de las temperaturas se encuentra, a su vez, fuertemente ligada a la actividad humana, lo que hace que las decisiones estratégicas en el sector de la energía tomen especial relevancia [1]. El calentamiento global viene provocado, principalmente, por el elevado volumen de emisiones de CO₂ a la atmósfera, si bien otros contaminantes como los óxidos de nitrógeno y de azufre o las partículas también impactan tanto a escala global como local, y afectan gravemente a la calidad ambiental y a la salud de las personas [2].

Estas circunstancias motivan una respuesta multidisciplinar para hacer frente al cambio climático, desde medidas tan locales como el reciclaje de residuos, pasando por políticas de protección de los recursos forestales a escala mundial, hasta dar lugar a la denominada *transición energética* [3]. Dicha transformación se basa en una fuerte reducción en el uso de las fuentes de energía fósiles, como el gas natural, el carbón o el fuel, en favor de las energías de origen renovable. Además de esto, la irrupción y creciente generalización del vehículo eléctrico y de sistemas de almacenamiento contribuyen a la eficiencia global en el uso de la energía [4, 5]. Por lo tanto, el sector eléctrico desempeña un papel fundamental en esta situación.

En este contexto, la modernización de las redes eléctricas es un factor esencial para poder materializar esta transición energética, teniendo en cuenta que se trata de un sector con más de 150 años de antigüedad [6]. Los retos del transporte y la distribución de energía eléctrica pasan por la fiabilidad y la calidad del servicio prestado a los usuarios de las redes. Eso sí, de ahora en adelante, entendiendo al usuario en el sentido más amplio del término.

El desarrollo de las redes eléctricas de distribución de media tensión (MT) y de baja tensión (BT) ha estado marcado tradicionalmente por la consideración de las peores condiciones de operación posible. Este criterio de planificación, propio de activos con larga vida útil y ampliamente conocido como *fit&forget*, ha caracterizado la estrategia para hacer frente a potenciales problemas causados por las restricciones técnicas más comunes en estas redes, como son las congestiones de determinados elementos, principalmente, o las desviaciones de tensión [7-10].

Sin embargo, esto conduce a sobredimensionamientos generalizados y a una capacidad excesivamente limitada para acoger recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources*, DER), a menos que se implanten costosos refuerzos de red, debido a que situaciones como las congestiones tienen lugar, típicamente, durante periodos de tiempo breves y un reducido número de veces al año [7, 11]. Las alternativas pueden resultar escasas con los medios convencionales. Sin embargo, las tecnologías propias de las *smart grids* (redes inteligentes) ofrecen una serie de posibilidades que permiten dejar de planificar y operar las redes de distribución de manera estática, a modo de caja negra [12, 13], como si sus procesos internos fueran escasamente conocidos y casi imposibles de controlar.

Las redes de distribución tienen ante sí el reto, o mejor aún, la oportunidad, de evolucionar hacia la digitalización y la descentralización [14], dejando de ser una mera extensión de las redes de transporte de alta tensión (AT), tal y como se contempla en los nuevos códigos de red europeos [15]. Los gestores de las redes de distribución (*Distribution System Operators*, DSO) deben desempeñar por tanto un papel activo en la materialización de los mercados locales de la energía y en la descarbonización del sector energético [16-18]. Esto es fundamental para facilitar cualquier proceso, presente o futuro, que deba llevar a cabo cualquier parte interesada (*stakeholder*) que se encuentre conectada a la red. Es decir, consumidores, generadores distribuidos, agregadores de demanda, proveedores de servicios energéticos, etc.

En este contexto, por consiguiente, las estrategias clásicas de planificación, operación y mantenimiento de los gestores de las redes de distribución pueden resultar insuficientes, especialmente en BT [12, 19], dada la mayor complejidad asociada a los DER y sus usos de la energía más significativos, tales como el almacenamiento de energía, la recarga de vehículos eléctricos o la gestión activa de la demanda [20, 21]. La creciente penetración de estos recursos en la red requiere de una efectiva coordinación con dichos gestores, mediante mecanismos transparentes y fiables, para aprovechar su potencial en la operación flexible de las redes inteligentes [19, 22].

1.2. Motivación

Una serie de consideraciones sienta las bases para los propósitos de esta tesis doctoral. Ante todo, las redes eléctricas están experimentando una rápida transformación hacia las redes inteligentes. Esto es resultado de la masiva digitalización de procesos, un fenómeno generalizado en la industria en los últimos años al que el sector eléctrico no es ajeno. Sin embargo, a pesar de la mayor disponibilidad de datos, en cuanto a cantidad, calidad y accesibilidad, en ocasiones la inercia puede marcar un ritmo más lento del deseado a la hora de diseñar y materializar aplicaciones prácticas.

De este modo, la digitalización de las redes de distribución sirve de motivación para identificar una serie de funcionalidades mínimas que se deben prever en el diseño de los sistemas de medida inteligente (*smart metering infrastructures*, SMI). Dado que estos sistemas tendrán una capilaridad total en el sistema eléctrico, debe contarse con una serie de requerimientos básicos comunes que permitan la integración más segura y fiable de los diferentes DER.

Sin embargo, es frecuente encontrar obstáculos a la hora de llevar a la práctica modelos que interrelacionen datos provenientes de diferentes ámbitos, como los relativos a los sistemas inteligentes de medida, a los DER o a cualquier red de sensores que se considere. Al mismo tiempo, es posible tender irremediamente a emplear todos los tipos de datos existentes de una manera injustificada, lo que puede derivar en una complejidad añadida. Al contrario, precisamente un diseño práctico y eficiente puede resultar en un impacto positivo y de aplicación más factible en condiciones reales.

En este sentido, la motivación reside en aportar herramientas basadas en datos, que ayuden a sacar el máximo provecho, por un lado, a las grandes arquitecturas de sistemas de información presentes en el sector eléctrico, como fuentes masivas de datos, y, por otro lado, a las soluciones técnicas descentralizadas que permiten medir, procesar *in situ* y actuar, si fuera necesario.

La modernización de las redes eléctricas no solo viene marcada por una fuerte digitalización, sino también por la tendencia hacia la descarbonización y la descentralización. Los usuarios finales de las redes de distribución, ya sean industriales, comerciales, de servicios o residenciales, y conectados en cualquier nivel de tensión, son más activos, demandan más información y nuevos servicios energéticos más sofisticados, y están preparados para participar en mercados locales de flexibilidad. Cada uno a su modo es capaz de tomar decisiones, respondiendo a propuestas técnicas y económicas, e incluso propiciarlas. Para todo esto, ya se encuentra disponible en el mercado toda una serie de soluciones tecnológicas con

suficiente madurez y con el grado de inteligencia necesario, como es el caso de cargadores de vehículos eléctricos o inversores para generación solar fotovoltaica.

Estas capacidades de los usuarios finales son, en definitiva, una fuente de motivación para proponer herramientas que habiliten nuevos modelos de planificación y de operación de la red. Un mejor conocimiento por parte de los gestores de las redes de distribución de los procesos que tienen lugar en ellas, o que pueden acontecer en el corto plazo, no puede sino servir de estímulo y de facilitador para dar un mayor protagonismo a los usuarios finales y a los DER.

La planificación, la operación y el mantenimiento de las redes de distribución han de adecuarse, por lo tanto, a este nuevo contexto, en donde los datos, la analítica y la predicción desempeñan un papel fundamental. A estas consideraciones se ha de añadir la experiencia del autor de esta tesis doctoral como responsable de Smartcity Málaga Living Lab de Endesa, un entorno privilegiado en donde, desde hace años, se vienen probando diversas tecnologías de red necesarias para la digitalización de la red de MT y BT, en condiciones reales y con miles de usuarios finales.

1.3. Objetivos

El objetivo principal de esta tesis doctoral es contribuir con herramientas prácticas, basadas en los datos proporcionados por las tecnologías propias de las redes inteligentes, con las que generar información útil para una mejor planificación y operación de las redes eléctricas de distribución de MT y BT.

Específicamente, en primer lugar, en esta tesis doctoral se propone una serie de requerimientos técnicos y funcionales para los SMI especialmente orientados a hacer frente a las necesidades que pueden surgir por la proliferación de DER. Dichos requerimientos se encuentran fundamentados en las capacidades actuales de comunicación bidireccional entre contadores inteligentes y sistemas de orden superior, al mismo tiempo que con los dispositivos inteligentes conectados aguas abajo de ellos. Esta propuesta parte del estudio de los SMI desde una doble perspectiva regulatoria y técnica, atendiendo especialmente a las funciones de monitorización y gestión más extendidas en el contexto internacional y a las prácticas recomendadas que se llevan a cabo en el ámbito de BT.

En segundo lugar, se propone una herramienta de planificación basada en el análisis de datos de congestión. Para ello, se desarrolla un algoritmo de búsqueda capaz de determinar el límite óptimo de congestión para transformadores MT/BT y líneas de BT. Frente a los habituales criterios subjetivos y basados en la experiencia, esta herramienta proporciona una alternativa objetiva, que se sirve tanto de los datos

disponibles por medio de una sensorización básica de centros de distribución, como de cualesquiera otros datos físicos y estáticos de esos activos.

En tercer lugar, se propone una herramienta de operación mediante la predicción de índices de flexibilidad. Esta propuesta se basa en la definición de una serie de nuevos indicadores específicos que permiten mejorar la caracterización de la flexibilidad en el ámbito de MT y BT. Además, se propone el uso de medidas de intensidad de corriente, provenientes tanto de centros de distribución como de DER, en un algoritmo de predicción desarrollado para determinar la flexibilidad con 15 minutos y 1 hora de antelación.

1.4. Estado de la cuestión

La flexibilidad, como característica propia de los sistemas eléctricos, puede definirse como la capacidad de estos para hacer frente a los cambios [23]. Tradicionalmente, las grandes centrales de generación han llevado el peso fundamental, acomodándose a la demanda, que además, se ha caracterizado hasta ahora por su rigidez, para garantizar el correcto mantenimiento de la tensión y la frecuencia del sistema.

Sin embargo, la creciente presencia de DER en el ámbito de MT y BT, las capacidades de la demanda para participar de un modo activo en la gestión del sistema y la creciente electrificación del transporte obligan a los gestores de las redes de distribución a asumir unas responsabilidades hasta ahora relegadas a los operadores del sistema eléctrico o, en todo caso, a los gestores de las redes de transporte. En este sentido, la flexibilidad no solo debe entenderse como un medio para garantizar el equilibrio global entre generación y demanda, y la consiguiente estabilidad tensión-frecuencia, sino también como un medio para asegurar la capacidad de transferencia de energía a todos los niveles del sistema eléctrico [23].

Las compañías distribuidoras de electricidad, hasta ahora centradas en el mantenimiento de las redes de distribución, tienen ante sí el reto de evolucionar para convertirse en verdaderos operadores de dichas infraestructuras. El necesario desarrollo regulatorio que enmarque estas nuevas capacidades y obligaciones ya se encuentra en marcha. Como muestra de ello, el Reglamento (UE) 2017/1485 [24] recoge las pautas para la coordinación entre los gestores de las redes de transporte y los de las redes de distribución, y el intercambio de información, ya sea programada o en tiempo real, así como para las activaciones de DER que tomen parte en servicios de flexibilidad. Otro ejemplo relevante es la Directiva Europea (UE) 2019/944 [25], en donde se establece que el gestor de la red de distribución, además de publicar sus planes de desarrollo de la red al estilo tradicional, debe informar transparentemente de los servicios de flexibilidad que se prevean necesarios a medio y largo plazo.

Los servicios de flexibilidad, por tanto, cobran especial protagonismo para la resolución de restricciones técnicas en el ámbito de las redes de MT y BT [15]. Además de servir para mitigar los posibles episodios de congestión, estos servicios tienen capacidad para ayudar al correcto control de los niveles de tensión e incluso para situaciones más excepcionales y de gran escala, como pueden ser la operación en isla o la restitución del servicio tras un fallo generalizado [15].

La operación flexible del sistema de distribución puede servirse indistintamente, por tanto, de soluciones técnicas propias del gestor de la red o proporcionadas por terceros. Asimismo, la activación de estos servicios de flexibilidad puede realizarse mediante mecanismos regulados, como obligaciones, peajes o procedimientos de operación reglados [26], así como mediante modelos de mercado, subasta o basados en acuerdos bilaterales [15, 27].

1.4.1. Digitalización de las redes de distribución

Tradicionalmente, los gestores de las redes de distribución han dispuesto de información muy limitada sobre los usuarios finales y su uso de la energía [28], dado que el ámbito de BT, especialmente, ha carecido de soluciones para su monitorización en tiempo real [12]. Esto se ha traducido en una planificación y operación que reflejan escasamente el comportamiento de las redes de BT [20], de acuerdo con modelos estáticos de reparto de cargas y con medidas reales de subestaciones de alta a media tensión (AT/MT), que sí se encuentran habitualmente automatizadas y monitorizadas [21], pero generalmente alejadas de la gran mayoría de los puntos de consumo y de generación de energía [12, 29].

Sin embargo, la transformación digital de las redes de distribución ha experimentado un impulso decisivo con las políticas públicas recientemente adoptadas en materia de SMI. Estos sistemas se conciben como un medio necesario para permitir nuevos modelos energéticos más sostenibles y eficientes, en condiciones de transparencia, competitividad e igualdad entre las partes interesadas [30].

A escala mundial, la Unión Europea ha sido uno de los mayores referentes en este sentido al establecer iniciativas legislativas pioneras, convenientemente traspuestas por parte de los diferentes estados miembros, como la Directiva 2009/72/EC [30]. Entre otros aspectos, esta directiva establece que los entes reguladores nacionales han de asegurar el acceso de los usuarios finales a los datos sobre su consumo de energía y a los precios asociados, requerimiento para el cual el papel del *smart meter* (contador inteligente) se hace fundamental.

Desde 2010, por medio de la Comunicación (2010) 639 [31], se acelera el despliegue de los SMI, entre otras tecnologías, para promover la modernización hacia las redes inteligentes y para asegurar la incorporación a gran escala de las energías renovables y de la movilidad eléctrica. Se concibe por tanto el contador inteligente para mucho más que simplemente medir para facturar el consumo. Se trata de un elemento inherente a las redes inteligentes que debe incluir funcionalidades para el control y la gestión del consumo de energía, según recoge la Comunicación (2011) 202 [32].

En términos prácticos, la Directiva 2012/27/EU [33] establece que la implantación de los SMI debe quedar sujeta a que sea técnicamente posible y financieramente razonable, y conforme a los requerimientos correspondientes de privacidad de los usuarios y de seguridad de la información. Esta directiva recoge explícitamente que estos sistemas deben medir las importaciones y las exportaciones de energía [33], sentando las bases para los modelos de autoconsumo y balance neto de energía. Para el pasado año 2020, el objetivo ha sido que el 80 % de los contadores de la UE sean inteligentes, según se recoge en la Recomendación 2012/148/EU [34]. Esta recomendación se basa especialmente en las propuestas de organismos científico-técnicos como el Joint Research Center [35, 36], si bien esta decidida apuesta por los SMI también cuenta con el respaldo de otros organismos de referencia, como el Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (*Council of European Energy Regulators*, CEER), que agrupa a los reguladores nacionales de gas y de electricidad de los países miembros de la UE [37]. Esto demuestra lo amplio y extendido que se encuentra el consenso sobre el potencial de los SMI.

En España, las directivas y recomendaciones europeas se han traspuesto al marco regulatorio nacional, en primer lugar, mediante el Real Decreto 1110/2007 [38]. Este decreto recoge que la responsabilidad de los SMI es de los gestores de las redes de distribución y que sus requerimientos mínimos incluyen funciones tales como la medida de potencia reactiva, en todos sus cuadrantes y direcciones, así como el control automático de la potencia activa total demandada [38]. Si bien este decreto determinaba la posibilidad de utilizar uno o varios contadores inteligentes para el mismo punto de suministro en instalaciones con autoconsumo [38], este aspecto queda resuelto en el Real Decreto 244/2019 [39]. Este último, especialmente orientado al fomento de la autoproducción de energía, establece las normas para realizar el balance neto de energía por medio de un único contador que mida tanto los consumos satisfechos desde la red de distribución como la generación inyectada a la red por el usuario final en cuestión.

El Real Decreto 1110/2007 [38] considera asimismo la posibilidad de que los SMI se sirvan de protocolos de comunicación tanto públicos como privados. Si bien la

segunda opción permite el desarrollo de modelos fuertemente integrados, la primera opción persigue la interoperabilidad entre diferentes proveedores de equipos físicos y de sistemas. En cualquier caso, sea cual sea el SMI, las características metrológicas han de ser las mismas para todas las partes interesadas. En España, la Orden ITC/3022/2006 [40] determina los requerimientos para instalaciones de potencia contratada menor o igual a 15 kW, que constituyen más del 90 % de los usuarios finales del país [41]. De acuerdo con esta orden, los SMI deben proporcionar funciones tan básicas como la discriminación horaria, para poder medir y facturar de acuerdo conforme a diferentes precios y periodos de tiempo, o la gestión remota de aspectos contractuales, como en el caso de cualquier cambio de tarifa, altas o bajas [40]. Al mismo tiempo se establecen otras prestaciones más avanzadas, como la presencia e identificación de las diferentes fases eléctricas o la medida de las curvas de potencia activa y reactiva [40], que, si bien resultan prometedoras, el desarrollo normativo en España no ha determinado por ahora las obligaciones y condiciones para aplicarlas de manera generalizada en la práctica. A pesar de ello, la implantación de los SMI en España puede considerarse completada en la práctica, con un despliegue realizado conforme a lo establecido específicamente en la Orden IET/290/2012 [42], que determinaba el 1 de enero de 2019 como fecha objetivo.

En el contexto internacional, uno de los países líderes en implantación de los SMI es Italia, que completó su implantación a finales de 2011, con un total de más de 36 millones de contadores inteligentes instalados [43]. En este país se permite igualmente la modalidad de balance neto —con la posibilidad de emplear para ello un único equipo de medida mucho antes que en España [44]— y han de disponerse portales web para proporcionar la información del consumo a los usuarios finales [43]. Esta funcionalidad, si bien puede parecer simple, constituye una disrupción en materia de eficiencia energética, dado que disponer de información sobre su consumo puede permitir a un consumidor medio reducirlo en un 10 % de media [32], sin considerar todos los productos y servicios de valor añadido que las compañías eléctricas pueden generar a partir de estos datos.

En el caso de Francia, las funcionalidades del contador inteligente incluyen la notificación temprana de incidencias con origen en la red de distribución y el control de la generación de energía, del balance neto y de la recarga de vehículos eléctricos [45]. En el caso del Reino Unido, destacan las funciones que permiten aplicar contratos en modalidad de prepago [46]. Por su parte, los Estados Unidos, a pesar de estar dividido en una docena de regiones eléctricas en donde la regulación corresponde a los diferentes estados, cuentan con un marco común en materia de SMI [47]. En particular, el estado de California es un referente internacional en gestión de la demanda [48]. Esta modalidad va desde la programación el día previo

hasta el control en tiempo real y con fines tanto de eficiencia en el consumo individual del cliente como para prestar soporte a la operación del sistema eléctrico en momentos de alta demanda [49]. Otro referente en la implantación de SMI es Brasil, líder indiscutible en Sudamérica, en donde los contadores inteligentes han de equipar a todos los clientes conectados por debajo de los 2,3 kV [50], con funciones tales como la medida de la tensión suministrada o el registro de todas las interrupciones de suministro [51].

Los SMI, más allá de su función fundamental de facturar de manera precisa y gestionar remotamente a los usuarios finales, constituyen una fuente masiva de datos de altísimo valor para monitorizar las variables de estado en que se encuentra operando la red de distribución en todos los puntos de conexión de los usuarios finales [12, 52, 53]. Gracias a los SMI pueden desarrollarse específicamente modelos de predicción de demanda residencial [53], por ejemplo, útiles para fines tales como seleccionar a aquellos candidatos adecuados para formar parte de programas de gestión de demanda [54, 55]. Del mismo modo, el gestor de la red puede evaluar los niveles de tensión o los flujos de potencia en la red con el objeto de determinar la capacidad de acoger más DER (*hosting capacity*) o anticiparse a posibles problemas de tensión [56].

Al mismo tiempo, la digitalización de la red es un medio que facilita la participación activa del usuario final, que puede poner a disposición del sistema eléctrico nuevos recursos para corregir deficiencias y desviaciones en su funcionamiento, alternativos a las soluciones tradicionales. Ejemplos de ello son la gestión de la producción de potencia reactiva en los inversores de los DER [56] o el empleo de sistemas de almacenamiento para controlar la producción de potencia activa y contener así la tensión dentro de los límites establecidos [57]. Estas soluciones pueden basarse en los datos medidos en los contadores inteligentes, tanto del punto de conexión a la red en donde se realiza la gestión como de los adyacentes, y se encuentran bajo la coordinación de arquitecturas de control tanto centralizadas como descentralizadas [56, 57].

La irrupción masiva de DER en las redes de MT y BT presenta al mismo tiempo la cuestión de si su grado de automatización actual es suficiente para integrar estos nuevos recursos energéticos de manera segura. La operación de la red de distribución se basa en subestaciones AT/MT altamente automatizadas, en potentes sistemas *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) y *Distribution Management Systems* (DMS) fuertemente centralizados, y en cierto grado, en los SMI [12, 13]. La operación se sirve asimismo de información del estado de los interruptores de MT de

aquellos centros de distribución que están equipados con ellos y que son, por consiguiente, remotamente operables desde los centros de control de la red [12].

Estos medios convencionales permiten reconfigurar la red para minimizar las pérdidas, gracias a distribuir las cargas de la mejor manera posible, o tras un fallo, con lo que se minimiza el número de clientes afectados y el tiempo de afectación [58]. Si bien la calidad de suministro en Europa puede considerarse buena, con interrupciones medias que varían entre 15 y 400 minutos por cliente y año [59], el incremento en la presencia de DER reduce la efectividad de estos medios debido a las implicaciones locales y descentralizadas que tienen con relación a la congestión de la red, flujos inversos de potencia, desequilibrios de corrientes y tensiones entre fases, sobretensiones y subtensiones, sobrecargas en los neutros, etc. [19].

Debe tenerse en cuenta, además de esto, que los datos de los SMI no resultan accesibles siempre con la deseada agilidad e inmediatez, ni para poder informar a los usuarios masivamente con datos recientes ni para operar la red de distribución en tiempo real, a lo que hay que unir el cambiante carácter de las redes de BT con su continua ocurrencia y resolución de faltas, obsoleta o parcial información topológica, altas y bajas de clientes, etc. [12, 52].

Sin embargo, además del potencial de los SMI, son numerosas las soluciones tecnológicas disponibles para sensorización de centros de distribución. Estas pueden proporcionar medidas de intensidad de corriente, tensión, potencia y energía en posiciones de línea y de protección de MT, en el lado de BT del transformador o en el propio cuadro de BT del centro de distribución [21]. En cualquier caso, el despliegue de la sensorización en la red de distribución requiere de los medios adecuados para manejar la inmensa cantidad de datos generados [60], como es el caso de las redes de telecomunicaciones 4G/5G [61], lo que permite al mismo tiempo el intercambio de datos en tiempo real y las señales de control entre las partes interesadas, de manera que se disponga del dato allá donde se requiere [62]. Esta información debe ponerse a disposición de cada una de ellas con el formato y la frecuencia apropiadas [13], además de estar permanentemente integrados en algoritmos y sistemas de operación de la red eléctrica de distribución [63].

Al igual que el resto de planes de inversión de las compañías eléctricas, como ocurre con la implantación de soluciones de telecontrol en MT [64], el despliegue de los sensores que se han de instalar en centros de distribución debe ser objeto de un exhaustivo análisis técnico y económico por parte del gestor de la red [12, 13, 65]. En escenarios regulados, como es el caso de la distribución de energía eléctrica en España, esto depende además del esquema retributivo de aplicación. En nuestro país, a la fecha de elaboración de esta tesis, se ha aprobado recientemente el reconocimiento

de las inversiones en digitalización de la red, lo que puede suponer el impulso definitivo para la transformación del sistema eléctrico [66].

1.4.2. Congestión en las redes de baja tensión

La congestión es un fenómeno que en la práctica solamente es tratado de un modo dinámico en las redes de transporte [67]. En este sentido, las situaciones de congestión son gestionadas con ayuda de herramientas complejas, tales como el ajuste de grandes nodos de generación por medio de consignas de funcionamiento o de planificación temporal de su producción [68, 69]. Sin embargo, en el ámbito de las redes de MT y BT, estas prácticas no se encuentran extendidas.

Actualmente se tienen prometedores ejemplos regulatorios que prevén la gestión dinámica de la tensión y de la potencia reactiva en las redes de distribución, con estándares específicos en países como Alemania e Italia [70]. Sin embargo, frente a escenarios de congestión, el sobredimensionamiento ha sido la solución habitual, más ineficiente si cabe por las exigencias añadidas debido al dinamismo y la intermitencia de los DER [69].

Los gestores de las redes de distribución requieren de nuevos medios con los que poder planificarlas, operarlas y mantenerlas de un modo eficiente. Tal es el caso de los algoritmos de control centralizado para el deslastre de generadores eólicos conectados en MT [71] o de gestión descentralizada de infinidad de pequeños cargadores de vehículo eléctrico debidamente agregados [72].

La gestión de la congestión es una cuestión resuelta tradicionalmente por medio de métodos clásicos entre los que destacan, principalmente, los mecanismos de mercados mayoristas, como en los modelos de gestión de la demanda [73], y las estrategias de planificación de la red, como en los *hosting capacity models*, que en muchas ocasiones acaban por impedir la integración de nuevos DER [74].

Sin embargo, el uso de estos modelos tradicionales presenta dificultades a la hora de aplicarse directamente en las redes de BT. Por un lado, la flexibilidad en las redes de distribución es un tema muy activo de investigación, dado que se persigue, por ejemplo, el establecimiento de mercados locales que incluyan a las partes interesadas, sea cual sea su naturaleza, desde simples consumidores hasta DER, para poder contribuir con sus capacidades al alivio de la congestión de las redes [75] y a la mejora de la calidad del suministro [76].

Por otro lado, los modelos que se han de emplear deben adaptarse al nuevo paradigma de digitalización que se vive en estas redes y ayudarse de medios tan útiles como las

tecnologías de monitorización y los algoritmos de estimación de estado para redes de MT y BT [29, 77]. Esto proporciona interesantes alternativas a los modelos de capacidad, tradicionalmente condicionados por las características nominales de los elementos de la red en cuestión [74] y por el número y las características de los escenarios de cálculo considerados [78].

Debe tenerse muy en cuenta que los usuarios finales de las redes de distribución se encuentran repartidos de un modo generalmente disperso, heterogéneo y casi arbitrario. Esto puede observarse al comparar entre sí las tres fases de un mismo elemento de la red, como por ejemplo una línea de BT, pero también al comparar entre sí diferentes elementos adyacentes, como es el caso de líneas de BT alimentadas por un mismo transformador [10, 79, 80]. A esto hay que añadir la heterogeneidad del comportamiento de los usuarios finales, ya sean generadores, consumidores, *prosumers*, etc., heterogeneidad que es mayor si cabe ante la presencia de tecnologías relativas a los DER.

Una clara muestra de esta gran heterogeneidad se recoge en la figura 1.1., en donde se representa gráficamente el número de usuarios finales (*number of clients*) conectados aguas abajo de cualquiera de las tres fases (*phases*) de las cabeceras de línea de BT (*feeder*) de dos centros de distribución adyacentes, ubicados por tanto en la misma área geográfica. Ambos centros de distribución cuentan con transformadores MT/BT de la misma potencia nominal y con alrededor de 500 clientes cada uno, predominantemente monofásicos y residenciales, si bien se observa una cantidad no despreciable de clientes trifásicos (*three phases*).

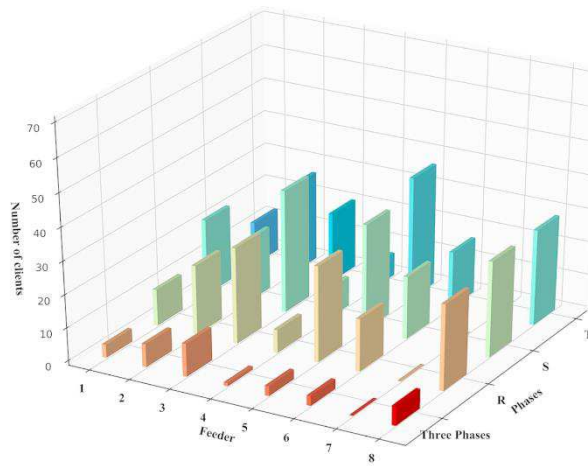
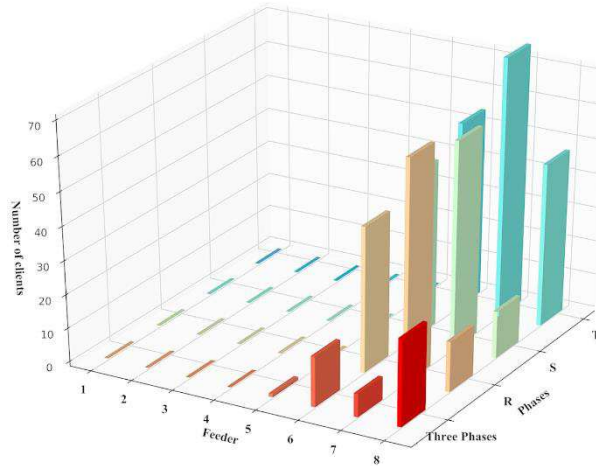


Figura 1.1. Ejemplo de distribución de clientes monofásicos (en color naranja, verde y azul) y trifásicos (rojo) en las líneas de BT de dos centros de distribución de Smartcity Málaga. Las figuras en las que no se indica la fuente de manera expresa son de elaboración propia

Esta heterogeneidad influye gravemente en la congestión experimentada en la red, así como en los niveles de tensión. De hecho, para compensar la caída de tensión a lo largo de las líneas, la relación de transformación suele ajustarse en los transformadores para que la tensión en las cabeceras quede por encima de 1 p.u. [7], haciendo uso de tomas fijas manuales que rara vez se modifican [81]. Por su parte, las situaciones de congestión tienen lugar durante cortos espacios de tiempo [82, 83], como se muestra en la figura 1.2., donde se representan diferentes curvas monótonas de carga de transformadores. En ella se evidencia el bajo porcentaje de tiempo (*time*) al año en que los niveles de carga (*loading rate*) se encuentran en una situación próxima a la congestión.

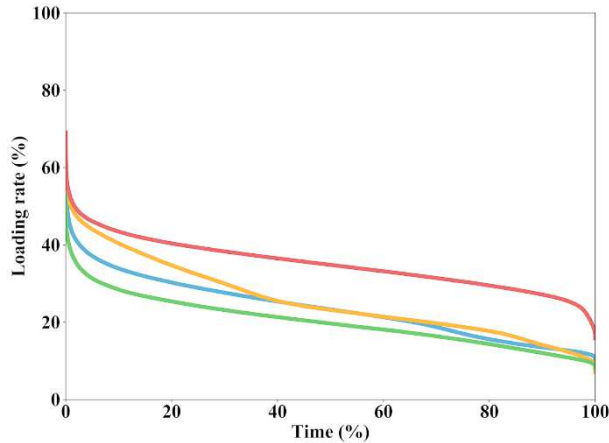


Figura 1.2. Curvas monótonas de carga anuales de transformadores pertenecientes a cuatro centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab

En la figura 1.3. se muestra con un gráfico de araña el tipo de variaciones en los niveles de congestión que se experimentan en un conjunto de cabeceras de línea de BT (*LV feeder*) adyacentes. Esta representación se acompaña de las curvas monótonas de carga de las tres fases de una de esas cabeceras, a modo de ejemplo. Se evidencia claramente el completo desacoplamiento, desequilibrado además, entre todos los elementos de red. Esto significa, en definitiva, que un elemento cualquiera puede estar experimentando un grave problema de congestión (*congestion*), al mismo tiempo que los elementos adyacentes, no.

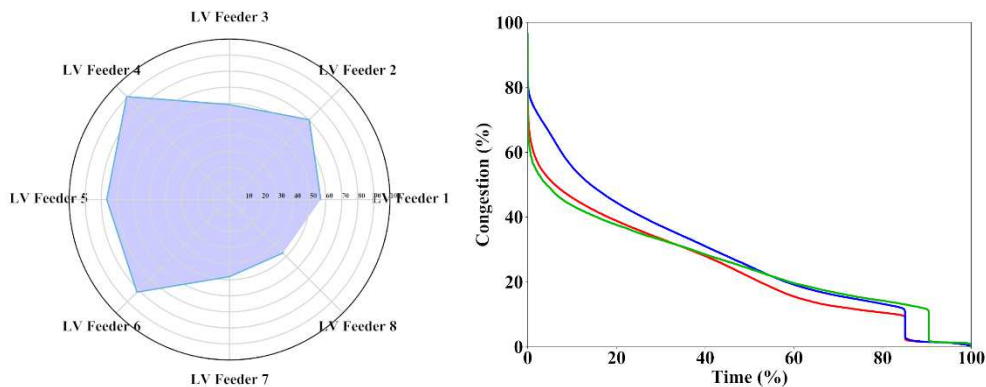


Figura 1.3. Máximas intensidades de corriente medidas en las cabeceras de línea de BT, con respecto a sus corrientes nominales admisibles (izquierda), y curvas monótonas de carga de las tres fases de la cabecera de línea de BT 5 (derecha) para un centro de distribución de Smartcity Málaga Living Lab a lo largo de un año

A diferencia de la tensión, los límites admisibles cercanos a la congestión no se encuentran tan claramente definidos por los estándares. Por ejemplo, la norma EN50160 [84] establece que la tensión en las redes de MT y BT, en cualquiera de los nudos que las forman, debe estar comprendida entre el $\pm 10\%$ del valor nominal durante el 95 % de la semana, y entre $+10\%$ y -15% de dicho valor a lo largo de todo el tiempo. La congestión, por su parte, carece de unos límites claros, más allá de la lógica de no exceder el valor de corriente nominal admisible del elemento de la red en cuestión o de algunos criterios fijados de acuerdo con la experiencia humana y con criterios subjetivos. Este es el caso de Red Eléctrica de España, que considera congestionadas aquellas líneas de AT que experimentan saturaciones por encima del 95 % del valor nominal [85], o del regulador del sector eléctrico en el Perú, que hace la misma consideración, si bien más conservadora, para líneas y transformadores que superen el 75 % del valor nominal [86].

Los transformadores son elementos críticos de las redes de distribución, por lo que los gestores prestan especial atención a la hora de mantenerlos y planificarlos para hacer frente a las potenciales situaciones de congestión [87]. Sin embargo, la información disponible sobre las redes de BT es limitada, hasta el extremo de ser común el no disponer de información acerca de la fase en que se encuentran conectados clientes o DER, y la existencia de imprecisiones en la información topológica de la red con la que se trabaja [88]. En cualquier caso, existen prometedoras iniciativas en materia de redes inteligentes, como Smartcity Málaga [89], INTEGRIS [12], IDE4L [90] o MONICA [29], en los que se desarrollan y validan soluciones tecnológicas para la digitalización de la red. Por lo tanto, es posible aprovechar las soluciones de monitorización avanzada de la red, junto con los datos de contadores inteligentes y de cualquier otra fuente disponible, para gestionar la congestión de una manera individualizada y dinámica tanto en los transformadores como en las líneas de BT. Este será el modo de evitar ineficiencias, como las que conllevan los sobredimensionamientos, y de anteponerse a problemas de calidad de red que se acentuarían ante la creciente presencia de DER o el crecimiento de la demanda [28, 91]. El análisis de datos, unido a la búsqueda de soluciones óptimas, permite diseñar criterios enriquecidos, más rigurosos que los métodos tradicionales.

Por lo tanto, los gestores de las redes de distribución deben poderse servir de herramientas que les permitan llevar a cabo una gestión flexible, dinámica y continua frente a las posibles situaciones de congestión. La operación flexible de la red se abre paso en este contexto por medio de acciones preventivas, como son el ajuste de tomas en carga de transformadores (*On load tap changer*, OLTC) [92] o la solicitud de activación de determinados servicios de flexibilidad. Estos últimos pueden proveerse directamente mediante DER, a título individual o a través de otros agentes como

agregadores, ajustando sus regímenes de funcionamiento a las condiciones de operación existentes en el ámbito de la red en donde se solicita dicho servicio [70]. Esta será la forma de dejar atrás los procedimientos correctivos tradicionales y abrir camino a una operación flexible de la red con la que poder además actuar antes de que ocurra una deficiencia, optimizando por tanto los recursos económicos que emplear y la calidad prestada a todos los usuarios finales [93].

1.4.3. Flexibilidad en las redes de baja tensión

La creciente integración de DER se traduce en un importante impacto en las redes de distribución, a pesar de su menor potencia relativa, al estar conectados en niveles bajos de tensión, con una alta capilaridad dentro del sistema eléctrico y en infraestructuras originalmente diseñadas para un suministro unidireccional de energía a los consumidores finales. Sin embargo, la utilización de la flexibilidad de los DER, ya se trate de demanda, generación, almacenamiento o de una combinación de ellos, puede contribuir de manera significativa a mantener la estabilidad y la calidad del servicio.

El concepto de flexibilidad en el ámbito de los sistemas eléctricos tiene gran variedad de definiciones en la bibliografía, así como multitud de formas de caracterizarla atendiendo al objeto de estudio. La manera más extendida de caracterizar la flexibilidad es mediante la evaluación de índices calculados caso por caso, individualmente, para cada uno de los elementos que componen un sistema [94, 95]. De este modo, la flexibilidad asociada a una unidad de generación puede estar caracterizada por su potencia nominal, sus tiempos de respuesta o sus rampas límite de subida o bajada de potencia entregada [96, 97]. Por su parte, la flexibilidad proporcionada por una estrategia de respuesta de la demanda (*demand response*) puede estar igualmente caracterizada por sus tiempos característicos, así como por la probabilidad de que los usuarios finales participen en ella o por el precio de la energía [96, 98]. Si bien considerar la flexibilidad de una manera individualizada tiene la ventaja de proporcionar una visión muy detallada, la información que puede extraerse de ella puede resultar sesgada o demasiado parcial [95].

Por su parte, las propuestas que aportan un enfoque global generalmente abordan la flexibilidad de sistemas eléctricos completos, tratándolos, además, como una sola unidad [99]. De este modo, la caracterización de la flexibilidad global se ha basado generalmente en índices que recogen la visión de los gestores de las redes de transporte (*Transmission system operators*, TSO) o de los operadores de los sistemas eléctricos (*Independent system operators*, ISO). Estos índices se basan fundamentalmente en el balance global de generación y demanda de energía del sistema [100, 101], y, por tanto, reflejan escasamente sus aspectos locales, que resultan mucho más dinámicos, variables e inciertos [102, 103].

En la bibliografía tienen igualmente una importante presencia los enfoques holísticos, aunque con la limitación de ser estáticos, como por ejemplo las caracterizaciones basadas en gráficos multidisciplinares amplios [104]. También es este el caso de los métodos basados en estadísticas o encuestas, muchos de ellos orientados a predecir la flexibilidad a partir del comportamiento esperado de los usuarios finales, aunque con resultados de cuestionable precisión [103],

En cualquier caso, la flexibilidad global de un sistema eléctrico, y más en particular de un sistema de distribución, no puede determinarse a partir de una simple trasposición de los criterios e índices diseñados para las redes de transporte [17]. Tampoco debe hacerse a partir de la agregación masiva de índices y características individuales de los activos conectados [96]. El enfoque más adecuado será aquel que preste especial atención a las particularidades y restricciones de las redes de distribución, es decir, especialmente a la congestión en MT y BT [75, 102], aunque sin obviar su fuerte carácter dinámico y desequilibrado. En otras palabras, bajo ningún concepto se debe asumir que las redes de distribución se encuentran equilibradas en condiciones reales de explotación [9, 103, 105], más aún dada la creciente presencia de DER, como vehículos eléctricos, generadores renovables o sistemas de almacenamiento de energía [97, 100, 106].

Para el gestor de la red de distribución, poder determinar las condiciones de flexibilidad en que se encuentra un ámbito geográfico o una serie de elementos críticos de la red puede proporcionarle una información útil con la que complementar a las variables habituales de operación, como son las desviaciones de tensión respecto a los límites normativos o la distancia a los valores de congestión. En la medida en que esa flexibilidad pueda cuantificarse, momento a momento, o mejor aún, si puede ser conocida con antelación, el gestor de la red de distribución podrá evaluar con mayor precisión la verdadera criticidad que se experimenta en cada situación. De esta forma, podría conocer si solamente cuenta con mecanismos propios —tales como la operación de transformadores OLTC o de sistemas FACTS (*Flexible alternative current transmission systems*) en MT o BT—, si puede recurrir a algún mecanismo coordinado con el gestor de la red de transporte, o si la única opción sería emplear procedimientos más drásticos, como deslastres o *curtailments*. Mejor aún, se podría solicitar la activación de recursos flexibles de los usuarios finales mediante, por ejemplo, mercados locales de energía. Esto les permitiría ajustar su comportamiento en función de los precios y actuar como si de cualquier otro medio para la operación del sistema se tratara gracias a mecanismos tales como la respuesta de la demanda [107-110].

La puesta en marcha de estos modelos es inminente, como pone de relieve la evolución experimentada en el marco regulatorio de referencia en el caso de España. En este sentido, la Circular 3/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) [111] enmarca el desarrollo de proyectos de demostración regulatorios, también denominados *sandboxes*. Esta iniciativa nace de la existencia de diferentes requisitos normativos que impiden actualmente la implantación de soluciones innovadoras dirigidas a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema eléctrico. Este documento, además, reconoce el papel protagonista del gestor de la red de distribución y hace especial hincapié en que los servicios de flexibilidad que se van a probar no se estén ofreciendo hasta el momento en el mercado o, en caso contrario, que se ajusten a un modelo diferente al utilizado actualmente.

Asimismo, los proyectos de demostración regulatorios deben evidenciar el beneficio para el usuario final y la ausencia de riesgos para la operación del sistema eléctrico o de la red de distribución implicada. En la misma línea encontramos, dentro del Real Decreto-ley 23/2020 [112], el establecimiento de bancos de pruebas regulatorios. Su objetivo es facilitar el desarrollo de proyectos piloto encaminados a la investigación e innovación en el sector eléctrico, y acompañarlos del correspondiente desarrollo normativo.

Finalmente, cabe destacar que la Circular 6/2019 de la CNMC [66], dentro del marco retributivo de la actividad de distribución eléctrica como actividad regulada, prevé el reconocimiento de las inversiones efectuadas en proyectos piloto regulatorios. Esto proporciona un impulso decisivo para que los gestores de las redes de distribución puedan llevar a la práctica estos nuevos modelos de operación flexible en nuestro país.

1.5. Estructura del documento

Este documento consta de seis capítulos. En el capítulo 1 se han presentado, a modo de introducción, los antecedentes, la motivación y los objetivos de esta tesis doctoral, así como el estado de la cuestión en donde se enmarca el trabajo. En este sentido, y por su relevancia, se dedica especial atención a la transformación digital de la actividad de la distribución eléctrica, a las restricciones en la capacidad de las redes de MT y BT para responder a los requerimientos presentes y futuros de los usuarios finales de la energía, y a los retos que presenta la operación flexible de los DER en el ámbito de las redes de distribución.

En el capítulo 2 se exponen las principales características de Smartcity Málaga Living Lab como ejemplo de red de distribución inteligente. En este área de la ciudad de Málaga (España), se dispone de una gran variedad de usuarios finales equipados con diferentes tipos de DER, junto con las necesarias tecnologías de monitorización para poder llevar a cabo una supervisión avanzada de todo cuanto acontece en la red de MT y BT. Estas características permiten validar las contribuciones que se proponen en esta tesis doctoral.

En el capítulo 3, se presenta una serie de contribuciones en materia de SMI que parten del análisis del marco regulatorio actual a escala española y europea, así como en otros países destacados en el contexto internacional. Las propuestas aquí descritas persiguen aprovechar las fortalezas tecnológicas de estos equipos de monitorización del usuario final y de los sistemas de información asociados para incrementar la capacidad de integración de DER en la red de distribución.

El capítulo 4, por su parte, recoge una metodología basada en un algoritmo de búsqueda para la determinación del límite óptimo de congestión con la que puede operarse un elemento determinado de la red de distribución. Esta propuesta persigue proporcionar un método objetivo y particularizado, como alternativa a los criterios más generalizados actualmente, que se encuentran basados en la experiencia o en la consideración subjetiva.

En el capítulo 5 se presenta una serie de índices de flexibilidad de nueva creación. Esta propuesta nace de la necesidad de caracterizar con precisión el comportamiento de la red de distribución ante la presencia de recursos energéticos flexibles, que pueden condicionar, positiva o negativamente, a su régimen de operación. En este sentido, se presenta asimismo una metodología basada en inteligencia artificial para la predicción de dichos índices a corto plazo, lo que proporciona una información adicional de alto valor para la toma de decisiones de los gestores de las redes de MT y BT.

Las conclusiones principales de esta tesis doctoral y las líneas futuras de trabajo se encuentran recogidas en el capítulo 6. Finalmente, en el anexo se encuentran agrupadas las copias de los tres artículos publicados en revistas de impacto gracias a las contribuciones de este trabajo y que forman, por tanto, parte integrante de la tesis doctoral.

Capítulo 2. Smartcity Málaga

Living Lab

2.1. Introducción

Para el desarrollo de esta tesis doctoral, Smartcity Málaga Living Lab ha constituido, ante todo, una fuente de inspiración. Este entorno tiene la peculiaridad, como no podría ser de otro modo para un *living lab* [113], de encontrarse inmerso en la realidad de la red de distribución, puesto que incluye usuarios finales, y en condiciones de operación totalmente reales. Liderado por Endesa y ubicado en la ciudad de Málaga (España), en la zona más occidental de su núcleo urbano, comenzó su actividad en el año 2009 con el proyecto que le dio nombre originalmente, Smartcity Málaga [114].

El proyecto Smartcity Málaga constituyó una de las primeras iniciativas, a escala mundial, de implantación de tecnologías de red inteligente, al nivel de Boulder (Estados Unidos), Estocolmo (Suecia) o Dubái (Emiratos Árabes Unidos) [115]. Smartcity Málaga ha contado con el sello distintivo de ser un demostrador que abarca un mayor número de tecnologías: automatización de la red en MT y BT, telecomunicaciones, telegestión, eficiencia energética en clientes, vehículos eléctricos y generación y almacenamiento distribuidos [114].

Gracias a la participación de un consorcio dirigido por Endesa y formado por un total de 25 miembros entre empresas y centros de investigación, entre los que destacan IBM, Ormazábal o Schneider Electric, se llevó a cabo un proyecto de 4 años de duración y 31 millones de euros de presupuesto total [114].

El propósito del proyecto era evaluar el impacto de las diferentes innovaciones tecnológicas en los objetivos sostenibles de la UE para 2020, establecidos en un 20 %

de reducción de emisiones de CO₂, un 20 % de reducción del consumo de energía y un 20 % del consumo cubierto por energías renovables [114]. Una vez completado el proyecto, se alcanzó una consecución del 20 %, 25 % y 15 %, de media, respectivamente, por lo que la experiencia concluyó de una manera altamente satisfactoria [114].

Sin embargo, tras la finalización del proyecto, y gracias al apoyo de Enel, compañía matriz propietaria de Endesa, Smartcity Málaga continuó su apuesta por la investigación, el desarrollo y las pruebas de tecnologías de red inteligente, reforzando, eso sí, su orientación hacia la innovación en la red de distribución como principal objetivo [116]. Esto constituyó uno de los pasos decisivos para erigirse desde entonces como uno de los *living labs* más relevantes del grupo Enel en el mundo [117], al mismo nivel que otros ubicados en ciudades tan punteras internacionalmente como Barcelona (España), Haifa (Israel), Sao Paulo (Brasil) o Bogotá (Colombia).

En la actualidad, y conforme a los objetivos de Endesa, Smartcity Málaga Living Lab es campo de implantación y pruebas del gemelo digital de la red [118], la iniciativa más importante de la compañía eléctrica para la modernización y la digitalización de sus procesos de negocio a la fecha de redacción de este documento de tesis. En línea con la filosofía de industria 4.0, y aglutinando toda una serie de tecnologías de modelado 3D de infraestructuras y de información de construcción (*Building information modelling*, BIM), así como de sensorización, inteligencia artificial, realidad virtual y realidad aumentada, el gemelo digital pretende construir una réplica exacta de la red de distribución [118]. La constitución de esta réplica de la red de distribución integra medios gráficos, cartografías, medidas en tiempo real, simulaciones y predicciones para habilitar una operación más avanzada [119].

Smartcity Málaga Living Lab, desde sus comienzos, ha constituido una fuente de atracción de otros muchos proyectos de innovación relacionados con la digitalización, la descarbonización y la descentralización del modelo energético. El desarrollo de estas iniciativas se traduce en una mayor difusión de modelos de movilidad eléctrica entre la población o en la puesta en práctica de servicios de operación flexible de la red. La presencia de estos DER en el Living Lab permite poner a prueba el papel del gestor de la red de distribución, de una manera práctica, ante nuevas exigencias técnicas para mantener la debida seguridad, calidad y fiabilidad de la red.

Cabe también destacar que este Living Lab ha sido el primer laboratorio dirigido por una compañía energética en incorporarse a la European Network of Living Labs [113], un importante reconocimiento internacional como espacio caracterizado por la implicación del usuario final en los procesos de innovación y por el uso del entorno real de manera experimental [120]. Otros sectores, como el sanitario, los medios de

comunicación o el agroalimentario, forman parte de esta red, que aglutina a miembros del mundo entero, con el objetivo común de compartir conocimientos, experiencias y prácticas recomendadas [113, 120].

2.2. Características técnicas de la red de Smartcity Málaga Living Lab

La zona de pruebas de Smartcity Málaga Living Lab está compuesta por dos subestaciones eléctricas AT/MT de 66/20 kV, Polígono y San Sebastián, de las que parte una serie de líneas de MT de 20 kV de más de 30 km de longitud [114]. Esta red se encuentra representada en la figura 2.1. A lo largo de estas líneas de MT se encuentran repartidos 72 centros de distribución de media a baja tensión (MT/BT) de 20/0,4 kV [114].

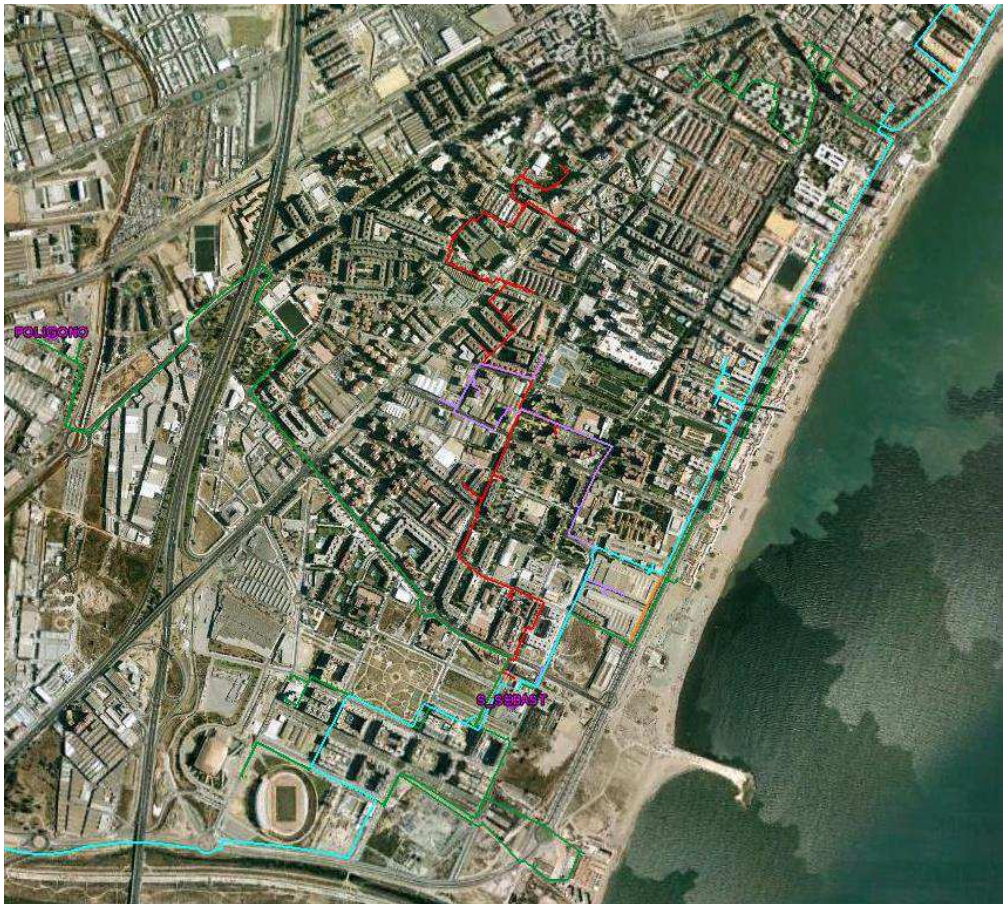


Figura 2.1. Trazado de las líneas de MT de Smartcity Málaga [121]

En la tabla 2.1. pueden apreciarse las características principales de las líneas de MT que forman parte de Smartcity Málaga Living Lab, así como el número de centros de distribución alimentados por cada una de ellas [121].

Sub-estación AT/MT origen	Línea de MT	Longitud (km)	Centros de distribución	Transformadores	Potencia instalada (MVA)	Usuarios finales
Polígono	Pato 2	11,7	17	24	14,100	2.848
	Industrial	2,8	11	11	4,180	1.140
San Sebastián	Pacífico	5,4	19	19	11,970	3.329
Sebastián	Panificadora	3,6	11	13	8,400	6.608
	Tabacalera	8,8	14	16	8,640	3.605
Totales		32,3	72	83	47,290	17.530

Tabla 2.1. Características principales de las líneas de MT de Smartcity Málaga [121].
Las tablas en las que no se indica la fuente de manera expresa son de elaboración propia

Cuantitativamente, en primer lugar, destaca la gran longitud de la línea Pato 2 frente al resto, con un trazado que combina tanto áreas industriales como residenciales. Esta línea, además, presenta una mayor potencia instalada media por centro de distribución debido a la mayor intensidad del consumo industrial y a que presta servicio a vecindarios de reciente construcción, con importante presencia de viviendas con alta electrificación y con frecuente disposición de doble transformador en sus centros de distribución. En segundo lugar, la línea Panificadora acoge con diferencia al mayor número de usuarios finales y discurre por algunas de las zonas más consolidadas y densamente pobladas de la zona de Smartcity Málaga Living Lab. Esta línea supera el medio millar de clientes por transformador y por centro de distribución (CD), seguida con distancia por la línea Tabacalera, con unos promedios que no llegan a la mitad. Todas estas cifras relativas se encuentran recogidas en la tabla 2.2.

Sub-estación AT/MT origen	Línea de MT	Transformador/CD	Potencia instalada (MVA)/CD	Potencia instalada (MVA)/transformador	Usuarios finales/CD	Usuarios finales/transformador
Polígono	Pato 2	1,41	0,83	0,59	167,53	118,67
	Industrial	1	0,38	0,38	103,64	103,64
San Sebastián	Pacífico	1	0,63	0,63	175,21	175,21
Sebastián	Panificadora	1,18	0,76	0,65	600,73	508,31
	Tabacalera	1,14	0,62	0,54	257,50	225,31

Tabla 2.2. Características promediadas de las líneas de MT de Smartcity Málaga Living Lab

Esta red presta servicio a un número de usuarios finales que supera los 15 000, donde aproximadamente un 90 % de ellos son de tipo residencial, y el resto de tipo industrial o de servicios [117, 122]. La zona representa, aproximadamente, unos 63 MW de potencia contratada, frente a una potencia instalada total de algo más de 47 MVA en los centros de distribución, y unos 70 GWh anuales de demanda, lo que equivale a unas 28 000 toneladas de CO₂ al año [114]. La demanda en cada una de las líneas de MT presentadas, medida en cabecera de línea de MT en el ámbito de las subestaciones de origen correspondientes, se caracteriza por las curvas de carga media de invierno y de verano que se muestran en la figura 2.2.

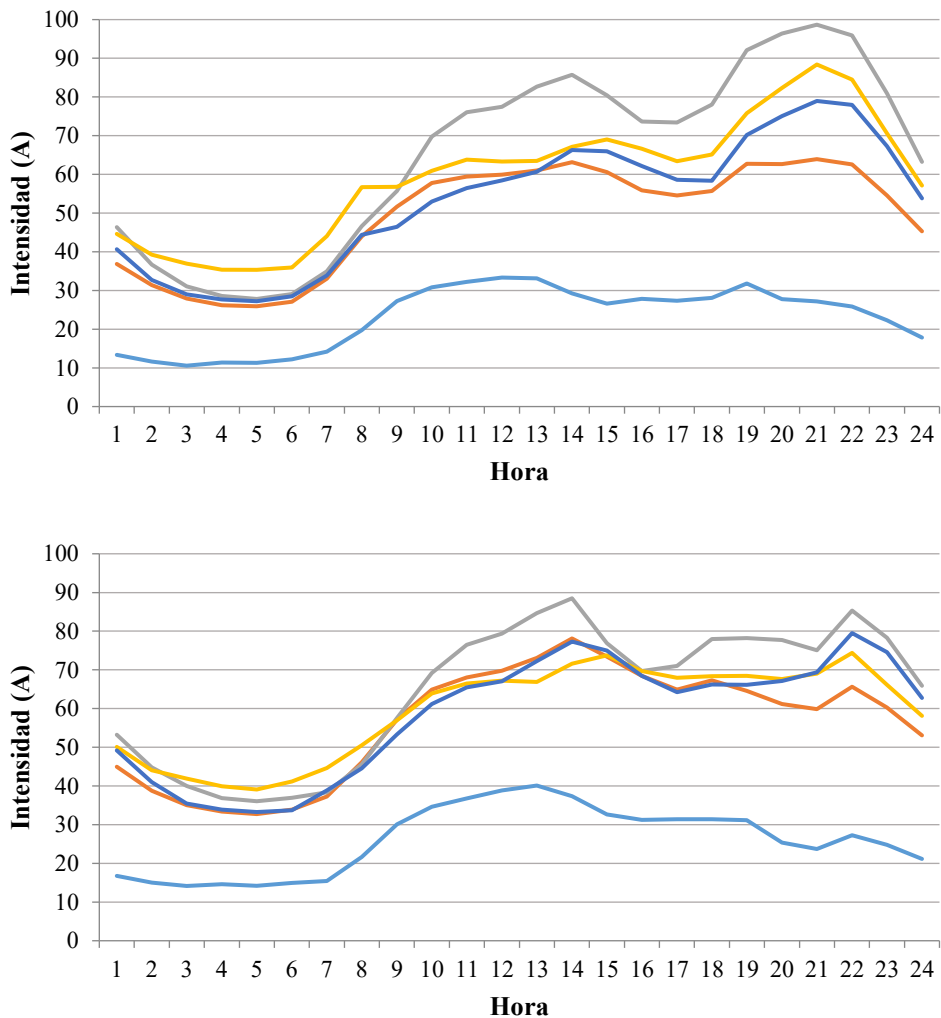


Figura 2.2. Curvas medias diarias de carga en las líneas de MT de Smartcity Málaga Living Lab en invierno (arriba) y verano (abajo). En color gris, línea de MT Panificadora; amarillo, Pato-2; celeste, Tabacalera; naranja, Pacífico; azul, Industrial

En las gráficas de la figura 2.2. se puede ver cómo el carácter predominante en el consumo era el residencial en cualquiera de las 5 líneas de MT de Smartcity Málaga Living Lab. En invierno se observa la presencia de un profundo valle nocturno y dos puntas diurnas, mayor a primera hora de la noche que a mediodía. En verano, por su parte, puede verse cómo la punta del mediodía crece y llega incluso a superar a la nocturna, sin llegar a los niveles alcanzados en invierno.

2.3. Iniciativas para la digitalización de la red

Toda la zona dispone en su práctica totalidad de contadores inteligentes para todos aquellos clientes de menos de 15 kW. El despliegue de esta infraestructura comenzó en el año 2010, dentro del proyecto inicial Smartcity Málaga, y fue la primera zona de España en donde se realizó de una forma masiva [117]. Estos contadores se encuentran plenamente integrados en el sistema de medida inteligente de Endesa, denominado *Telegestión*, y se sirven de equipos concentradores en los centros de distribución [114]. Estos equipos se comunican aguas abajo con los contadores por medio de una red de tecnología de comunicación por onda portadora (*Power line communication*, PLC) de banda estrecha, y aguas arriba con los sistemas centrales por medio de la red de telefonía pública 3G/4G [114]. Estas redes de comunicaciones, características de Telegestión, cohabitan por tanto con otras redes de comunicaciones del Living Lab.

De los 72 centros de distribución inicialmente considerados en el área de pruebas, 22 de ellos fueron seleccionados para ser automatizados [114]. Esto se tradujo en la implantación tanto de sensores de medida como de dispositivos de telemando, y en estos últimos se incluyó toda serie de equipos necesarios, tales como celdas motorizadas, relés o remotas de telecontrol [122].

La sensorización inicial propuesta abarcaba tanto el ámbito de MT como de BT. En MT, se ubicaron sensores de tensión e intensidad de corriente tanto en las celdas de entrada y salida de línea de MT como en la celda de protección del transformador, para monitorizar sus variables en el lado de MT de la máquina eléctrica [117, 122].

Cabe destacar que la medida de intensidad de corriente se hace por medio de toroidales integrados en la estructura de las celdas de entrada y salida de línea, esto es, montados en fábrica, y por medio de toroidales independientes, de núcleo cerrado, montados en campo, en el caso de las celdas de protección [114, 122].

La medida de tensión, por su parte, se realiza en una única celda de media tensión por medio de acoplos normalmente capacitivos, por tratarse de embarrados comunes al resto de celdas [114, 122]. De la medida directa de intensidad de corriente y de tensión

se obtienen otras variables eléctricas, como son las potencias y energías tanto activas como reactivas, y en cualquier caso todas las variables se obtienen tanto desagregadas por fase como totales [123].

En el ámbito de BT, la sensorización ha consistido en la medida de intensidad de corriente a la salida del transformador, es decir, en su lado de BT, por medio de toroidales de núcleo abierto, acompañada de la medida directa de tensión [117, 122]. De igual forma, se obtienen las potencias y energías antes detalladas.

En el ámbito del cuadro de BT es donde se ha experimentado la principal evolución, que da lugar al mapa de medidas representado en la figura 2.3. Los 22 centros de distribución automatizados antes señalados contaban con sensorización adaptada al fusible de protección de BT [117]. En otras palabras, una cápsula con tarjeta electrónica acoplada a cada fusible, en cada fase de cabecera de línea de BT, realizaba la medida por medio de un pequeño toroidal. Esta solución funcionaba de manera autoalimentada, por inducción, y transmitía de manera inalámbrica sus datos a un único receptor que gestionaba y concentraba las medidas.

Si bien no se disponía de medida directa de tensión por cada fase y línea de BT, esto supuso el primer acercamiento a disponer de información directa y precisa de la red de BT, tratada de manera totalmente pasiva hasta entonces. Es más, se disponía por tanto de información en tiempo real, desagregada, y se tenía constancia inmediata en caso de que uno de esos fusibles se encontrara fundido, por ejemplo.

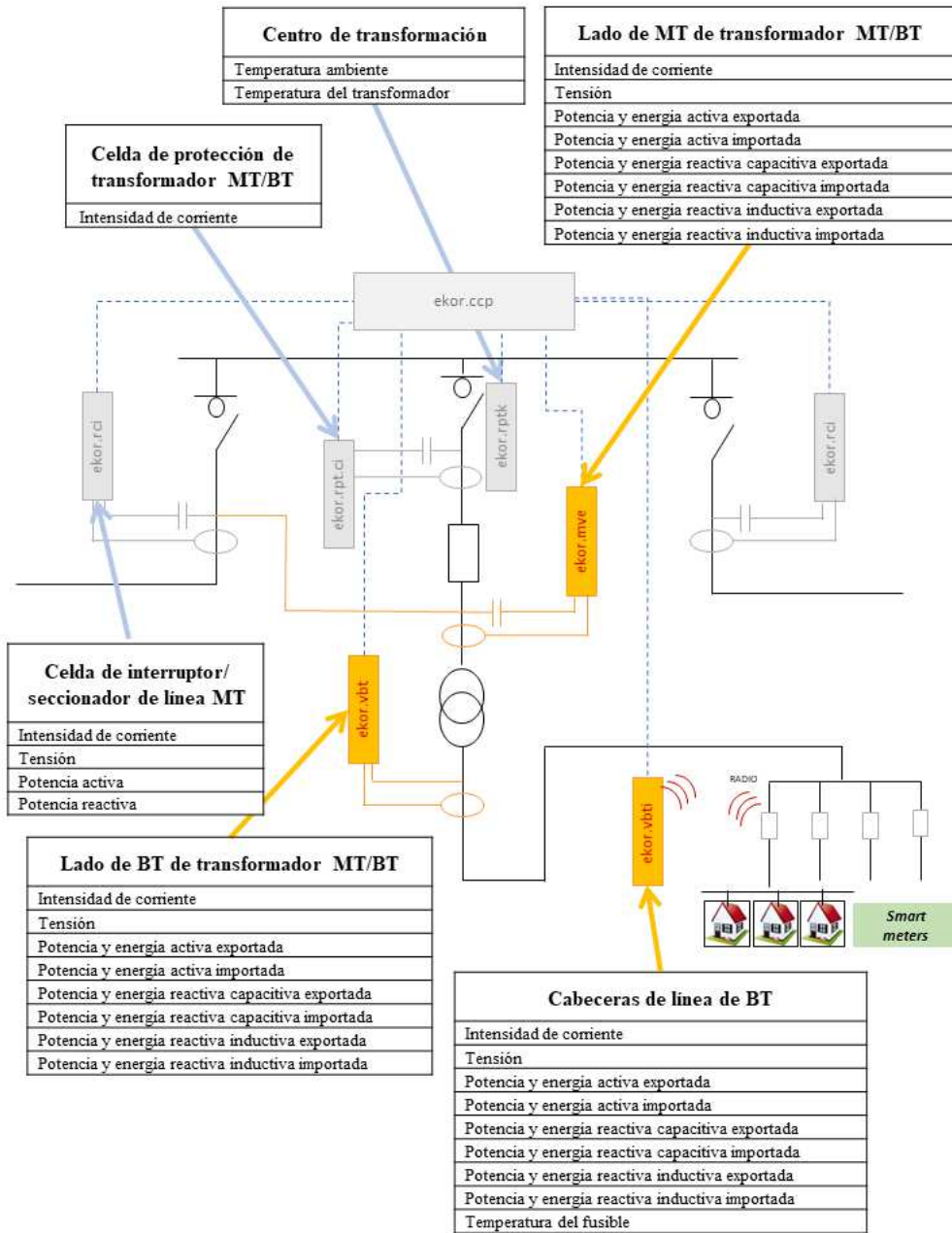


Figura 2.3. Mapa de medidas obtenido a partir de la sensorización de corriente y de tensión instalada en los centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab [122]

Esta forma de sensorización ha evolucionado desde 2015, principalmente gracias al desarrollo de los proyectos MONICA y PASTORA en Smartcity Málaga Living Lab [123, 124]. En estos proyectos se ha redimensionado la zona de pruebas, y se ha incrementado desde 22 hasta 40 el número de centros de distribución equipados con sensores [122]. Además, se ha diseñado una solución de monitorización más flexible que no requiere necesariamente que el centro de distribución esté equipado con telemando, lo que facilita su implantación [125].

Si bien las soluciones para monitorizar las celdas de MT han seguido perfeccionándose, mejorando su precisión o su facilidad de montaje, la monitorización de cuadros de BT ha progresado más sensiblemente, mejorando su fiabilidad y robustez. En este sentido, en el proyecto PASTORA se han comenzado a implantar los denominados *cuadros de baja tensión inteligentes*, como el mostrado en la figura 2.4. [125].



Figura 2.4. Cuadro de baja tensión inteligente [125]

Estos equipos cuentan con medida de tensión, además de la medida de intensidad, para cada una de las fases en cada cabecera de línea de BT [125]. Además, incorpora la medida de tensión e intensidad del lado de BT del transformador [125]. Tiene la ventaja de que no se hace uso de cápsulas inalámbricas ni necesita del montaje en campo de toroidales, sino que todo el equipamiento está montado en fábrica. De este

modo se facilita no solo la instalación inicial, sino también el mantenimiento, ya que, ante una eventual incidencia, como puede ser la debida a la rotura de un fusible, puede realizarse la sustitución del elemento dañado directamente, sin requerir una especial manipulación por parte del operario que lleva a cabo en campo el trabajo [125].

Además de estas ventajas funcionales, se cuenta con el gran avance de disponer de una determinación más precisa de las potencias y las energías distribuidas por cada línea de BT y por cada una de sus fases. Esto hace posible una mejor detección del estado en que se encuentra operando cada uno de estos elementos de la red de distribución, además de permitir una mejor determinación de las pérdidas tanto técnicas como no técnicas, por ejemplo.

El Proyecto MONICA ha sido uno de los avances más disruptivos en materia de inteligencia artificial y *big data* aplicado a las redes de distribución [122, 123]. Su aspecto esencial es el *estimador de estado*, un algoritmo ampliamente extendido en la operación de las redes eléctricas desde los años 70 pero históricamente empleado en redes de transporte y en la operación global del sistema eléctrico [123]. Hasta ahora, las grandes limitaciones para su aplicación de manera generalizada en niveles inferiores de tensión habían sido, en primer lugar, obstáculos matemáticos, que ya han sido superados gracias a una profundas y novedosa reformulación [29], y en segundo lugar, la escasez de medidas disponibles. Sin embargo, con respecto a esta última circunstancia, Smartcity Málaga Living Lab atesora un grado de sensorización de la red de MT y BT suficiente, a lo que hay que sumar todas las medidas procedentes de los contadores de los usuarios finales [123, 125]. Este amplísimo mapa de medidas está representado en la figura 2.5.

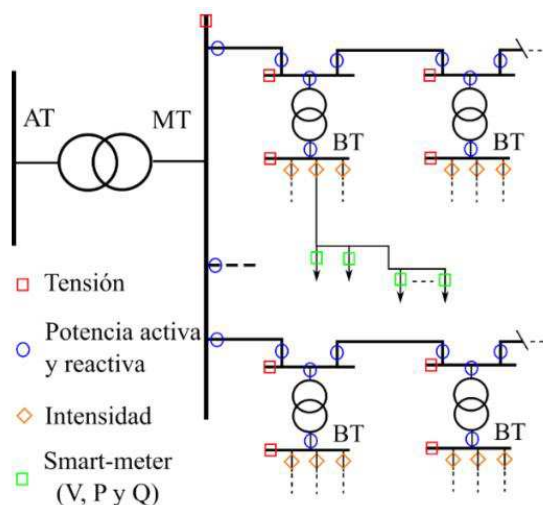


Figura 2.5. Mapa completo de medidas disponible en Smartcity Málaga Living Lab [123]

En todos los casos se dispone de una granularidad en la medida de 5 minutos para todos los sensores de MT y BT descritos, si bien se tiene la excepción de aquellos sensores ubicados en MT en centros de distribución telemandados, en los que la granularidad está en el orden de los segundos, de acuerdo con los protocolos y procedimientos de telecontrol correspondientes [122, 123, 125].

Además de servirse de las medidas de sensores y de contadores, el estimador de estado emplea toda la información topológica de la red, con todas las características físicas de los elementos que las conforman: secciones y longitudes de los conductores, número, tipo y distribución de clientes, etc. [123]. Estos algoritmos permiten también determinar con precisión las pérdidas técnicas de la red de distribución, lo que posibilita poder activar procesos de mantenimiento preventivo y predictivo en los activos que la forman. Este es el objetivo fundamental del proyecto PASTORA, que, apoyado en el desarrollo realizado durante el proyecto MONICA, amplía su alcance incluyendo transformadores MT/BT OLTC, con control automático de tomas para ajustar la tensión de la red de distribución en tiempo real, y cámaras térmicas para monitorizar la temperatura de transformadores [124]. Con los primeros se consigue minimizar el número y la duración de eventos de sobre o subtensión debida a la presencia masiva de generación renovable o a fuertes desequilibrios de demanda, mientras que con los segundos se persigue identificar de forma temprana posibles puntos calientes o degradaciones de las máquinas eléctricas con ayuda de herramientas avanzadas de predicción de acuerdo con imágenes y medidas eléctricas.

Tanto MONICA como PASTORA tienen lugar sobre dos anillos de la red de distribución, cada uno de los cuales está formado por dos líneas de MT que son operadas de manera radial. Estos anillos se encuentran representados en la figura 2.6. El primero de los dos anillos, formado por 20 centros de distribución, dispone de sensores de todos ellos, si bien con diferentes configuraciones. Estas van desde una sensorización mínima, que consta solamente de la medida de tensión en celdas de MT, hasta la sensorización completa, esto es, incluyendo, además de lo anterior, medidas del cuadro de BT, del transformador en sus lados tanto de MT como de BT y de todas las celdas de entrada y salida de MT.

El segundo de los anillos dispone de 40 centros de distribución y tiene la característica fundamental de que la mitad de todos ellos no dispone de ningún sensor. Recordemos que, gracias al uso de las herramientas de estimación de estado, esto no supone un inconveniente para determinar todas las variables eléctricas de todos ellos con suficiente precisión y calidad. Realizar pruebas en dos anillos de tan diferente composición permite entrenar y perfeccionar algoritmos en el que se encuentra totalmente sensorizado, para posteriormente validarlos y analizar su sensibilidad en el

otro anillo, debido a que este último guarda mayor similitud con la forma de desplegar soluciones de monitorización en cualquier área fuera del Living Lab.



Figura 2.6. Detalle de los anillos de MT que constituyen la zona de pruebas de los proyectos MONICA y PASTORA, dentro del ámbito de Smartcity Málaga Living Lab [122]

Todos los datos de Smartcity Málaga Living Lab se encuentran recogidos en los sistemas corporativos de Endesa a pesar de tratarse de una zona de desarrollo de proyectos demostrativos, con los mismos estándares de ciberseguridad, calidad y disponibilidad [117]. Esta parte de la red de distribución se encuentra comunicada a través de una infraestructura de telecomunicaciones de diversas tecnologías. El objetivo es aprovechar las fortalezas de cada una de ellas y complementarlas para conseguir un servicio versátil, flexible y robusto al mismo tiempo [121].

En primer lugar, se dispone de una red de tecnología PLC de altas prestaciones, de banda ancha, caracterizada por hacer uso de la propia infraestructura de la red eléctrica, es decir, se sirve de los conductores de las líneas de MT entre centros de distribución [114]. Estos enlaces por cable se encuentran complementados con una serie de enlaces inalámbricos por tecnología 3G/4G que se sirven de la red de telefonía pública [114]. En el Living Lab se ha incorporado una tercera tecnología en pruebas a la red de telecomunicaciones, denominada WiMAX (*Worldwide interoperability for microwave access*), que proporciona enlaces adicionales inalámbricos tanto por red privada como por medio de un operador de telecomunicaciones local [114]. La red PLC sirve de principal recurso y aprovecha los medios propios de la red de distribución, mientras que los enlaces inalámbricos proporcionan redundancia en caso de que uno de los enlaces por cable quede indisponible por una avería o por la propia configuración de la red de MT [114, 121].

La red PLC de banda ancha sirve de nexo a nivel de centros de distribución, y entre este nivel y el de subestaciones, inmediatamente situado aguas arriba. Las subestaciones, asimismo, se encuentran normalmente interconectadas por redes de fibra óptica, que canaliza el grueso del tráfico de datos [114, 121].

2.4. Iniciativas para la integración de DER y la descarbonización

La zona de implantación de Smartcity Málaga Living Lab presenta, de partida, unas excepcionales características para probar y validar no solo las tecnologías propias de las redes inteligentes, sino también toda una serie de soluciones orientadas a la descarbonización de la demanda de energía.

Al inicio del proyecto Smartcity Málaga, se implantó una primera microgrid operada de manera experimental por el gestor de la red de distribución, ubicada en el paseo marítimo Antonio Banderas y que permite alimentar una gran sección del alumbrado público de la zona con energía 100 % renovable, así como atender a las necesidades del sistema de distribución, contribuyendo a acciones tales como el control de tensión, la compensación de reactiva o la reducción de la congestión a nivel de centro de distribución [114]. Esta microgrid comprende generación renovable tanto eólica como solar, almacenamiento en baterías, un equipo de supercondensadores para una respuesta rápida de hasta 20 kW de potencia a la red en caso de necesidad, más un punto de recarga bidireccional de tecnología V2G (*vehicle to grid*) de 10 kW [114].

Además de esto, en la zona se encuentra la central de cogeneración por gas natural de la estación depuradora de aguas (EDAR) del Guadalhorce, con 10 MW de capacidad nominal de producción y que constituye el principal nodo de generación renovable del Living Lab [114]. Además, aquí se ubica el Palacio de Ferias y Congresos de Málaga, que cuenta con una instalación de generación solar fotovoltaica de 100 kW, y 7 de las 41 instalaciones de generación solar fotovoltaica que el Ayuntamiento de Málaga tiene en propiedad para su autoabastecimiento, que suman otros 100 kW de capacidad de generación instalada [114].

Una vez iniciado Smartcity Málaga, la siguiente iniciativa en sumarse al Living Lab fue el proyecto europeo Green eMotion, desarrollado por medio de un consorcio de 42 socios entre compañías eléctricas, fabricantes de automóviles, ayuntamientos, universidades y organismos de investigación de toda Europa [126]. El objetivo de los casos de uso desarrollados en Málaga era la implantación de un cargador rápido de 50 kW de potencia nominal acompañado de unas baterías de segunda vida y la puesta en marcha de una experiencia similar al roaming de las compañías de telecomunicaciones, pero aplicado a los servicios de recarga involucrando a diferentes proveedores [126, 127].

Otro de los proyectos más importantes desarrollados en Málaga ha sido el proyecto ZEM2ALL, acrónimo de Zero Emissions Mobility to All, que supuso la implantación de una prueba de mercado de movilidad eléctrica en la ciudad y su zona metropolitana [128]. En él, mediante una fórmula de renting, se desplegaron más de 200 vehículos eléctricos repartidos entre administración pública, empresas y clientes domésticos, equipados cada uno de ellos con un punto de recarga convencional en su lugar de estacionamiento [129]. Esta iniciativa terminó de consolidar la movilidad eléctrica en la ciudad, creando un importante impacto en la concienciación de la ciudadanía [128, 129].

La infraestructura de recarga privada estaba complementada con una importante red de puntos de recarga rápida públicos de hasta 60 kW de potencia en nueve emplazamientos repartidos por Málaga y su zona metropolitana [129, 130]. Dos de estos últimos —uno de los cuales estaba instalado dentro del *living lab*— estaban acompañados de sistemas de almacenamiento de alta potencia para realizar gestión de la demanda [129]. Además de esto, ZEM2ALL trajo consigo la implantación de una segunda microgrid experimental en Smartcity Málaga Living Lab equipada con varios de los primeros prototipos de cargador V2G desarrollados en España [129].

Las iniciativas para la descarbonización del transporte en Málaga también han tenido por objeto la movilidad colectiva. En el proyecto VICTORIA se desarrolló un sistema de recarga rápido de 50 kW por inducción tanto estática como dinámica para autobuses eléctricos urbanos [131]. Sin embargo, la tecnología de inducción todavía se encuentra en fase de investigación y desarrollo, con un grado de madurez mucho menor que las soluciones V2G o de recarga rápida convencional. En cuanto a esta última tecnología, en el proyecto PALOMA se desarrolló una solución de recarga conductiva a través de la parte inferior del autobús que permite alcanzar potencias nominales de 250 kW, e incluso está preparada para llegar hasta los 400 kW [132].

2.5. Iniciativas para la operación flexible de la red y de DER

En relación con la operación flexible de las redes eléctricas, han sido diversas las iniciativas para probar y validar diferentes estrategias y modelos de gestión en Smartcity Málaga Living Lab. En primer lugar, el proyecto inicial Smartcity Málaga contó con grupos de trabajo centrados en eficiencia energética y gestión activa de la demanda [114]. Su alcance abarcó aplicaciones específicas tanto para viviendas como para grandes clientes, como un hotel, un hospital o edificios de oficinas del Ayuntamiento de Málaga, pasando por pequeños y medianos establecimientos, como es el caso de oficinas bancarias, supermercados y restaurantes [114].

En el proyecto Smartcity Málaga, se dispuso de un pequeño mercado local en donde un agregador canalizaba las necesidades del gestor de la red de distribución o las oportunidades del mercado hasta hacerlas llegar a los clientes, de la misma manera que determinaba su disponibilidad para responder a esas señales. Este agente agregador intermedio comunicaba convenientemente con el mercado y con el gestor de la red para poder ejecutar las estrategias correspondientes, haciendo uso de un esquema muy sencillo que permitía probar y validar muchos de los requerimientos técnicos necesarios.

Posteriormente, en el año 2015, se desarrolló el proyecto europeo Flexiciency, con más de 19 millones de euros de presupuesto y formado por un consorcio integrado por grandes empresas, como Enel, ERDF, Vattenfall, Siemens o SAP [133, 134]. Este proyecto contó, además del caso de la zona de demostración de Smartcity Málaga Living Lab, de otros tantos pilotos en Francia, Suecia e Italia [134]. Flexiciency introdujo una filosofía de *marketplace* como plataforma común para todas las partes interesadas, que comprende por tanto todos los aspectos técnicos y económicos de las infraestructuras y de los servicios participantes en los mercados locales [135].

Al mismo tiempo, disponer de un *marketplace* como este permite también establecer un mercado único transnacional. En él, las necesidades, los requerimientos, las ofertas o las demandas de cualquier parte interesada pueden ponerse en común y abordarse de una manera transfronteriza a lo largo de toda Europa [135]. Esto no viene sino a complementar el desarrollo de los mercados locales de la energía al habilitar tanto transacciones energéticas como servicios de predicción meteorológica, de asesoramiento energético o de mantenimiento especializado, por citar varios ejemplos.

Dando continuidad a los objetivos de Flexiciency, a la fecha de redacción de este documento de tesis se está desarrollando en Málaga el proyecto europeo COORDINET. En este proyecto se avanza aún más en el establecimiento de mercados locales de la energía orientados a la operación flexible de la red, incluyendo además el desarrollo de los mecanismos necesarios de coordinación entre los gestores de las redes de transporte y de distribución [136].

El consorcio de COORDINET está formado por empresas como Endesa, Iberdrola y Red Eléctrica de España, y se implanta en tres demostradores en España, Grecia y Suecia [136]. Particularmente en Málaga, se tiene un foco muy especial en los servicios de gestión de la congestión, por ser uno de los problemas más acuciantes en los entornos urbanos y en redes de MT y BT, por medio de la participación activa de la demanda y fuertemente apoyado en toda la sensorización avanzada desplegada en Smartcity Málaga Living Lab [136]. Asimismo, este proyecto cuenta con la

participación activa de recursos de flexibilidad tales como la central de cogeneración de la EDAR del Guadalhorce, la planta de generación solar fotovoltaica del Palacio de Ferias y Congresos de Málaga o la central de generación por biogás de vertedero de 2 MW de potencia nominal del Centro Ambiental de Los Ruices [137].

2.6. Conjunto de datos de prueba

Las metodologías que se presentan en los capítulos 4 y 5 de este documento de tesis se han aplicado y validado sobre un conjunto de datos de prueba de Smartcity Málaga Living Lab. Este conjunto de datos está constituido por medidas recogidas por los sensores que se encuentran ubicados en numerosos centros de distribución conforme al ejemplo mostrado en la figura 2.7.

En dicha figura se muestra, a nivel de MT, la disposición de toroidales de núcleo cerrado para la medida de intensidad de corriente, con relación de transformación 1000/1 y clase de precisión 0,2S, integrados en las celdas de línea o de protección del transformador [138]. Por su parte, la medida de tensión en este nivel se realiza mediante divisores capacitivos instalados en celdas de entrada o salida de MT, con una precisión de 1 % en amplitud y 1° en fase [138]. Una muestra de estas medidas de tensión para un transformador MT/BT de Smartcity Málaga Living Lab se representa en la figura 2.8., en la que se evidencia una situación continua de sobretensión, mantenida en el tiempo, resultado de la selección con toma fija de la relación de transformación, aunque con un comportamiento fuertemente desacoplado entre el lado de MT y de BT.

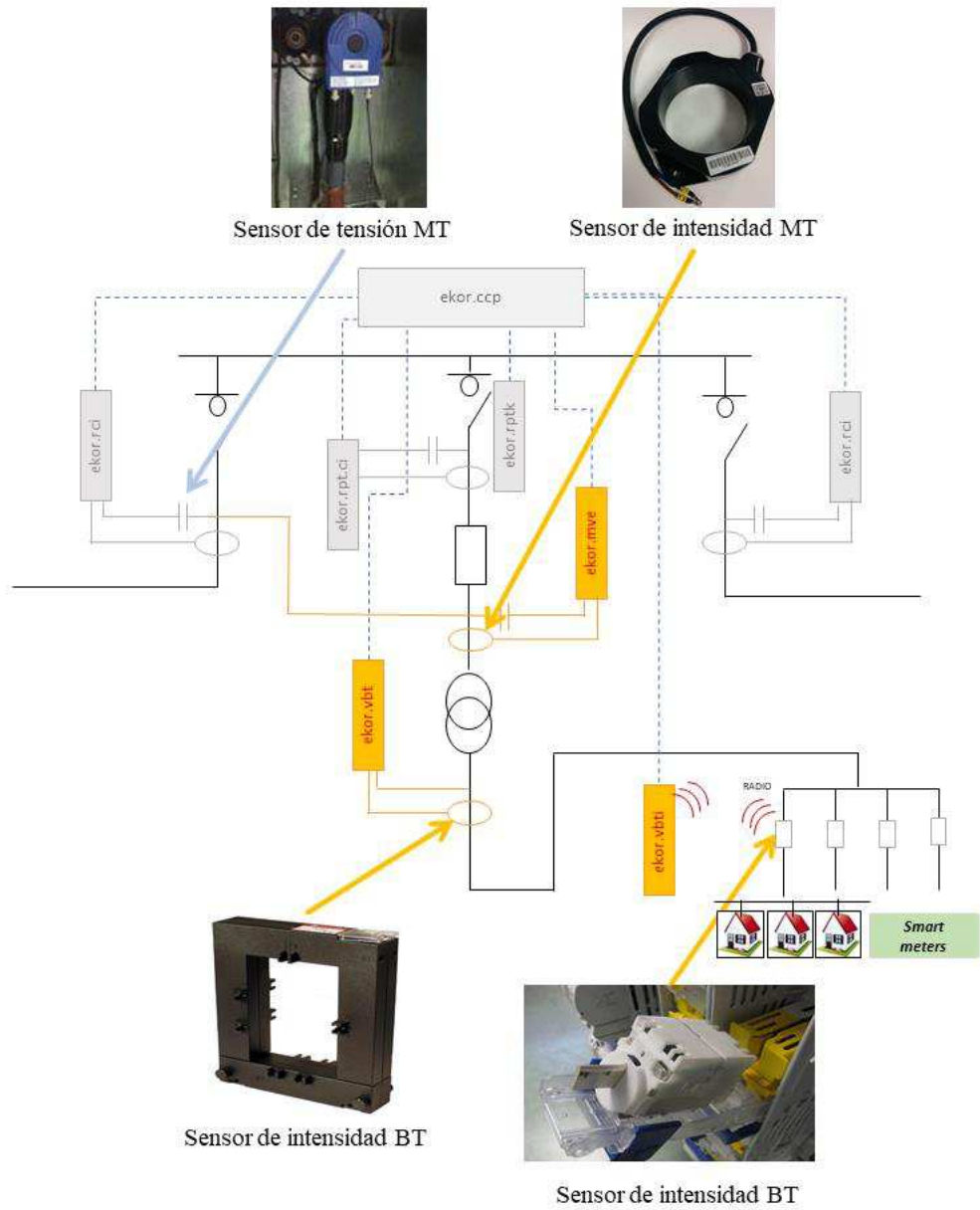


Figura 2.7. Sensorización de corriente y de tensión instalada en los centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab [122, 138]

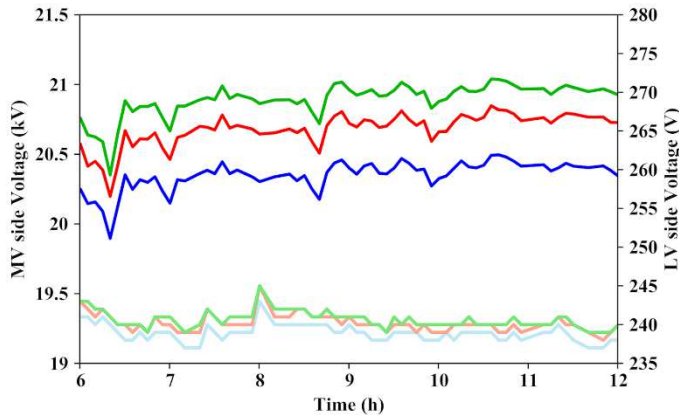


Figura 2.8. Medidas de tensión de línea en el lado de MT (*MV side voltage*) (arriba) y de fase de BT (*LV side voltage*) (abajo) del centro de distribución A durante un periodo de 6 horas

En cualquier caso, la sensorización disponible permite ver en el ejemplo de la figura 2.8. cómo ninguna de las fases excede en ningún momento los límites superiores establecidos por la norma en 1,10 p.u. de la tensión de referencia de 20 kV en MT o de 230 V en BT [139].

A nivel de BT, se dispone de medida de corriente en el lado de BT del transformador, a modo de totalizadores por fase, por medio de toroidales de núcleo abierto con relación de transformación 1000/5, además de la medida directa de tensión en el propio cuadro [125, 140]. Además, gracias a cuadros de BT inteligentes como el mostrado en la figura 2.4., se cuenta con medida de corriente por línea y fase de BT, gracias a toroidales de relación 400/1 y clase de precisión 0,5S [125, 140]. Se muestra en la figura 2.9 una vista de detalle de un cuadro BT en donde se aprecia la conexión entre captadores de medidas y el equipo concentrador de datos.



Figura 2.9. Detalle de un cuadro de BT inteligente, con captadores de medidas cableados con una unidad remota de concentración de datos [140]

Además de los datos detallados relativos a los niveles de congestión y de las curvas de carga mostradas en la figura 1.3., esta sensorización de BT permite obtener la tensión (*voltage*) en cada fase de cada cabecera de línea de BT. En la figura 2.10 se representa un ejemplo con diagramas de velas, en donde se indican los valores máximo, mínimo y mediano de tensión fase-neutro registrados a lo largo de un año en cada una de las tres fases de varias líneas de BT de Smartcity Málaga Living Lab. Además de esto, el bloque central de cada diagrama agrupa el 90 % de los valores medidos y da cuenta de la forma en que se dispersan las medidas obtenidas.

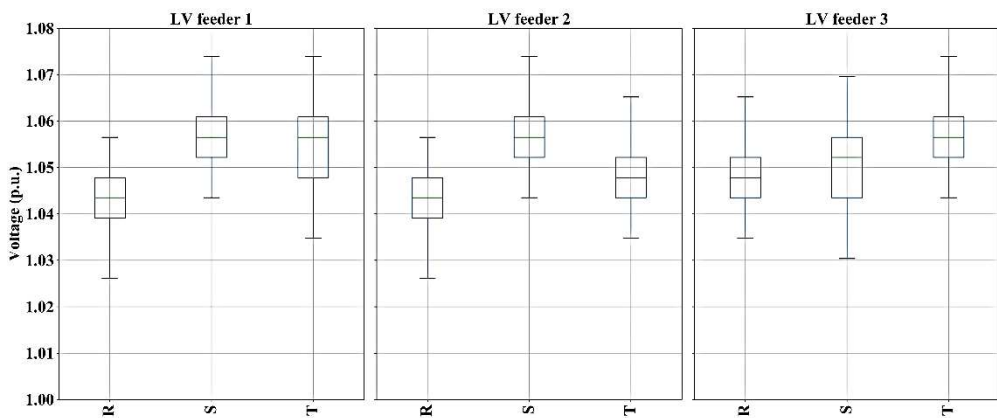


Figura 2.10. Diagrama de velas de los valores de tensión medidos en las fases de tres cabeceras de línea de BT del centro de distribución B durante un año

Al contrario de las medidas obtenidas para el lado de MT y el de BT del transformador, en las cabeceras de línea de BT se experimentan valores por encima de 1,10 p.u. en algunas de las fases, lo que podría conllevar una violación de los límites de tensión establecidos en la norma [84], sobre todo para aquellos usuarios finales conectados en segmentos de la red más cercanos al centro de distribución en cuestión.

Disponer de medidas redundantes en un mismo elemento, y más aún si es crítico en la operación de la red como un transformador de un centro de distribución, permite tener conocimiento del estado en que está operando dicho activo, así como detectar de inmediato, e incluso con antelación, cualquier anomalía debido a defectos, degradaciones, etc. Al mismo tiempo, también permite localizar y cuantificar las pérdidas técnicas en la red. Un ejemplo de la potencia activa (*active power*) y la potencia reactiva (*reactive power*) distribuidas por un transformador se representa en la figura 2.11, gracias a la medidas obtenidas de corriente y tensión tanto en el lado de MT como en el de BT. Se observan pequeñas diferencias entre curvas debido a las

pérdidas técnicas en el transformador, así como variaciones en los perfiles de carga en días laborables y festivos, más altos los primeros que los segundos.

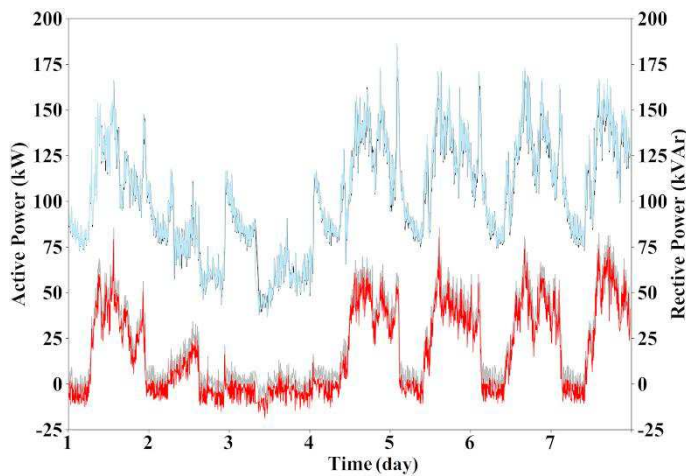


Figura 2.11. Medidas de potencia activa en el lado de MT (arriba, en color negro) y en lado de BT (arriba, en azul), y de potencia reactiva en los mismos ámbitos (abajo, respectivamente, en gris y rojo) para el transformador del centro de distribución B a lo largo de siete días consecutivos

Concretamente, el conjunto de datos de prueba con el que se trabaja en las metodologías de esta tesis doctoral comprende las medidas reales de 5 centros de distribución, ubicados en las áreas indicadas en la figura 2.12. Estos cuentan con un total de seis transformadores MT/BT con sus correspondientes lados de BT sensorizados en cada una de sus fases, lo que suma un total de 18 elementos de red. Además de esto, como se muestra en la tabla 2.3., el conjunto de datos de prueba también incluye las medidas obtenidas en sus correspondientes 45 cabeceras de línea de BT, diferenciando las tres fases en cada caso.

Todo esto compone una distribución de elementos de red y de usuarios finales reales altamente dispersa y heterogénea, fiel a la realidad mostrada en la figura 1.1. En total, de esta forma, las metodologías se aplican sobre 153 elementos de la red de distribución que se encuentran directamente vinculados a alrededor de 5 000 de los más de 15 000 usuarios finales reales de Smartcity Málaga Living Lab.

Centro de distribución	Transformadores MT/BT	Cabeceras de línea de BT	Elementos de la red de distribución
A	1	7	24
B	1	7	24
C	1	7	24
D	2	12	42
E	1	12	39

Tabla 2.3. Detalle de los elementos de la red de distribución de Smartcity Málaga Living Lab que conforman el conjunto de datos de prueba



Figura 2.12. Ubicación geográfica, en color blanco, de los centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab cuyas medidas forman parte del conjunto de datos de prueba

El número de usuarios finales conectados aguas abajo de los centros de distribución del conjunto de datos de prueba oscila entre 225 y 1300. Por cada fase de las cabeceras de línea de BT, este número oscila entre 1 y 130, y el promedio es de 37. Los usuarios finales residenciales representan el 50 % o más de los clientes conectados en 100 de las 135 fases de las cabeceras de línea de BT del conjunto de datos, mientras que los usuarios finales industriales llegan a representar el 100 % en 15 casos. Todos los usuarios finales considerados se encuentran conectados a un total de algo más de 600 puntos de suministro. La presencia de estos puntos oscila entre 1 y 25 por cada fase de cabecera de línea de BT, y el promedio es de 14. Por su parte, la longitud promedio por fase de línea de BT es de 200 metros, sumando todos las diferentes ramas y segmentos que las integran en cada caso.

El conjunto de datos de prueba proporciona, por lo tanto, un universo de datos amplio y variado para reflejar la realidad de la planificación y la operación de las redes de distribución y de los DER que se encuentran conectados a ella, no solo por el número de activos considerados y su diferente naturaleza, sino también por el intervalo de

tiempo considerado, un año completo, incluidos por tanto el verano, el invierno, y días laborables y festivos. En la figura 2.13 se representan esquemáticamente los puntos de medida en un centro de distribución estándar, que se sirve de los sensores de intensidad de corriente antes expuestos, simples y económicamente competitivos. Esto constituye una solución de supervisión avanzada de la red de MT y BT cada vez más extendida entre las compañías eléctricas y los fabricantes [21, 117].

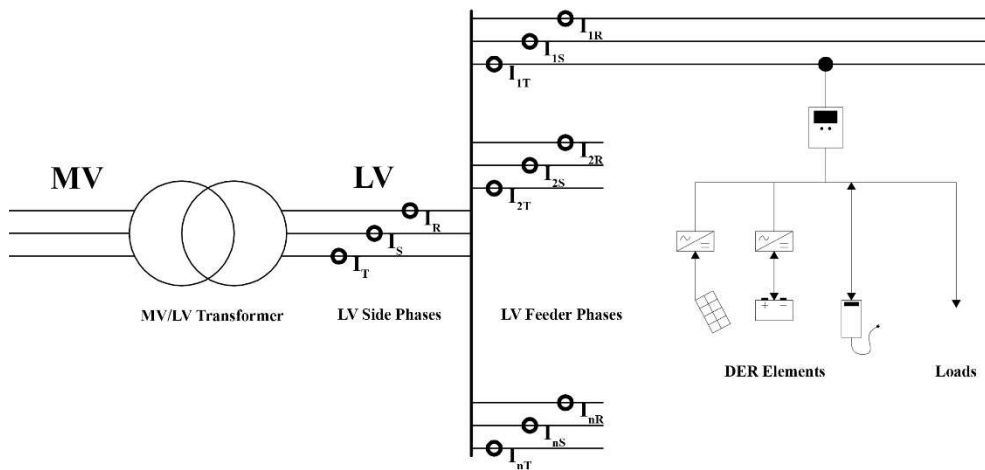


Figura 2.13. Sensorización de centros de distribución, con medida en cada fase del lado de BT del transformador (*LV side phase*) y de las cabeceras de línea de BT (*LV feeder phase*), y ejemplo de DER monitorizados por medio de contadores inteligentes y de *intelligent electronic devices*

La sensorización de BT implantada en Smartcity Málaga Living Lab abre la puerta a una nueva manera de planificar, operar y mantener los sistemas de distribución de MT y BT, al tiempo que habilita al gestor de la red de distribución para una mejor toma de decisiones basada en la información detallada, precisa y desagregada. Un ejemplo muy representativo de ello es la identificación y localización inmediata de incidencias gracias a la monitorización de intensidad de corriente (*current*) ahora disponible, como se muestra en el ejemplo de la figura 2.14. En él, a lo largo de un mismo día, se producen dos roturas de fusible en una misma fase de cabecera de línea de BT, con un espacio de tiempo entre ellas de unas pocas horas. Además de poder advertir la incidencia justo en el momento que tiene lugar, es decir, sin requerir la notificación directa procedente de los usuarios finales afectados, estos datos permiten acometer medidas preventivas alternativas a la mera corrección del defecto con la sustitución del fusible fundido.

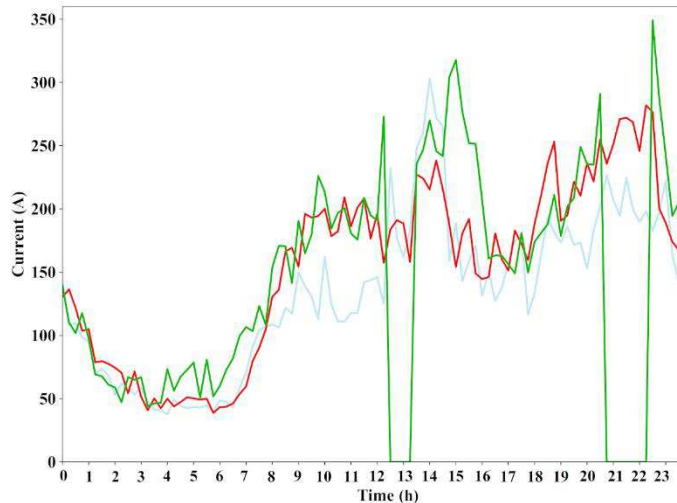


Figura 2.14. Doble rotura de fusible experimentada en la fase R (en color verde) de una cabecera de línea de BT del centro de distribución E a lo largo de un día

Como puede verse en la figura 2.14, una vez se resuelve el primer incidente registrado a las 12:30, se experimentan de nuevo altas intensidades de corriente entre las 14:00 y las 16:00, y entre las 19:30 y las 20:30, llegando a rebasarse incluso el valor de 315 A correspondiente a la intensidad nominal del fusible de protección, y desembocando finalmente en la repetición de la incidencia. En ambos defectos, una vez sustituido el fusible dañado, se alcanzaron valores superiores al nominal, lo cual, a la vista de los incidentes experimentados, puede dar idea de la degradación acelerada a la que pueden verse sometido ciertos elementos de la red antes estos regímenes tan altos y variables de carga.

Además de la posibilidad de generar alarmas conforme a umbrales de aviso con los que poder alertar de posibles fallos inminente en la red, el gestor podría activar con antelación ciertos recursos flexibles para la operación activa de la red, tal y como se plantea en los proyectos Flexiciency y COORDINET antes presentados en este capítulo. Asimismo, el gestor puede adoptar medidas adicionales, como podría ser optar por un mejor reparto de los usuarios finales, no solamente entre las líneas de BT de un mismo centro de distribución, sino también entre las fases de una misma línea para todos aquellos con suministros monofásicos. Igualmente, a la luz de datos como estos, el gestor de la red de distribución podría conectar con mejor criterio a los nuevos usuarios finales que solicitaran su conexión a la red.

Medidas como estas, en definitiva, además de contribuir a reducir los niveles de intensidad máxima experimentados en los activos de la red, ayudan a reducir el riesgo de roturas en el neutro a consecuencia de las altas intensidades de corriente que causan

en él los desequilibrios en las fases de las líneas de BT, como se muestra en el ejemplo de la figura 2.15. Ha de tenerse en cuenta que las incidencias en el neutro resultan más dañinas que las que ocurren en las fases de una línea, dado que no cuenta con la protección de un fusible en su cabecera en el centro de distribución. Este tipo de incidencias, además, afectan por igual a todos los clientes conectados a cualquiera de las fases, indistintamente.

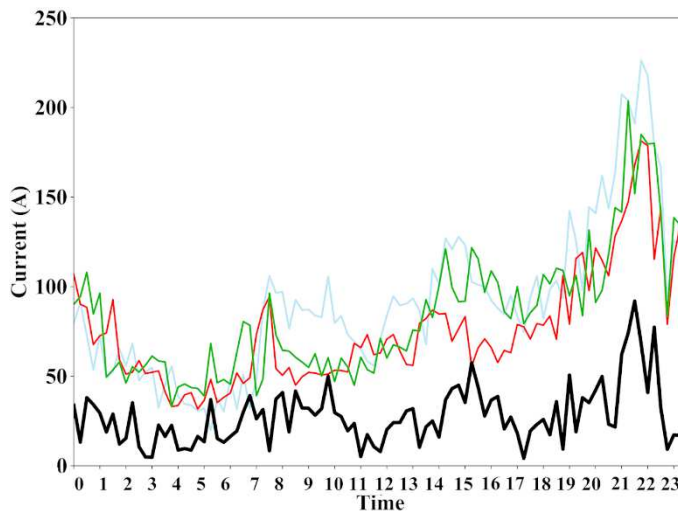


Figura 2.15. Intensidad de corriente en el neutro (en color negro) y en las tres fases correspondientes (resto de colores) de una cabecera de línea de BT del centro de distribución A a lo largo de un día

El conjunto de datos de prueba, por tanto, está formado por medidas de intensidad de corriente con una granularidad de 5 minutos para un periodo de tiempo de un año completo. Es decir, se dispone de 109 000 datos de intensidad de corriente para cada elemento de la tabla 2.3., lo que asciende a un total de 16 000 000 datos. Una muestra de la serie obtenida para un elemento, a lo largo de todo este periodo, se representa en la figura 2.16.

Esta abundante muestra de datos permite también apreciar las diferencias experimentadas entre los distintos momentos del año, como pueden ser el invierno y el verano, según se representa en el ejemplo de la figura 2.17.

Además de esto, si se centra el análisis en las tres fases de un mismo elemento, estos datos permiten apreciar su muy diferente comportamiento, a pesar de compartir la misma tendencia. Este fenómeno se encuentra reflejado en la figura 2.18.

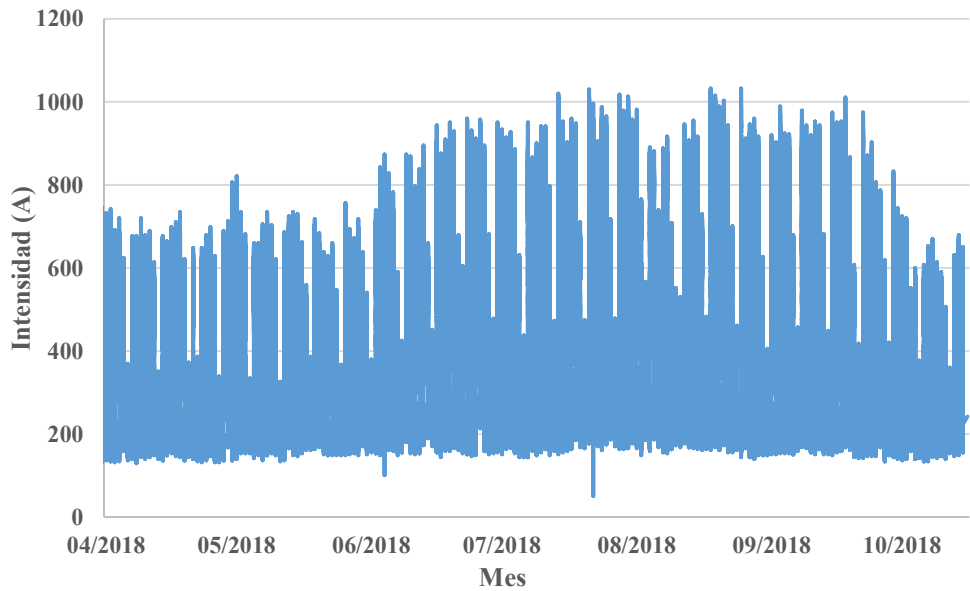
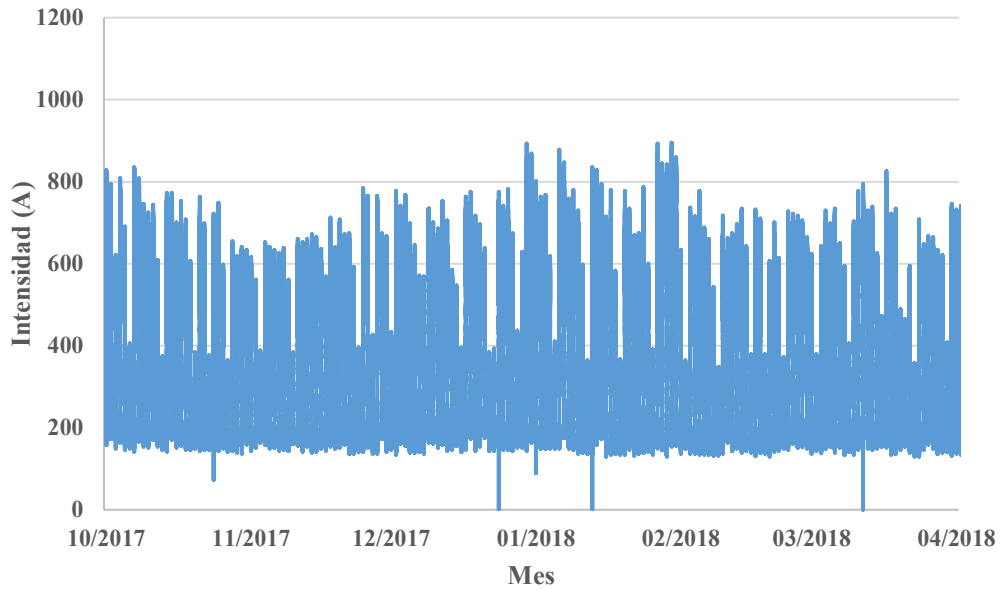


Figura 2.16. Medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para la fase R en el lado de BT del transformador del centro de distribución A

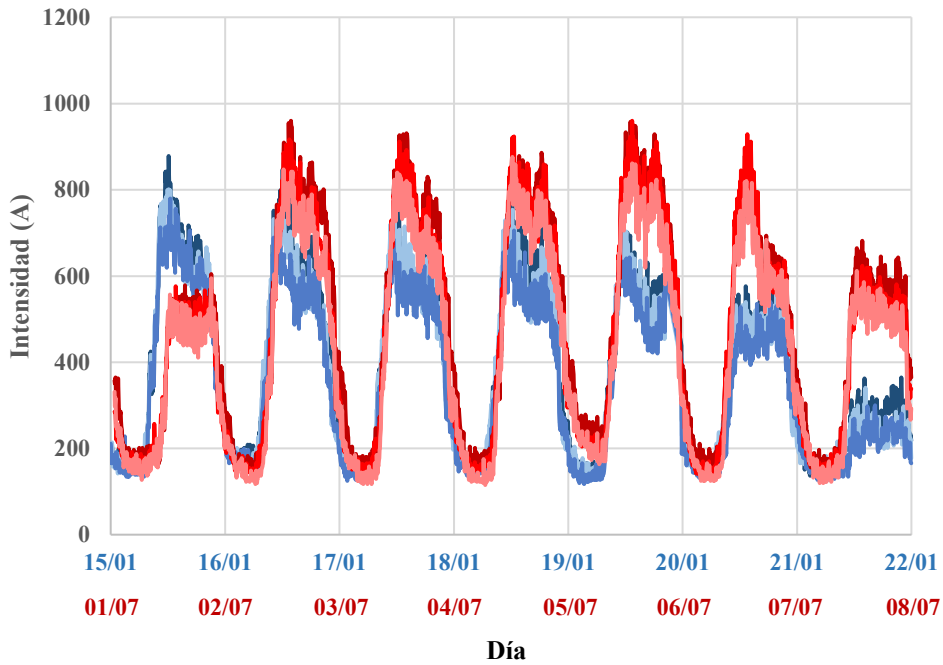


Figura 2.17. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba en invierno (en color azul) y en verano (en rojo) de las tres fases del lado de BT del transformador del centro de distribución A

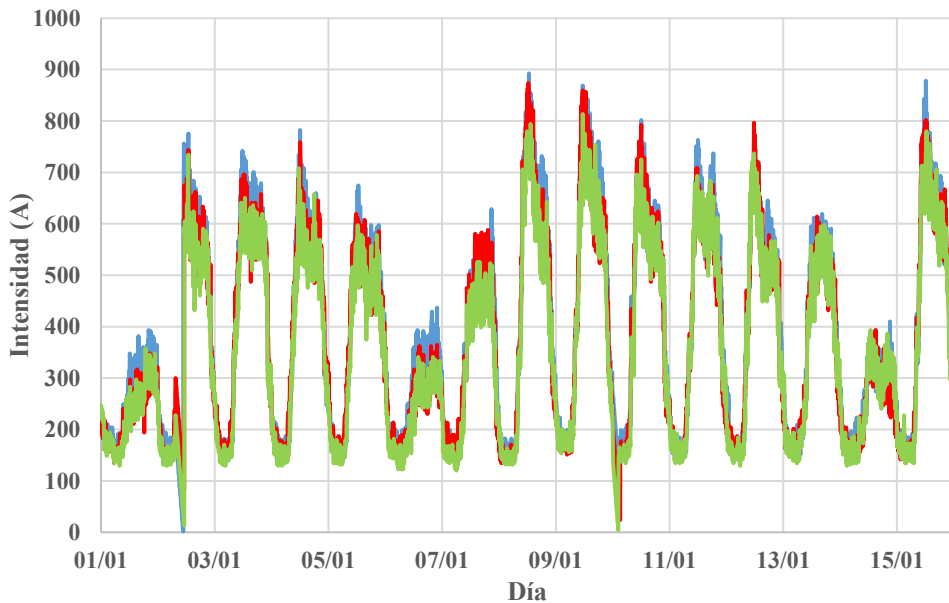


Figura 2.18. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para las tres fases (en colores azul, rojo y verde para las fases R, S y T, respectivamente) en el lado de BT del transformador del centro de distribución A

La desagregación de los datos obtenidos por la sensorización del Living Lab permite al mismo tiempo comprobar el diferente comportamiento del lado de BT de un transformador y de sus correspondientes cabeceras de línea de BT. Este ejemplo se muestra en la figura 2.19, mientras que en la figura 2.20 se representa el detalle de las medidas obtenidas para esas cabeceras de línea de BT adyacentes.

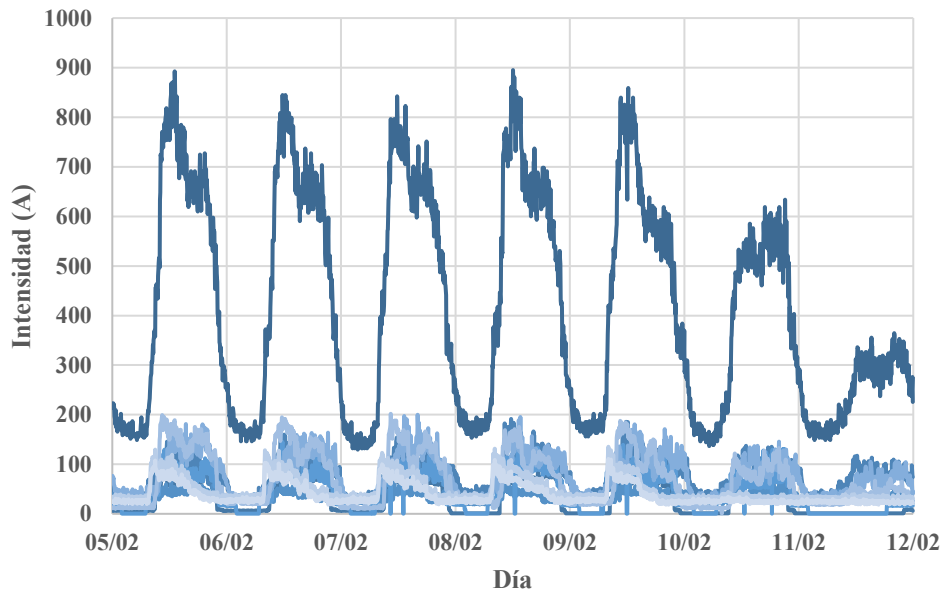


Figura 2.19. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para la fase R tanto en el lado de BT del transformador (en color oscuro) como en cada una de las líneas de BT (resto de tonos) del centro de distribución A

De la misma forma, pueden analizarse los diferentes datos obtenidos para las tres fases de un mismo elemento, como es el caso de una cabecera de línea de BT representada en la figura 2.21. Este mismo elemento se representa con mayor detalle en la figura 2.22 para un día de ejemplo, para poner así de manifiesto las situaciones de desequilibrio, la cercanía a la congestión, la desigualdad de comportamiento, etc., que normalmente se experimentan habitualmente en la red de distribución, tal y como previamente se ha expuesto en el capítulo 1.

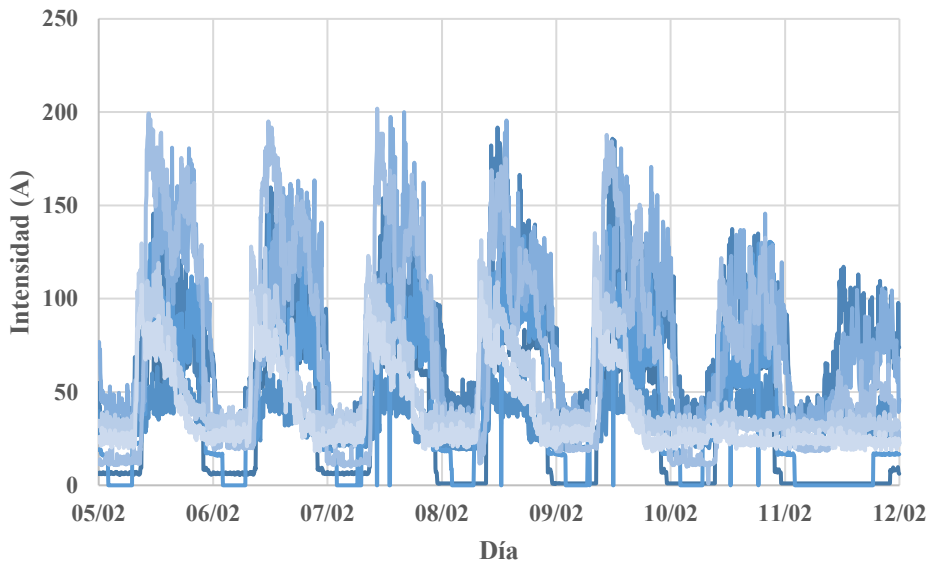


Figura 2.20. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para la fase R de cada una de las cabeceras de línea de BT del centro de distribución A

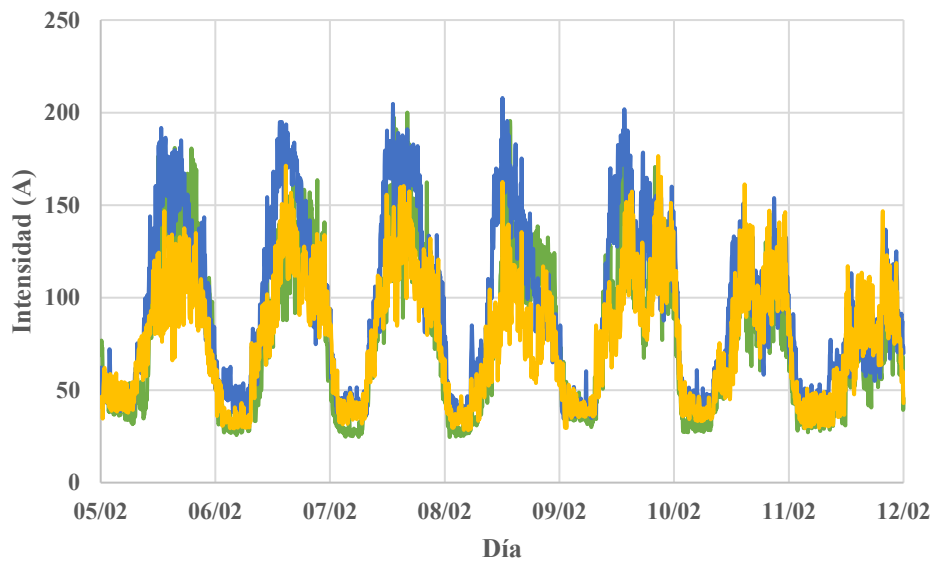


Figura 2.21. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para las tres fases de una misma cabecera de línea de BT del centro de distribución A

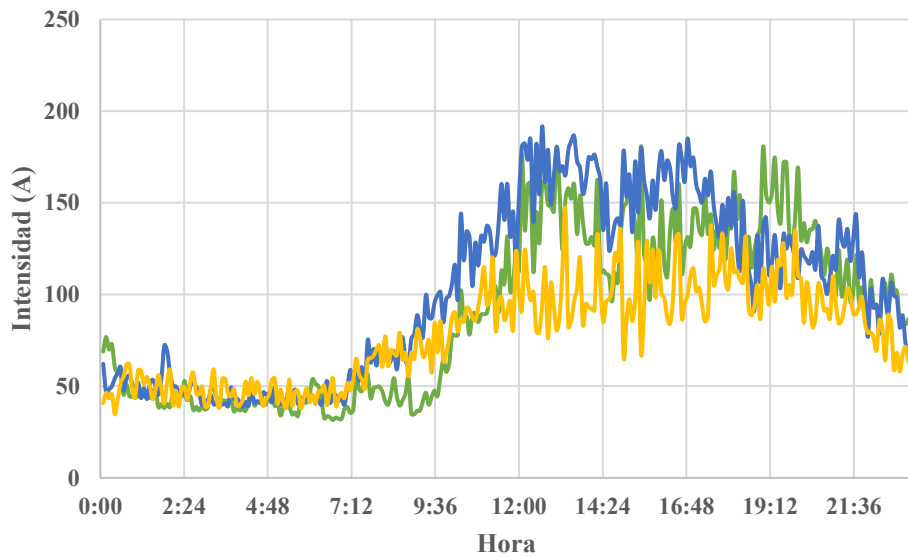


Figura 2.22. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba, a lo largo de un día laborable de invierno, para las tres fases de una misma cabecera de línea de BT del centro de distribución A

Todos estos casos, mostrados a modo de ejemplo para el centro de distribución A, denotan al mismo tiempo la fuerte diferencia en el comportamiento de la red entre días laborables y festivos, con mucho mayor volumen de consumo medido en el primer caso.

Además de esto, el conjunto de datos de prueba está formado por datos provenientes de DER reales de Smartcity Málaga Living Lab descritos anteriormente en este mismo capítulo y ubicados a lo largo de las líneas de BT que lo forman. Estos datos son proporcionados por medio de contadores inteligentes y de *intelligent electronic devices* [12].

A modo de ejemplo, en la figura 2.23 se representa el porcentaje de la demanda media de energía que se concentra, en cada hora del día, a lo largo de un año, para la recarga de vehículos eléctricos en modalidad de carga convencional. Asimismo, en esta figura se reflejan los valores en función del uso del vehículo eléctrico, lo que permite distinguir la demanda debida a los vehículos de alquiler (*rent-a-car*), de empresa (*company vehicles*), privados (*private cars*) o de flota (*fleets*).

Este ejemplo se completa con la figura 2.24., en donde se representa la producción solar fotovoltaica de una instalación de 6 kWp que forma parte de una de las microgrids del *living lab*.



Figura 2.23. Porcentaje de la demanda diaria de energía, en cada hora a lo largo de un año, debida a la recarga convencional de vehículos eléctricos [29]

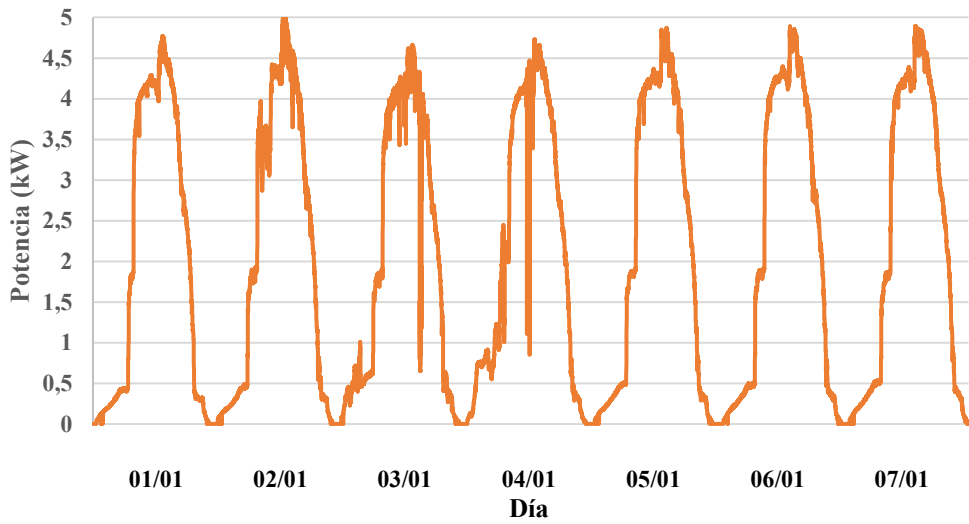


Figura 2.24. Perfiles de producción solar fotovoltaica de una instalación de 6 kWp de Smartcity Málaga Living Lab a lo largo de una semana

Esto permite conocer con precisión variables tales como la intensidad de corriente generada por las unidades de generación solar fotovoltaica distribuida, o la corriente demandada por infraestructuras de recarga de vehículo eléctrico, así como identificar patrones característicos o cualquier otra información adicional. Todo esto es parte fundamental del conjunto de datos de prueba con el que se validan las metodologías propuestas en esta tesis doctoral.

Capítulo 3. Nuevos requerimientos funcionales de los sistemas de medida inteligente

3.1. Introducción

Los SMI son infraestructuras diseñadas con el objetivo fundamental de proporcionar la medida del consumo de energía de los usuarios finales, de una manera precisa, remota y automatizada [33]. Además de esto, en su concepción se incluye el propósito, no menos importante, de aportar mucha más información que un contador convencional [33]. La versatilidad y la adaptabilidad de estos grandes conjuntos de contadores inteligentes y de sistemas de gestión de datos han desempeñado un papel fundamental en la liberalización efectiva de la comercialización de la energía eléctrica, al tiempo que ha sentado las bases para permitir modelos energéticos más sostenibles y eficientes [30, 33]. Han dado paso, igualmente, a la estandarización de la gestión y el procesamiento de todos los datos recogidos, ya sea para la facturación de los clientes finales o para proveer información tanto al usuario final como a cualquiera de las partes interesadas. Una muestra de la información que puede ofrecerse al usuario se representa en la figura 3.1. con un ejemplo del consumo de potencia activa.



Figura 3.1. Ejemplo de potencia activa consumida por un usuario medio de Smartcity Málaga Living Lab [114]

Multitud de iniciativas regulatorias alrededor del mundo se han volcado en el despliegue de los SMI y en el impulso a la modernización de la medida de consumo y de generación de electricidad en todos los niveles de tensión y en todos los ámbitos geográficos. Si bien las soluciones de telemedida hasta ahora estaban presentes únicamente en grandes consumidores y generadores de energía, los SMI permiten la digitalización de todos los puntos de suministro y de generación del sistema eléctrico de distribución. Esto supone el punto de partida para la transformación digital de las redes de MT y BT, lo que habilita, en consecuencia, nuevas formas de gestionar estas infraestructuras, hasta ahora relegadas al mantenimiento correctivo o a la inversión mínima imprescindible en soluciones de monitorización, más allá de las principales subestaciones o de los centros de distribución teledemandados.

Los datos recogidos, en un proceso que puede resultar aparentemente simple, son, en definitiva, el elemento básico para una transformación efectiva de las redes de distribución actuales en verdaderas redes inteligentes. Con los SMI se obtiene información detallada de cómo se encuentra operando cada punto de la red o, dicho de otro modo, de cómo se comporta cada usuario final de la energía, sea del tipo que sea. El gestor de la red de distribución, por lo tanto, debe ejercer como facilitador para que nuevos servicios, productos y agentes encuentren sitio donde crear nuevas oportunidades de negocio competitivas y sostenibles, como en el caso de las empresas de servicios energéticos o los agregadores de demanda.

Este capítulo se basa en el estudio detallado de los diferentes planes de implantación de SMI en España y en otros países de referencia internacional dentro y fuera de Europa. Partiendo del marco regulatorio para el despliegue de los SMI y de las funcionalidades mínimas exigidas por la regulación en los diferentes países, se realiza un análisis crítico, acompañado de una serie de propuestas técnicas y funcionales para desarrollar plenamente las capacidades de los SMI, válidas además para cualquier ámbito geográfico. El principal propósito es aprovechar al máximo las capacidades de estas infraestructuras, prestando especial atención a los principales retos que afronta el sector eléctrico en general y la actividad de distribución en particular, como son la creciente y ubicua presencia de generación renovable, unida a la irrupción de los sistemas de almacenamiento de energía, además del despliegue masivo de la movilidad eléctrica y de la generalización del uso de aplicaciones de eficiencia energética y de gestión de la demanda.

3.2. Modernización del concepto de punto de suministro

El almacenamiento de energía está aún lejos de suponer un elemento extendido y generalizado, sobre todo por su coste, aunque su utilidad para complementar a la generación renovable es uno de sus puntos más fuertes [5, 141]. La generación distribuida, por su parte, está cada vez más presente en niveles bajos de tensión y en forma de instalaciones de pequeña potencia. De acuerdo con las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, se espera una aceleración en la expansión mundial de la generación solar fotovoltaica de 2022 en adelante debido a la mayor madurez tecnológica, al continuo descenso de costes y al apoyo regulatorio, con una adopción más rápida en los ámbitos residencial y comercial [142].

Además, el papel de consumidor y de generador evolucionan progresivamente hacia el de *prosumer*, esto es, al de agente capaz de generar y consumir energía, y de destinarla además tanto a sus propios usos como a la inyección a la red, ampliando al máximo las necesidades de información y control bidireccional para su óptima integración [143].

Por todo esto, la arquitectura tradicional para gestionar la demanda está en plena transición desde esquemas centrados en un agente agregador que lidera y coordina todo el proceso, como se describe en la figura 3.2. a modo de ejemplo, hacia otros en los que el usuario final y sus recursos energéticos son el centro del modelo energético. Estos, además, prevén asimismo la posibilidad de interactuar con gestores de las redes y con el operador del sistema eléctrico, agentes hasta ahora difícilmente accesibles por gran parte de los usuarios finales de electricidad.

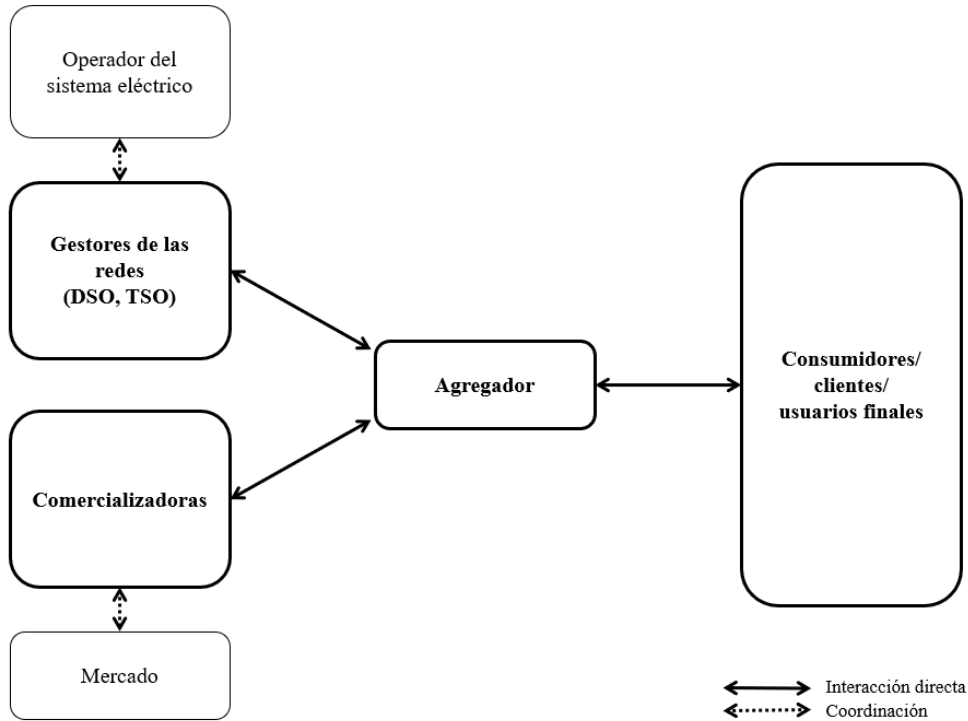


Figura 3.2. Esquema tradicional de modelos de agregación y gestión de la demanda

Resulta evidente, por tanto, que la implantación de los SMI se hace imprescindible para extender los modelos de operación flexible a cualquier punto de la red eléctrica. Esto permite, al mismo tiempo, aumentar significativamente la penetración de generación renovable y de sistemas de almacenamiento de una manera segura y fiable.

Con ayuda de los contadores inteligentes, efectivamente integrados en los SMI, los gestores de las redes podrían conocer en todo momento el comportamiento del usuario en particular —por ejemplo, si genera o si consume y de qué forma lo hace— y de la red a la que se encuentra conectado, detectando de inmediato si se experimenta algún problema o deficiencia en la calidad del suministro. De este modo, el gestor puede interactuar en consecuencia con los recursos flexibles conectados a la red —permitiéndoles inyectar o no energía a la red en un momento dado, o regulando su potencia máxima demandada o generada, por citar varios ejemplos—, al mismo tiempo que el usuario final podría adaptar su modalidad en el tiempo según le conviniera, consumiendo, generando o haciendo ambas cosas.

Por lo tanto, se debe actualizar el concepto tradicional de punto de suministro y evolucionarlo para dar lugar al concepto de *energy spot*, sin perjuicio ni para los

usuarios finales ni para los gestores de las redes, como se ha señalado anteriormente, y sin duplicidad en el uso de equipos de medida y gestión, puesto que un único contador inteligente es necesario y suficiente en cada caso.

Todo esto, en cualquier caso, no está carente de limitaciones. Por un lado, se debe realizar una profunda actualización normativa y regulatoria. Deben reconocerse las competencias, los derechos y las obligaciones que los gestores de las redes de distribución han de asumir para poder desempeñar un papel tan activo, así como determinarse además cómo deben interactuar con los usuarios finales conectados a sus redes y las normas que seguir para asegurar la transparencia y la equidad de todo el proceso. De esta forma, los recursos flexibles que se encuentren en el ámbito del usuario final podrán tratarse como cualquier otro activo de las redes de distribución. Esto difiere significativamente de aquellas corrientes que abogan por dotar de esta potestad únicamente al operador del sistema eléctrico, si bien entre sus principales cometidos deben seguir permaneciendo la gestión de los grandes nodos de generación y la vigilancia del correcto balance global entre la demanda y la generación del sistema.

Por otro lado, se deben disponer los mecanismos adecuados para que sea el mercado el que habilite, incentive o guíe la acción de inyección o no a la red de energía desde un *prosumer* o, dicho de otra forma, hacer que la red no funcione como un sumidero en el que verter energía sobrante sin control. En definitiva, no deben ser simplemente los subsidios o las primas a la producción de energía los que sustenten las decisiones en la forma de operar de los recursos flexibles. Al mismo tiempo, deben adecuarse los peajes correspondientes por el uso y el respaldo de las redes a cada tipología de *energy spot* para recoger los costes asociados a la mayor o menor complejidad a la hora de operar el sistema eléctrico.

3.3. Estandarización de la comunicación entre SMI e infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos

El número de vehículos eléctricos continuará con su crecimiento en el corto plazo, impulsado principalmente por las ayudas gubernamentales a la compra, el cambio de mentalidad en el usuario, el ritmo de crecimiento progresivo en la economía mundial y los avances técnicos en la autonomía y los tiempos de recarga [4, 144]. Si bien en 2010 tan solo se contabilizaban unos 17 000 coches eléctricos en todo el mundo, en 2019 se superaron los siete millones de unidades, de los cuales cinco millones eran de tecnología 100 % eléctrica [4]. Si bien España no se encuentra entre los nueve países líderes que superan las 100 000 unidades en su parque móvil nacional, en 2020 se ha acercado a la cifra de 50 000 turismos en una prometedora tendencia creciente que se muestra en la figura 3.3. [145].

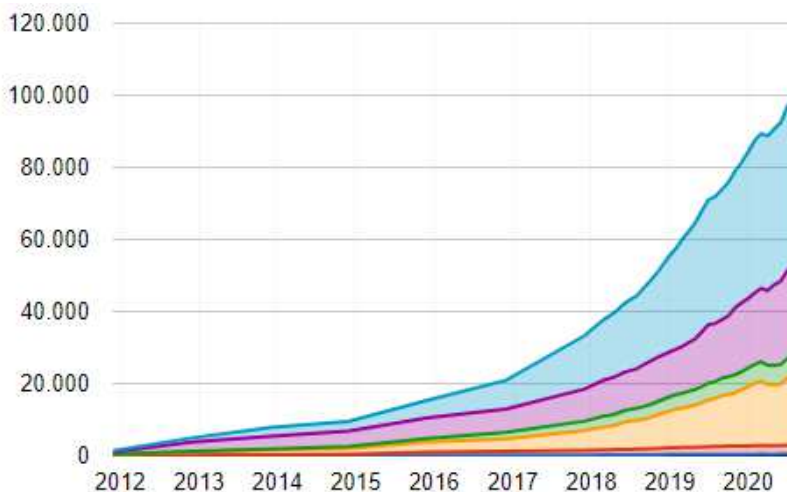


Figura 3.3. Evolución del parque móvil de vehículos eléctricos en España [145].

En color celeste, turismos; morado, motocicletas; verde, furgonetas; amarillo, ciclomotores; rojo, camioneros; azul, autobuses

En este sentido, los SMI constituyen una herramienta idónea para reducir los riesgos de la penetración a gran escala de la movilidad eléctrica, ya que permitirían controlar en todo momento la demanda de energía debida a las infraestructuras de recarga. De este modo, se reduciría el potencial impacto que la expansión de la movilidad eléctrica podría tener en la estabilidad y la seguridad del suministro percibido por los diferentes usuarios de las redes eléctricas.

Hoy en día se dispone de soluciones tecnológicas suficientemente maduras para que los SMI puedan estar en comunicación con las infraestructuras de recarga que se encuentren conectadas aguas abajo de los contadores inteligentes. En línea con lo comentado en el punto anterior, los SMI podrían monitorizar en todo momento los procesos de recarga de vehículos que tuvieran lugar y, asimismo, transmitir la información asociada bidireccionalmente para poder controlarlos y regularlos conforme a criterios técnicos. La disponibilidad de información es la que permite establecer los mecanismos necesarios que hagan respetar, al mismo tiempo, todos los criterios económicos y de mercado que deban considerarse, como son las prioridades del usuario final, la aplicación de tarifas dinámicas, etc.

Deben establecerse, por tanto, protocolos de comunicación entre contadores inteligentes e infraestructuras de recarga, de manera que los gestores de las redes eléctricas puedan conocer en tiempo real la demanda de energía proveniente de los vehículos eléctricos, realizar previsiones en base a esta información y actuar sobre estos procesos si fuera necesario y de acuerdo con las particularidades del marco

contractual del usuario implicado en cada caso. Esta es la mejor manera de aprovechar el potencial de los SMI, amplísimamente distribuidos por toda la geografía, para apoyar al máximo el proceso de electrificación del transporte.

En el capítulo 5 se desarrolla una aplicación práctica donde la información detallada de los diferentes regímenes de operación de los DER desempeña un papel esencial. Tener datos del comportamiento de los usuarios del vehículo eléctrico, diferenciando según sea su tipología (residencial, de empresa, etc.), permite componer bases de datos con las que poder no solo caracterizar, sino también predecir su influencia en cualquier punto de las redes eléctricas. Como se demuestra con esta aplicación, se revierte en una mejor operación del sistema eléctrico al mismo tiempo que se generan oportunidades de negocio interesantes para el bien de todas las partes interesadas.

No se puede pasar por alto, de nuevo, la necesidad de desarrollo normativo y de consenso que esto requiere a escala tecnológica, para tener en la práctica la interoperabilidad necesaria, y también en el ámbito de competencias, para no solapar ni interferir en funciones de agentes tales como los agregadores de demanda responsables de los servicios comerciales prestados. En cualquier caso, una correcta definición en fases tempranas de implantación permitiría evitar mayores problemas en un futuro ante un parque de vehículos eléctricos mucho mayor. A este respecto, es de destacar el caso de la instrucción española que regula los requerimientos técnicos para instalaciones eléctricas de recarga en BT, aprobada tras muchos años en discusión [146] y que ha venido frenando la penetración del vehículo eléctrico para usuarios residentes en edificios de viviendas. Otro ejemplo, ampliamente presente a escala internacional, es la falta de estandarización en los medios de identificación de usuario y de facturación asociados a la recarga de vehículos eléctricos. Esto impide utilizar cargadores de diferentes proveedores si no es por medio de diferentes tarjetas, registros de usuario o contratos [147], a diferencia de la coordinación existente en el sector de la telefonía móvil, por ejemplo, con servicios reglados de itinerancia de datos ampliamente extendidos en Europa y que facilitan la experiencia de usuario.

3.4. Estandarización de la comunicación entre SMI y aplicaciones de gestión de la demanda

Según la Agencia Internacional de la Energía, la eficiencia energética desempeña un papel fundamental en el desarrollo sostenible de la economía mundial, con el sector residencial como principal protagonista [2]. Este sector experimenta un descenso acumulado en el volumen mundial de demanda, a la fecha de redacción de este documento de tesis, de hasta un 14 % respecto al nivel de 2000, gracias a todo tipo de mejoras adoptadas en iluminación y electrodomésticos, así como en sistemas de calefacción y de agua caliente [2]. Las aplicaciones de eficiencia energética

constituyen, por tanto, productos de altísimo potencial para los usuarios finales, así como para las compañías eléctricas y para la sociedad en general, puesto que los primeros pueden hacer un uso más racional y económico de la energía, los segundos pueden generar nuevos negocios y controlar más activamente la demanda de energía, y la tercera disfrutará de un mejor uso de los recursos naturales y de un menor impacto medioambiental.

Una vez más, los SMI constituyen una herramienta básica para potenciar la utilidad de las aplicaciones de eficiencia energética indistintamente en entornos residenciales, industriales o de servicios, puesto que son los mejores medios para proporcionar los datos necesarios y, además, con precisión. Los contadores inteligentes, ubicados por toda la geografía, son capaces de ofrecer datos en tiempo real, o con la frecuencia suficiente, de la energía consumida y generada por el usuario, además de ofrecer la granularidad necesaria. Estos datos pueden integrarse en aplicaciones de gestión energética más específicas, propias del usuario final, junto con datos de los diferentes usos energéticos —determinados electrodomésticos, equipos de generación y almacenamiento de energía, sistemas de climatización, cargadores de vehículo eléctrico, etc.—, de manera que, como propietario de los activos, le permitan disponer de la monitorización y de todas las posibilidades de control de su demanda, generación o almacenamiento de energía.

En la figura 3.4. se muestra este posible modelo de relación, en la que los sistemas de información y control del usuario final están abiertos a la interacción con un amplio abanico de proveedores de servicios tales como agregadores de demanda y generación. Estos proveedores, en definitiva, proporcionan acceso al mercado, independientemente del tamaño o la naturaleza de dicho usuario final. Al mismo tiempo, la participación del usuario final en la operación del sistema eléctrico puede incrementarse significativamente gracias a la interrelación entre el ámbito de estos operadores y los SMI bajo los procedimientos de coordinación adecuados, como por ejemplo, a través de mercados locales de flexibilidad.

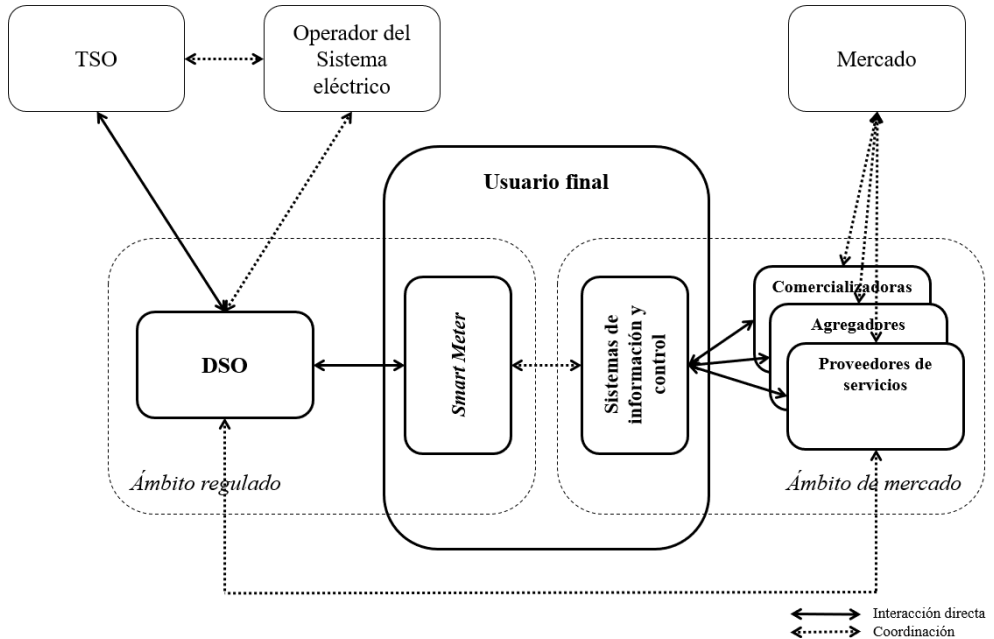


Figura 3.4. Arquitectura de detalle de un modelo de participación activa de los usuarios finales basado en SMI

Para aprovechar al máximo estas capacidades, debe establecerse un protocolo de comunicación entre contadores inteligentes y aplicaciones de eficiencia energética. De este modo, los gestores de las redes eléctricas pueden conocer con precisión la demanda de energía, la disponibilidad de energía almacenada y las posibilidades de generación dentro de cada *energy spot*. Esta información, ya sea obtenida en tiempo real o a futuro mediante predicciones, podría ser de ayuda para la operación de las infraestructuras de red de un modo más flexible, y, sobre todo, para poder determinar la necesidad de actuar sobre los DER. Más concretamente, estas interacciones podrían llevarse a cabo con grandes conjuntos de ellos o con unos pocos en particular, según las necesidades, aunque siempre de acuerdo con las particularidades del marco contractual de los usuarios implicados en cada caso, como ya se ha realizado en diferentes partes del mundo. Yendo todavía más lejos, se podrían incluso emplear unas frecuencias mayores de transmisión para aquellos datos que fueran destinados a las aplicaciones locales del usuario, esto es, que no hacen uso de las redes de comunicaciones de los SMI. Esto permitiría maximizar el aprovechamiento para bien del usuario final de dichas aplicaciones, toda vez que entre el contador inteligente y el resto del SMI se siga intercambiando la información requerida y con la periodicidad necesaria.

El éxito de las aplicaciones de eficiencia energética pasa por una adecuada regulación en el acceso a la información —quién lo hace, qué costes asociados conlleva y quién los asume, etc.— y en su intercambio entre agentes —de quién es la propiedad de los datos, quién está obligado a compartirlos o quién no debe acceder a ellos, cómo seguir respetando la privacidad de los usuarios, etc. Además, una normalización en el tipo de información accesible y de la frecuencia con la que se dispone de ella [148] permitiría extender nuevos modelos de negocio para usuarios finales, comercializadoras, agregadores de demanda y generación, etc., basados en el ahorro energético y la gestión activa de la energía [149, 150]. Asimismo, esto requeriría del empleo de menos medios materiales —al evitarse duplicidades en equipos de monitorización, por ejemplo—, mejoraría el aprovechamiento de los sistemas de información implicados tanto a escala local como global, y contribuiría a una inversión más eficiente para la modernización del sistema eléctrico [151].

3.5. Conclusiones

Los SMI son infraestructuras públicas básicas, que habilitan nuevos productos y servicios al usuario final y permiten una mejor gestión de las redes eléctricas y de todos los elementos conectados a ellas. Estas razones justifican sobradamente su conveniencia, pero, por el bien de su sostenibilidad técnica y económica, y para aprovechar al máximo sus capacidades, deben realizarse estudios coste-beneficio para su adecuada implantación y un cuidadoso establecimiento de los mínimos requisitos funcionales.

De este modo, siempre y cuando que no sea imposible técnicamente, todos los contadores deben integrarse en los SMI, sean cuales sean el nivel de tensión y el tamaño y la naturaleza del agente al que se encuentren asociados.

Cobran por tanto especial relevancia las tres contribuciones principales de este capítulo. En primer lugar, modernizar el concepto de punto de suministro y transformarlo en el de *energy spot*, donde generación y consumo de energía pueden darse indistintamente. En segundo lugar, los SMI deben concebirse no solo para monitorizar de un modo ampliamente distribuido la red de distribución, además de para facturar de una manera más precisa. Por encima de esto, los contadores inteligentes son medios con potencial para habilitar la gestión eficiente de la recarga de vehículos eléctricos a través de estándares de uso general y libre. Y por último, y estrechamente relacionado con la contribución anterior, las arquitecturas de los SMI deben tener en consideración estándares de esta misma naturaleza para hacer posible una interacción efectiva entre los contadores inteligentes y las aplicaciones de monitorización y gestión de la demanda de los usuarios finales.

Estas contribuciones, en definitiva, evitan incurrir en duplicidades, ineficiencias o incompatibilidades y persiguen potenciar definitivamente el acceso del usuario final a la información sobre su uso de la energía, ya sea a través de dispositivos locales o de aplicaciones remotas, y facilitar el acceso a servicios avanzados de gestión de sus dispositivos energéticos, como puede ser un sistema de almacenamiento en baterías o un punto de recarga de coche eléctrico.

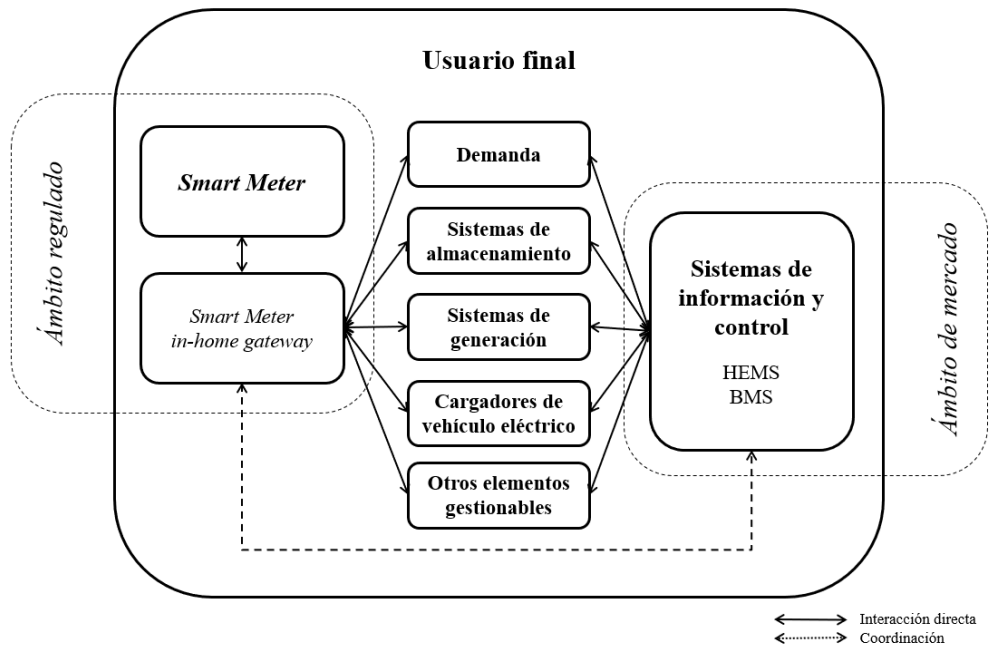


Figura 3.5. Detalle de posibles interrelaciones de SMI y de operadores del mercado con el usuario final y sus recursos energéticos

En la figura 3.5. se muestra un ejemplo de arquitectura, basada en todas estas contribuciones, para desarrollar procesos de gestión flexible de los activos energéticos del usuario final. Comprende tanto operaciones reguladas, por medio de los SMI y los equipos asociados que fueran necesarios para interactuar con los activos del usuario final (*Smart meter in-home gateway*), como operaciones propias de su uso particular o en respuesta a señales del mercado, por medio de cualquier tipo de sistema de información y control. En este sentido, pueden encontrarse aplicaciones específicas del entorno residencial (*Home energy management systems*, HEMS) o de edificios (*Building management systems*, BMS). Ambos ámbitos, el regulado y el de los mercados, en cualquier caso, deben contar con los adecuados mecanismos de coordinación, ya sea a escala centralizada o local, para la correcta operación de dichos activos del cliente final.

Asimismo, no debe olvidarse que la regulación actual no es completa y que tan solo determinar los requisitos técnicos de los SMI no es suficiente para afrontar los retos inminentes del sector eléctrico. En cualquier caso, las recomendaciones aquí propuestas permiten seguir haciendo de los SMI unas herramientas útiles para la transformación efectiva de las redes eléctricas tradicionales en redes inteligentes.

Capítulo 4. Planificación y operación basada en análisis de datos de congestión

4.1. Introducción

La gestión de la congestión en las redes de distribución se rige por unos límites que no se encuentran definidos de un modo unívoco y objetivo. Esto hace que este fenómeno se aborde en elementos críticos de la red, como son los transformadores MT/BT o las cabeceras de línea de BT, conforme a criterios clásicos, estáticos, inicialmente definidos para la planificación de la red [85, 86] o incluso tomando como única referencia la máxima potencia admisible determinada por las características físicas nominales de cada elemento [87, 152].

Determinar lo que se define en esta tesis doctoral como *límite óptimo de congestión* (*optimal congestion threshold*) contribuye a la planificación y la operación dinámica, especialmente en el ámbito de BT, por parte de los gestores de las redes de distribución. El límite óptimo de congestión es el umbral a partir del cual se considera que un elemento de la red se encuentra en riesgo potencial de congestión, y se determina en relación con la potencia máxima admisible del elemento. Por lo tanto, se corresponde con un determinado porcentaje de la potencia nominal o de la corriente máxima admisible indicada por un fabricante en cuestión o por las normas o reglamentos que fueran de aplicación para cada tipo de elemento de red considerado.

El límite óptimo de congestión, de este modo, proporciona una referencia técnica para poder evaluar con objetividad la situación de congestión que puede experimentarse o no según el valor de intensidad de corriente medida en un elemento de la red, de una

manera individualizada. Gracias a esto, los gestores pueden determinar medidas preventivas que se lleven a cabo por sus propios medios, por medio de activos controlables, o con ayuda de otras partes interesadas, como podrían ser agregadores de demanda. De esta forma, podrían realizarse estas acciones antes de que definitivamente se tuviera una situación efectiva de congestión en la red y por lo tanto el riesgo de fallo o incidencia se incrementara seriamente.

Todo esto, unido al propósito de que estos umbrales se encuentren lo más cerca posible de los límites nominales admisibles del elemento y, al mismo tiempo, de que sean aplicables durante el mayor número de escenarios de tiempo, conduce a que dichos límites de operación de los activos de la red deban ser optimizados. Con este objetivo se presenta aquí una metodología basada no solo en los más altos niveles de intensidad de corriente medidos en los elementos de la red de distribución y en sus valores nominales admisibles, sino también en la duración y el número de veces que se han experimentado esas situaciones de congestión, o cercanas a ella, a lo largo del tiempo.

La metodología que aquí se presenta se ha diseñado especialmente para redes de BT y busca ofrecer una alternativa competitiva y eficiente a los criterios subjetivos y basados en la experiencia humana, además de a los precisos aunque limitados modelos clásicos. Como parte de dicha metodología, se propone comenzar por un análisis de datos a través de técnicas de agrupamiento (*clustering*) aplicadas a una muestra representativa de elementos de la red de distribución. El objetivo es proporcionar información que se encuentra subyacente, que nace de los patrones de datos que no son evidentes, con el propósito de agilizar el conocimiento a partir de las fuentes de datos disponibles, facilitar la clasificación de elementos y acelerar el procesamiento computacional posterior [153, 154].

Además de esto, se formula un problema de optimización con el objetivo de ayudar a la toma de decisiones para prevenir y gestionar la congestión en conjuntos masivos y heterogéneos de elementos de la red de distribución [155]. Esto proporciona al gestor de la red una información enriquecida, con criterios objetivos para una operación y un mantenimiento preventivos y proactivos de sus activos, a diferencia de los precedentes ya comentados, que se basan en la experiencia subjetiva, habitualmente conservadora y tendente a la generalización. En particular, se propone el empleo de la técnica *Particle Swarm Optimization* (PSO) dada su aplicabilidad a la resolución de problemas de optimización multiobjetivo y su capacidad para evitar encontrar soluciones que se encontraran sesgadas por decisiones iniciales humanas previamente predeterminadas [156].

En los siguientes apartados de este capítulo se presenta la metodología para la determinación del límite óptimo de congestión en elementos de la red de distribución, detallando el proceso de análisis de datos sobre el que se encuentra fundamentado, así como el algoritmo de optimización desarrollado junto con sus objetivos, formulación, restricciones y pseudocódigo. Esta metodología no existe en la literatura técnica actual y es una de las aportaciones principales de esta tesis doctoral. Además, se ha validado mediante su aplicación a una serie de elementos reales de Smartcity Málaga Living Lab, como caso de estudio, cuyos resultados se presentan aquí igualmente.

4.2. Metodología para la determinación del límite óptimo de congestión

La metodología propuesta consta de tres etapas, como se muestra en la figura 4.1. En primer lugar, debe realizarse una adquisición de datos lo más extensa posible para poder crear el denominado *espacio de búsqueda*. De entre los elementos que comprenden este espacio, por tanto, se obtendrá la solución óptima para determinar el límite óptimo de congestión. En el problema que estamos abordando, cada uno de los elementos es una curva monótona de carga (*load duration curves*) de un elemento de la red de distribución. De esta forma, en la primera etapa de la metodología, dado lo amplio y heterogéneo que puede resultar el conjunto de los datos adquiridos por un gestor de la red de distribución cualquiera, se propone la aplicación de técnicas de análisis de datos.

Llevar a cabo un análisis de los datos adquiridos tiene el propósito de clasificar todos los activos de la red y agruparlos atendiendo a sus similitudes. Al mismo tiempo, se identifican los elementos más representativos de todo el conjunto de datos considerado, de manera que sobre ellos pueden llevarse a cabo análisis sucesivos y más profundos, para seguidamente extrapolarse al resto de activos similares y extraer conclusiones, para beneficio de la eficiencia de la metodología.

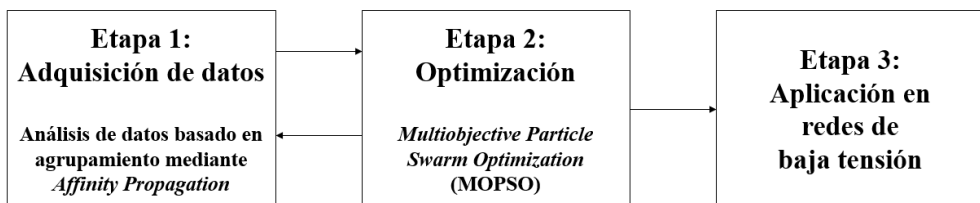


Figura 4.1. Etapas de la metodología de determinación del límite óptimo de congestión

El análisis de datos aquí propuesto se basa en la técnica de agrupamiento denominada *Affinity Propagation* [153]. Esta técnica destaca, en primer lugar, por considerar inicialmente a cualquiera de los elementos o miembros del espacio de búsqueda como

un candidato potencial para ser centroide de un grupo (*cluster*), esto es, para ser su elemento más representativo [153]. En segundo lugar, esta técnica no requiere que se determine *a priori* el número de grupos que deban conformarse finalmente [153]. En esencia, en esta técnica de agrupamiento se produce lo que se denomina *intercambio de mensajes entre elementos*, que puede ser una comparación de ciertas características como distancias, de manera iterativa, hasta que un subgrupo de ellos, con suficiente calidad, puede darse por consolidado [153]. Es de remarcar que esta técnica invierte menos del 1 % del tiempo requerido por otras técnicas similares para completar el proceso y lo hace con una tasa de error menor [153, 157]. Por tanto, con el uso de esta técnica, tan solo es necesario realizar una identificación y caracterización básicas de aquellos activos de la red que se pretenden agrupar para poner en marcha el análisis de datos.

La segunda etapa de la metodología se centra expresamente en la determinación de los límites óptimos de congestión. Para ello, el problema se formula como un problema de optimización, y la técnica propuesta es la de PSO. Esta técnica de inteligencia artificial tiene una base estocástica basada en el comportamiento de la naturaleza [156]. Concretamente, la resolución del problema parte de la determinación de una población de partículas, denominado *enjambre (swarm)*, formada cada una de esas partículas por un conjunto de puntos que es capaz de moverse, en sentido figurado, a través del espacio de búsqueda [156]. Esto se traduce en que el enjambre es capaz de considerar el historial de los mejores resultados obtenidos, determinado por las posiciones que ha ocupado cada una de las partículas del enjambre individualmente y por las posiciones globales del resto de partículas como una unidad, de modo que el proceso de búsqueda se orienta hacia encontrar la solución óptima, o al menos hacia aquellas soluciones que pueden ser casi óptimas [11, 68].

Las técnicas PSO se han aplicado a la resolución de diversos problemas en sistemas eléctricos gracias a sus capacidades para hacer frente a la incertidumbre [68]. Ejemplos de ello los recogen los autores de [68], quienes destacan cómo cubrir la demanda de energía ante la incorporación de DER, o cómo realizar el despacho económico para determinar el punto de funcionamiento óptimo de las unidades de generación al mismo tiempo que se satisfacen las restricciones técnicas de las redes que los acogen. Otras aplicaciones relevantes y muy extendidas son las orientadas al cálculo del flujo de óptimo de potencia (*optimal power flow*), que permite determinar las situaciones de congestión, o cercanas a la congestión, que se experimentan en los diferentes activos de las redes eléctricas [69]. Los algoritmos basados en PSO pueden también tratar con funciones denominadas *no suaves*, es decir, que no son continuas, como es el caso especialmente de las relacionadas con la regulación de la frecuencia de los sistemas eléctricos o con los niveles de tensión en los nodos de las redes [69].

Otras aplicaciones de PSO, más particulares si cabe, también se describen en [68], como en el caso de la determinación del reparto óptimo de clientes entre cabeceras de línea de BT o para determinar la configuración topológica óptima de la red de MT.

Las técnicas PSO guardan mucha similitud con otras técnicas avanzadas de optimización, como es el caso de las técnicas de computación evolutiva (*evolutionary computation techniques*), entre las que destacan por su gran popularidad los algoritmos genéticos (*genetic algorithms*) y los algoritmos de colonia de hormigas (*ant colony algorithms*). Sin embargo, estas técnicas tienen una mayor complejidad y presentan graves limitaciones para su aplicación a la metodología aquí propuesta. Si bien los algoritmos genéticos pueden resultar más rápidos que las técnicas PSO y son capaces de restringir la denominada reproducción de soluciones débiles, sus operaciones de cruce y mutación intrínsecas se hacen incompatibles con nuestro problema de optimización [158]. Esto es debido a que nuestro espacio de búsqueda está formado por curvas monótonas de carga, cada una de las cuales es única y se encuentra definida por características no independientes [159]. Por su parte, los algoritmos de colonia de hormigas, a pesar de basarse en el empleo de los denominados *enjambres*, como los PSO [160], son capaces de asegurar la convergencia en problemas en donde tanto el origen como el destino son específicos y se encuentran predefinidos [161], a diferencia del problema de determinación de límite óptimo de congestión que aquí se aborda y que *a priori* es un valor desconocido.

Como evolución de las técnicas PSO, los PSO multiobjetivo (*Multi-objective PSO*, MOPSO) son algoritmos que destacan por su capacidad para la resolución simultánea conforme a varios objetivos, que pueden incluso entrar en conflicto entre sí [11]. Este es el caso de la determinación del límite óptimo de congestión, como más adelante se detalla. Además de esto, las técnicas MOPSO presentan un coste computacional bajo a la hora de proporcionar un conjunto de soluciones, que, a diferencia de otros métodos clásicos de optimización multiobjetivo, son suficientemente diversas y variadas [11]. Esto precisamente permite buscar la solución óptima, y no trivial, de acuerdo con varias funciones objetivo, dado que una solución individualmente no tiene por qué optimizar, simultáneamente, todo el problema planteado [162].

El proceso de agrupamiento por *Affinity Propagation* anteriormente descrito permite poder aplicar la técnica MOPSO solo en aquel elemento más representativo de cada grupo. Seguidamente, y constituyendo la tercera etapa de esta metodología, se lleva a cabo la extrapolación de los resultados obtenidos en dicho problema de optimización al resto de activos considerados. Esta secuencia permite, por lo tanto, determinar el límite óptimo de congestión individualmente para cada uno de los elementos de la red de distribución.

4.2.1. Análisis de datos basado en agrupamiento por *Affinity Propagation*

El algoritmo de *Affinity Propagation* [153] que aquí se aplica cuenta con un factor de amortiguamiento (*dumping factor*) de 0,9 que se ha determinado experimentalmente con el fin de evitar grandes oscilaciones numéricas y, en definitiva, de favorecer la convergencia del proceso de agrupamiento. En la tabla 4.1. se reflejan las características del conjunto de datos que han participado en dicho proceso, es decir, en cada una de las curvas monótonas de carga de los elementos de la red de distribución a los que se aplica esta metodología.

La estandarización en el proceso de agrupamiento es un aspecto que se ha de tener en cuenta. Habitualmente, las características consideradas se miden con diferentes unidades y presentan valores con diferentes órdenes de magnitud, de modo que unas podrían ser dominantes frente a otras e influir el curso del proceso de agrupamiento [163]. Para evitar esto, se propone que todos los valores característicos que recoge esta metodología sean reescalados por medio de la técnica de estandarización min-máx.

Crterios	Características
Carga	Valor máx. de congestión medido
Repetición	Valor máx. de congestión tras los 3 días más críticos del año
	Valor máx. de congestión tras los 10 días más críticos del año
	Valor máx. de congestión tras los 15 días más críticos del año
Duración	Valor máx. de congestión tras el 0,01% de los escenarios más críticos del año
	Valor máx. de congestión tras el 0,1% de los escenarios más críticos del año
	Valor máx. de congestión tras el 1% de los escenarios más críticos del año
Geografía	Número de puntos de suministro asociados al elemento
	Longitud total del elemento ⁽¹⁾
Usuarios finales	Número de clientes conectados aguas abajo del elemento
	Porcentaje de usuarios finales domésticos asociados al elemento
Potencia	Potencia nominal del elemento
	Potencia total contratada aguas abajo del elemento

⁽¹⁾ Longitud total del elemento: se considera un valor de 0 en el caso de transformadores, mientras que en el caso de líneas se ha de incluir cualquiera de los segmentos que las forman

Tabla 4.1. Valores característicos de cada elemento del conjunto de datos para la determinación de límites óptimos de congestión

Además de la potencia nominal o del valor máximo de congestión que se ha experimentado en cada elemento crítico de la red de distribución, como es el caso de los transformadores o las cabeceras de línea de BT, se propone prestar especial atención a otros aspectos, como la duración de las situaciones de congestión, o cercanas a la congestión. En el caso de España, existen algunos criterios ya establecidos al respecto, como es determinar el nivel de congestión característico de un activo de acuerdo con el valor alcanzado al cabo de las 100 horas más críticas de operación del año [164], lo que supone alrededor del 0,01 % del tiempo, en términos anuales. Aquí se propone ampliar dicho criterio y considerar el número de días diferentes, al cabo del año, en los que tienen lugar los niveles más altos de congestión, lo que indica el grado de repetición que presentan estas situaciones de riesgo para la operación de los activos del sistema eléctrico.

Otros aspectos clave deben también considerarse en cada caso, como el número y tipo de usuarios finales conectados a cada elemento, su longitud (que debe considerarse cero en el caso de los transformadores pero incluir la longitud de cualquiera de los segmentos asociados aguas abajo en el caso de líneas) o la potencia total contratada. De este modo, el proceso de agrupamiento proporciona un análisis de datos basado no solamente en las características gráficas de cada curva monótona de carga, sino también en los parámetros físicos de los correspondientes activos de la red de distribución.

4.2.2. Definición del problema de optimización

La determinación del límite óptimo de congestión se plantea como un problema de optimización con restricciones en donde una función multiobjetivo específicamente definida debe minimizarse. Tomando como referencia de partida la potencia máxima admisible o intensidad de corriente nominal del elemento en cuestión, el propósito de esta metodología es encontrar el valor característico óptimo de congestión de la curva monótona de carga de un elemento de la red de distribución dado. Dicho valor ha de ser válido para el mayor número de escenarios de tiempo en que dicho elemento está en operación al cabo del año y, al mismo tiempo, debe encontrarse lo más cercano posible al máximo nivel de demanda experimentado en él. Con esto se busca, respectivamente, maximizar la aplicabilidad de la información proporcionada por esta metodología a lo largo del tiempo y evitar la infrutilización de la capacidad del activo en cuestión.

La función multiobjetivo que aquí se presenta consta de tres subfunciones. La primera subfunción objetivo F_{obj_1} tiene el propósito de minimizar la desviación estándar en los valores característicos de congestión ϕ de cada curva monótona de carga objeto de estudio, lo que persigue seleccionar grupos de puntos de dicha curva que se

encuentren más concentrados en torno a un nivel de congestión determinado. Esto no pretende sino disminuir la posible influencia que podrían tener aquellas variaciones abruptas en los valores característicos de congestión, excepcionalmente aislados de otros valores cercanos, tal y como suele ocurrir típicamente en los escenarios de mayor nivel de demanda de energía.

La segunda subfunción objetivo F_{obj_2} se centra en los valores característicos de porcentaje de escenarios de tiempo ρ de cada curva monótona de carga objeto de estudio. Para estos valores, disponer de la mayor desviación estándar permite la búsqueda de una solución alejada de variaciones experimentadas en espacios de tiempo, que resultarían escasamente representativas. Esta subfunción está definida por la inversa de la desviación estándar con el fin de poder incluirse convenientemente en el proceso de búsqueda del mínimo del problema multiobjetivo global.

Finalmente, la tercera subfunción objetivo F_{obj_3} se centra en el ángulo de inclinación φ formado por la regresión lineal de cualquier conjunto de puntos de una misma partícula en una curva monótona de carga de estudio. Esta subfunción puntúa linealmente entre cero y diez, partiendo de la consideración de que un ángulo de 45° representa el mejor compromiso entre valores de congestión y escenarios de tiempo, esto es, entre las proyecciones vertical y horizontal de la regresión lineal evaluada. Además de esto, y con el fin de no perder la influencia de los mayores valores de congestión experimentados, se propone designar un ángulo de inclinación favorable φ_{fav} de valor superior a 45° , de modo que ayude al problema de optimización a converger en torno a valores característicos de congestión más estables, pero suficientemente alejado de 90° , que supondría caer nuevamente en la consideración de escenarios demasiado poco representativos, extremadamente breves y de muy alta congestión. Aquellos ángulos más favorables quedan comprendidos dentro de la denominada *banda de tolerancia* φ_{band} , que se establece para determinar las puntuaciones tal y como se muestra en la figura 4.2. Esta tercera subfunción objetivo también queda caracterizada por la inversa, como puede verse en la ecuación 7, para poder ser incluida en el proceso de minimización del problema multiobjetivo global, al igual que ocurría en el caso de la segunda subfunción objetivo.

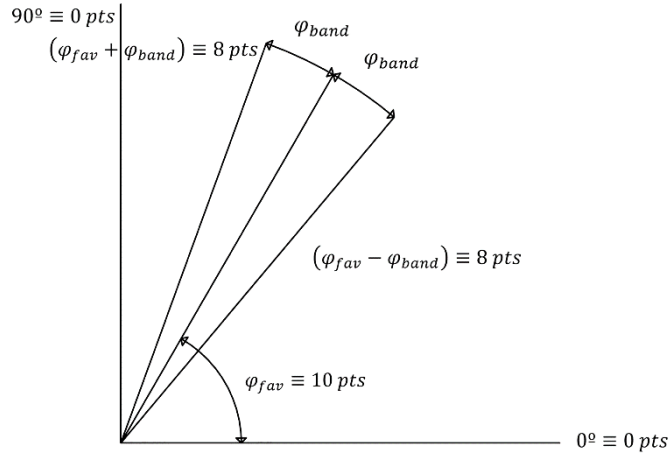


Figura 4.2. Representación de las puntuaciones asignadas al ángulo de inclinación de acuerdo con el ángulo favorable y la banda de tolerancia

De esta forma, la formulación del problema multiobjetivo global es la siguiente:

$$\text{Minimizar: } F_{obj_1}(\phi), F_{obj_2}(\rho), F_{obj_3}(\varphi) \quad (1)$$

$$\text{Sujeto a: } \phi \geq \phi_{limit}$$

La restricción $\phi \geq \phi_{limit}$ se traduce en tomar todos aquellos valores característicos de congestión que se encuentran por encima de un determinado umbral, que representa un riesgo potencial de congestión del elemento de la red de distribución, suficientemente considerable y realista. Eso sí, aquí se propone considerar un umbral de congestión, o de situaciones cercanas a la congestión, mucho más amplio que conforme a criterios tradicionales, que recordemos pueden rondar el 95 % [85] o 75 % [86] de la potencia nominal admisible del elemento en cuestión. El objeto de esta consideración no es otro que abarcar un abanico de escenarios representativos más amplio y evitar dejarse influir por estados extremadamente singulares o transitorios.

Cumplir con esta restricción se traduce en que el algoritmo MOPSO no se aplica en aquellos grupos cuyos centroides no la satisfagan para ninguno de los puntos que conforman sus curvas monótonas de carga. Esto es, se considera que los elementos de dichos grupos no se encuentran sometidos a un mínimo riesgo potencial de congestión. De igual forma, en aquellos centroides que sí satisfacen esta restricción, esta permite acotar el segmento de la curva monótona de carga que va a ser objeto del proceso de búsqueda del óptimo, descartando de inicio aquellos puntos que

corresponden a estados de saturación de los elementos con muy bajo riesgo potencial de congestión.

En esta metodología, el enjambre de puntos empleado está formado por N partículas, cada una de las cuales la forman a su vez n puntos, como se muestra a modo de ejemplo en la figura 4.3., que se mueven a través del espacio de búsqueda o, en otras palabras, en cada curva monótona de carga en cuestión. De esta forma, cada partícula j queda caracterizada por la congestión ϕ_j y el correspondiente porcentaje de escenarios de tiempo ρ_j de su centro, y su posición $x_j(t)$ en un momento dado de tiempo t a lo largo de la curva monótona de carga depende de su posición previa $x_j(t - 1)$ y de la velocidad con la que se mueve $v_j(t)$ [155]:

$$x_j(t) = x_j(t - 1) + v_j(t) \quad (2)$$

A su vez, la velocidad $v_j(t)$ se compone de términos relacionados con la inercia ω_j y la velocidad de la partícula en su estado anterior $v_j(t - 1)$ para representar, por un lado, su tendencia a continuar en la misma dirección y, por otro lado, la atracción hacia la mejor posición encontrada hasta entonces por la partícula en cuestión individualmente p_{j_best} y por cualquiera de las partículas que componen el enjambre p_{global_best} [155]:

$$v_j(t) = \omega_j \cdot v_j(t - 1) + \psi_1 \cdot rand_1 \cdot (p_{j_best} - x_j(t - 1)) + \psi_2 \cdot rand_2 \cdot (p_{global_best} - x_j(t - 1)) \quad (3)$$

Los autores de [155] indican que la suma de las constantes ψ_1 y ψ_2 debe ser 4,0 y deben tomar el valor $\psi_1 = \psi_2 = 2$ para dar el mismo peso al historial de cada partícula individualmente y a la del grupo. $rand_1$ y $rand_2$ son valores aleatorios comprendidos entre 0 y 1 [155], y la inercia de la partícula ω_j viene determinada por esta expresión:

$$\omega_j = \omega_{m\acute{a}x} - \frac{\omega_{m\acute{a}x} - \omega_{min}}{iter_{m\acute{a}x}} \cdot iter_i \quad (4)$$

en donde $\omega_{m\acute{a}x}$ y ω_{min} son también constantes con valor 1 y 0, respectivamente, con el objeto de tomar un valor inicial alto, cercano a 0,9 tal y como se recomienda en [155] para favorecer el rápido desplazamiento de cada partícula hacia el óptimo global.

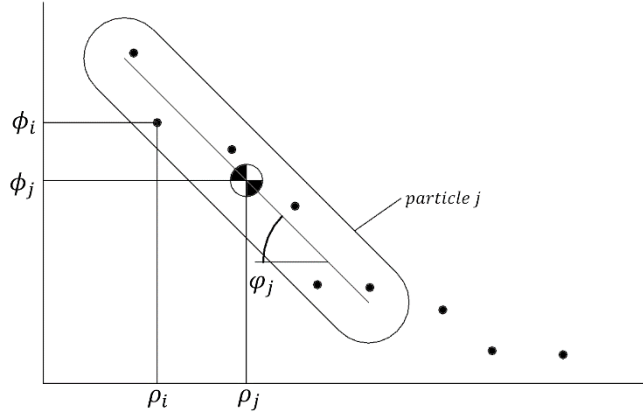


Figura 4.3. Representación de valores característicos de congestión, porcentaje de escenarios de tiempo e inclinación de una partícula genérica (*particle*) formada por una serie de puntos. Se encuentra representado asimismo el centro de la regresión lineal de los puntos de partícula

Por lo tanto, en cada iteración, todos los valores ϕ_j y ρ_j de los centros de cada partícula, además de los valores ϕ_i , ρ_i y el ángulo de inclinación de la regresión lineal φ_j de los n puntos que las forman, son evaluados en las siguientes subfunciones de la función multiobjetivo, para conducir hasta la solución del problema de optimización:

$$F_{obj_1}(\phi_j) = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\phi_i - \bar{\phi}_j)^2} \quad (5)$$

$$F_{obj_2}(\rho_j) = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\rho_i - \bar{\rho}_j)^2}} \quad (6)$$

$$\frac{1}{F_{obj_3}(\varphi_j)} = \begin{cases} 8 \cdot \frac{\varphi_j}{(\varphi_{fav} - \varphi_{band})} & \text{if } \varphi_j \leq \varphi_{fav} - \varphi_{band} \\ 8 + 2 \cdot \frac{\varphi_j - (\varphi_{fav} - \varphi_{band})}{\varphi_{band}} & \text{if } \varphi_j \in (\varphi_{fav} - \varphi_{band}, \varphi_{fav}) \\ 10 & \text{if } \varphi_j = \varphi_{fav} \\ 8 + 2 \cdot \frac{(\varphi_{fav} + \varphi_{band}) - \varphi_j}{\varphi_{band}} & \text{if } \varphi_j \in (\varphi_{fav}, \varphi_{fav} + \varphi_{band}) \\ 8 \cdot \frac{90 - \varphi_j}{90 - (\varphi_{fav} + \varphi_{band})} & \text{if } \varphi_j \geq \varphi_{fav} + \varphi_{band} \end{cases} \quad (7)$$

en donde: $\bar{\phi}_j$ es el valor característico medio de congestión en la partícula j y $\bar{\rho}_j$ es el valor característico medio de porcentaje de escenarios de tiempo en la partícula j .

La eficiencia de Pareto debe comprobarse cada vez que se actualiza la posición de un enjambre. De esta forma, tras evaluar las N partículas en la tres subfunciones objetivo, se toman las soluciones no dominadas, esto es, aquellas capaces de proporcionar un compromiso entre todos los objetivos del problema pero sin degradar ninguno de ellos, para así hacer avanzar el denominado *frente de Pareto*, formado por soluciones firmemente candidatas, hacia el óptimo [68].

En línea con esto, el primer criterio de parada consiste en que la solución óptima global del problema quedará determinada por la mejor partícula del enjambre tras un cierto número de iteraciones consecutivas sin progreso alguno en el frente de Pareto. Además de esto, el segundo criterio de parada consiste en establecer un número máximo de iteraciones.

4.2.3. Aplicación a conjuntos de elementos de la red de distribución

Esta metodología puede ser aplicarse a conjuntos de elementos de la red de distribución de cualquier tamaño de un modo eficiente gracias al empleo de un factor denominado *threshold ratio* _{k} , esto es, *relación de umbral*. Este factor representa, para cada centroide k , la relación entre el límite óptimo de congestión $\phi_k^{opt_calc}$, determinado por la aplicación del algoritmo MOPSO, y el valor máximo de congestión medido ϕ_k^{max} . De este modo, dicho factor ha de aplicarse individualmente a cada uno de los miembros m que forman parte del grupo k en cuestión, lo cual asegura la debida afinidad entre ellos, para así determinar su límite óptimo de congestión particular ϕ_m^{opt} , sabiendo que:

$$threshold\ ratio_k(\%) = \frac{\phi_k^{opt_calc}}{\phi_k^{max}} \cdot 100 \quad (8)$$

$$\phi_m^{opt} = threshold\ ratio_k \cdot \phi_m^{max} \quad (9)$$

El uso del factor *threshold ratio* no busca sino reflejar los diferentes niveles de congestión existentes entre elementos, en lugar de simplemente aplicar el óptimo obtenido para el centroide del grupo al que pertenecen. En definitiva, la aplicación de esta metodología debe seguir el flujo de proceso plasmado en la figura 4.4.

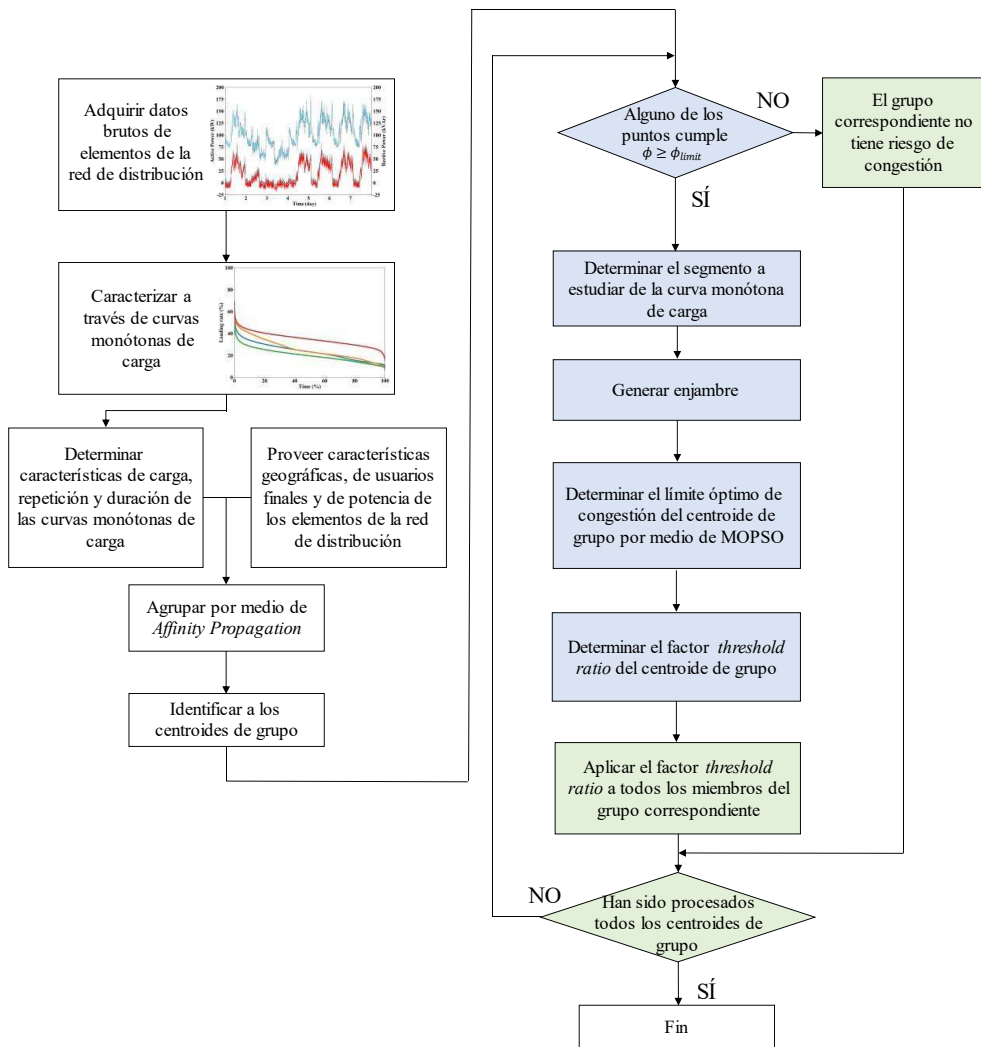


Figura 4.4. Flujo de proceso general de la metodología.
En color blanco, etapa 1; azul, etapa 2; verde, etapa 3

4.3. Validación de la metodología y resultados obtenidos

Esta metodología se ha aplicado en el conjunto de datos de prueba de Smartcity Málaga Living Lab descrito en el capítulo 2. Se han empleado medidas provenientes de sensores de intensidad que proporcionan la magnitud de corriente que discurre por dos tipos de elementos de la red de distribución: por el secundario, esto es, por el lado de BT del transformador, y por las cabeceras de línea de BT, en los cuadros de BT. Estas medidas han sido previamente procesadas para componer las correspondientes curvas monótonas de carga que constituyen las entradas de esta metodología.

4.3.1. Etapa 1. Preprocesamiento y análisis del conjunto de datos de prueba

De acuerdo con la metodología propuesta, la primera etapa consiste en el análisis de datos. La aplicación de *Affinity Propagation* a los 153 elementos del conjunto de datos de prueba resulta en la composición de cuatro grupos, como se muestra en las figuras 4.5.-4.7., y en la identificación de sus correspondientes centroides, que se presentan en la tabla 4.2. identificados por su cadena eléctrica.

Grupo	Color	Centroide del grupo	Número de miembros del grupo
1	Azul oscuro	Centro de distribución D Cabecera de línea BT 7 Fase T	61
2	Verde	Centro de distribución D Cabecera de línea BT 14 Fase S	47
3	Celeste	Centro de distribución D Transformador 2 Lado de BT Fase S	18
4	Rojo	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 9 Fase T	27

Tabla 4.2. Composición de los grupos

Atendiendo a los valores máximos de congestión medidos, los más bajos se dan para los miembros del grupo 4. Si bien todos los transformadores han resultado agrupados en el grupo 3, que presenta el menor número de miembros, los otros tres grupos presentan una alta heterogeneidad debido a que contienen cabeceras de línea de BT de cualquiera de los centros de distribución considerados. Además de esto, tres de los cuatro centroides son elementos pertenecientes a un mismo centro de distribución, lo que da debida cuenta de que la diversidad de los elementos que conforman la red de distribución puede incluso darse en un mismo activo.

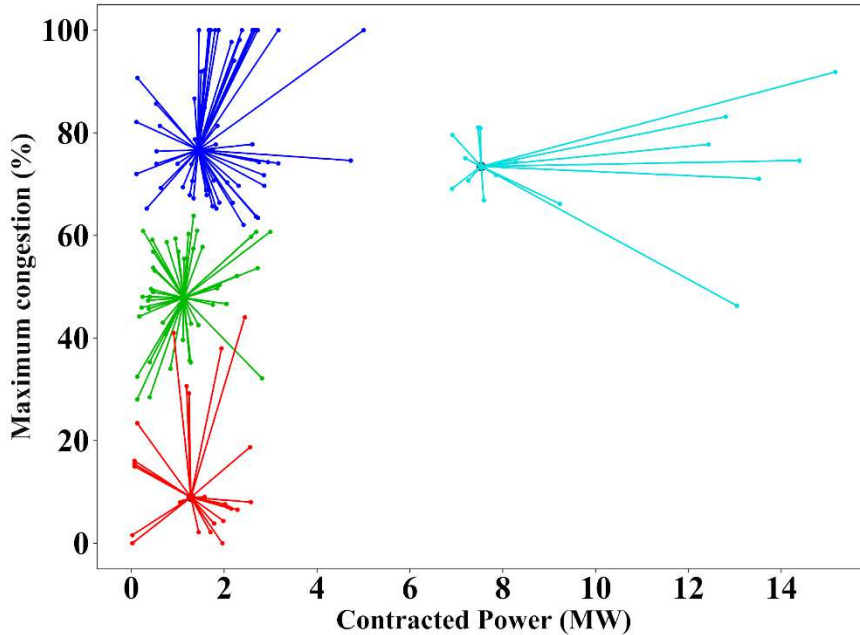


Figura 4.5. Valores máximos de congestión (*maximum congestion*) en relación con la potencia contratada (*contracted power*) en los elementos del conjunto de datos de prueba

Centrándonos en los valores máximos de congestión, 16 elementos de la red de distribución presentan valores medidos por encima del 95 % de su intensidad de corriente nominal [85], y 14 de ellos llegan incluso a alcanzar el 100 %. Si atendemos al umbral de congestión convencionalmente establecido en 75 % [86], son 40 los elementos que experimentan un nivel de congestión superior a dicho límite, si bien solamente 10 de ellos presentan valores por encima de dicho umbral una vez superado el 1 % de escenarios de tiempo. Por su parte, 29 elementos de la muestra presentan un valor máximo de congestión por debajo del 35 %, 17 de los cuales se mantienen incluso por debajo del 10 %. Por tanto, en estos casos, no puede considerarse que experimenten dichos elementos unas situaciones de congestión como tal.

En el agrupamiento afloran algunas de las características del conjunto de datos de prueba descritas en el capítulo 2. Por ejemplo, en la figura 4.6. se aprecia claramente cómo el número de clientes por cabecera de línea de BT oscila entre 1 y 130 clientes, así como la predominante presencia de clientes residenciales.

Hay que reseñar que el agrupamiento permite identificar diferencias y similitudes que no son tan evidentes ni fáciles de distinguir *a priori*, como puede verse en la figura 4.7. En dicha figura, elementos de los grupos 1, 2 y 4 son coincidentes para las características representadas.

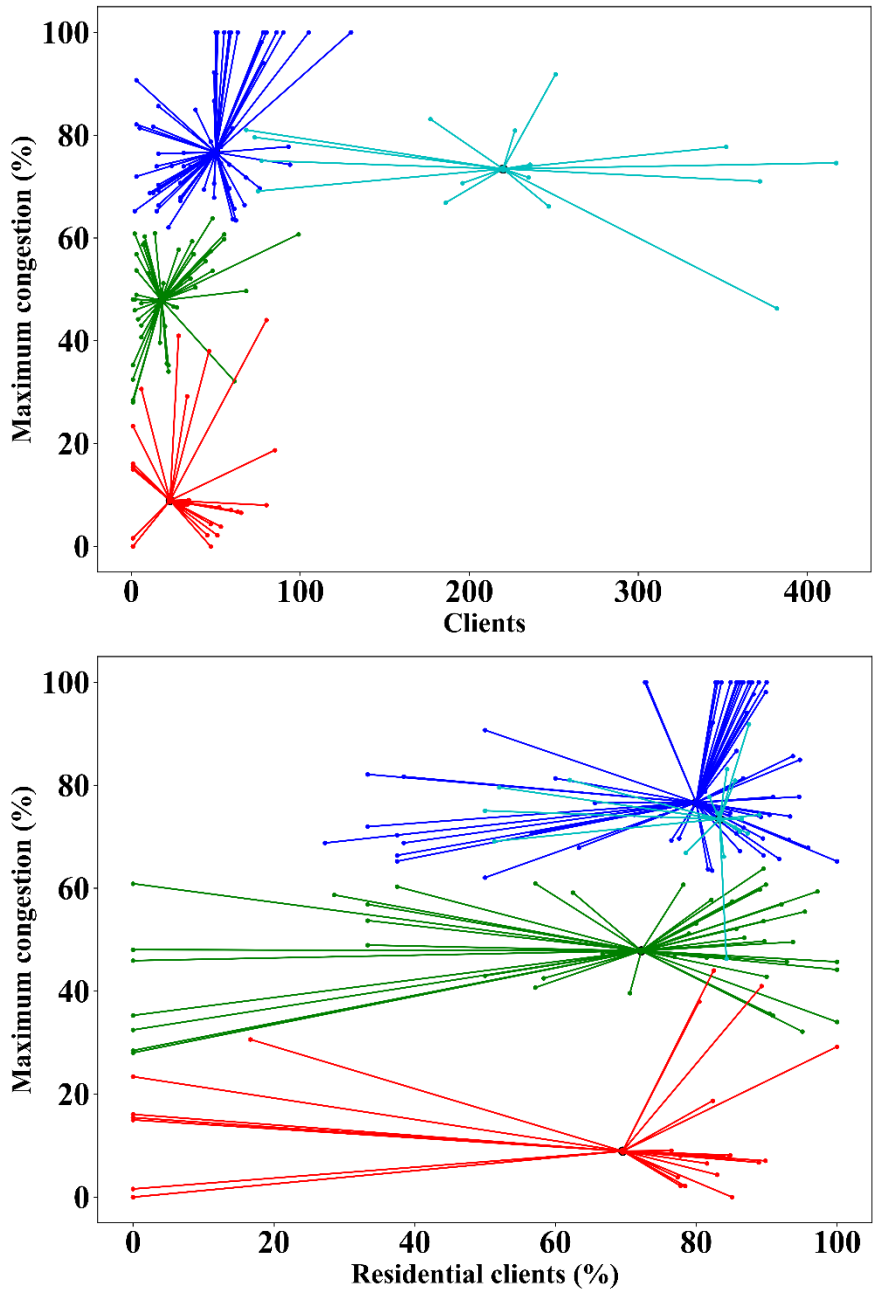


Figura 4.6. Valores máximos de congestión en relación con el número de clientes (*clients*) (arriba) y en relación con el porcentaje de clientes residenciales (*residential clients*) (abajo) en los elementos del conjunto de datos de prueba

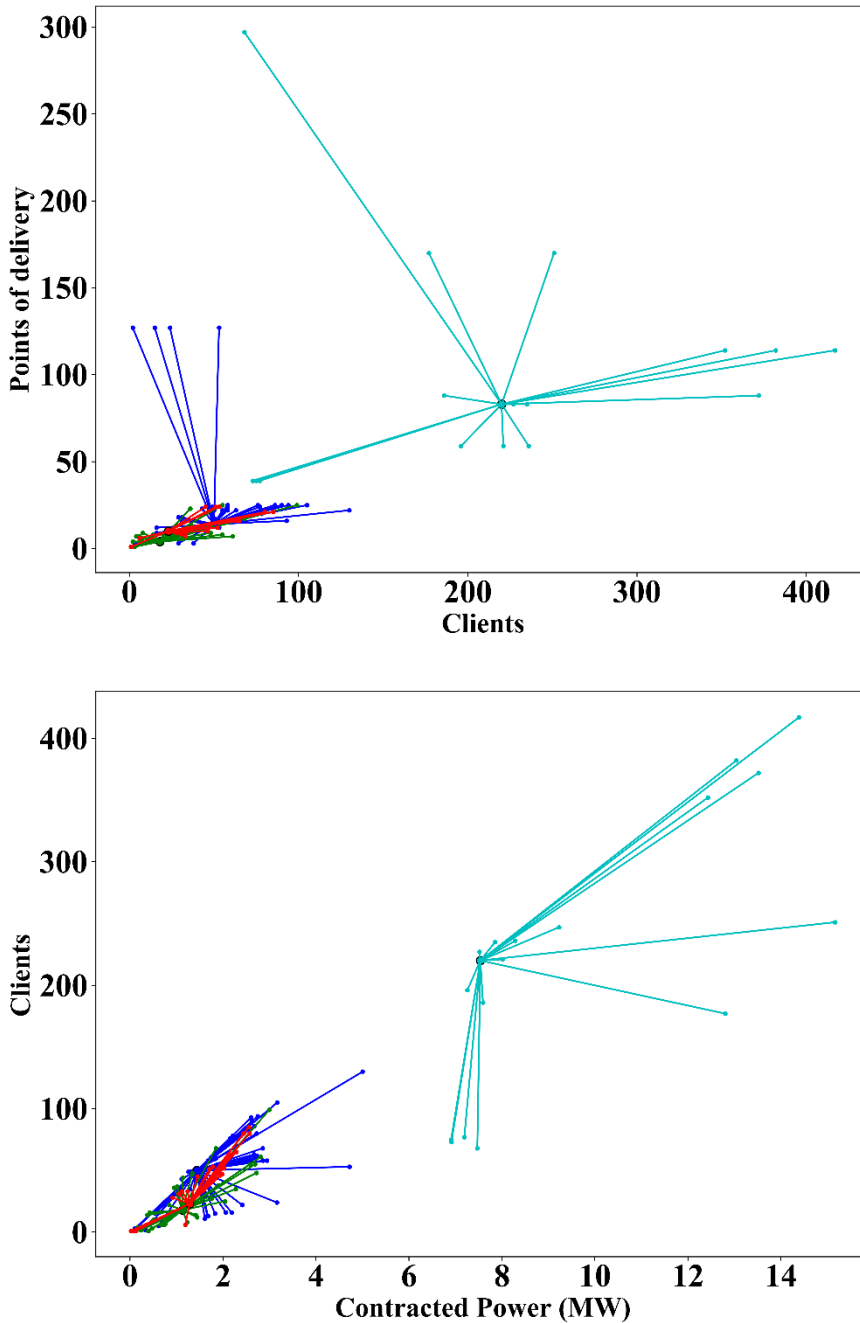


Figura 4.7. Número de clientes en relación con el número de puntos de suministro (*points of delivery*) (arriba) y en relación con la potencia contratada (abajo) en los elementos del conjunto de datos de prueba

4.3.2. Etapa 2. Resolución del problema de optimización

La segunda etapa de la metodología consiste en la optimización. Para evaluar los centroides de los diferentes grupos previamente identificados, se establece un nivel límite $\phi_{limit} = 35\%$, para establecer un valor característico de congestión mínimo y hacer que el proceso de optimización se centre solo en aquellos estados de congestión con suficiente riesgo potencial, de acuerdo con las condiciones reales de operación observadas en la red de distribución de Smartcity Málaga Living Lab. Además de esto, ϕ_{limit} permite adaptar la metodología a los valores clave de cada elemento del espacio de búsqueda, esto es, de cada curva monótona de carga de estudio, sin descartar de manera predeterminada ningún segmento de dichas curvas, ni ninguna proporción o número de activos.

Toda vez que las restricciones de ϕ_{limit} han sido comprobadas en nuestro conjunto de datos de prueba, se observa que el centroide del grupo 4, que se representa todo él en color rojo en las figuras 4.5.-4.7., no satisface dicha restricción para ninguno de los puntos de su curva monótona de carga. Por lo tanto, este grupo queda excluido del proceso de optimización que se desarrolla a continuación por no encontrarse sometido a una situación de riesgo de congestión mínimamente considerable. Al mismo tiempo, la aplicación de ϕ_{limit} a los grupos 1, 2 y 3 permite centrar la resolución del problema de optimización a un conjunto acotado de puntos de sus curvas monótonas de carga, tal y como se muestra en la tabla 4.3, y que se corresponden con los escenarios más saturados, esto es, todos aquellos más cercanos a la congestión del elemento en cuestión.

Centroide del grupo	Puntos de la curva monótona de carga	Puntos de la curva monótona de carga por encima de ϕ_{limit}
1	1.196	600
2	1.772	117
3	597	195

Tabla 4.3. Número de puntos considerados en la ejecución del algoritmo MOPSO

La técnica MOPSO se aplica, por tanto, en los centroides de los grupos 1, 2 y 3, y conforme a las siguientes consideraciones: ángulo de inclinación favorable $\varphi_{fav} = 75^\circ$, banda de tolerancia $\varphi_{band} = 5^\circ$, máximo número de iteraciones sin progreso alguno en el frente de Pareto $iter_{pareto\ front} = 10$, y máximo número de iteraciones del algoritmo $iter_{m\acute{a}x} = 100$.

El inicio del proceso de búsqueda del óptimo, es decir, la denominada inicialización de la población, se lleva a cabo de modo estocástico, distribuyendo las partículas que la conforman de un modo arbitrario a lo largo de las curva monótonas de carga objeto de estudio. El algoritmo de optimización se ha ejecutado para las poblaciones mostradas en la tabla 4.4, variando el número de partículas que las conforman en cada caso y, al mismo tiempo, para un número diferente de puntos por partícula.

Caso	Partículas	Puntos por partícula
1	15	3
2	20	3
3	30	3
4	30	5
5	20	5
6	15	5

Tabla 4.4. Poblaciones consideradas en la ejecución del algoritmo MOPSO

Los resultados obtenidos gracias al algoritmo MOPSO aquí desarrollado se muestran en la tabla 4.5. y evidencian una buena robustez del método. Dicha robustez se refleja en los pequeños cambios en los resultados obtenidos para las diferentes poblaciones empleadas en la búsqueda del óptimo, con una baja desviación estándar a pesar de tratarse de un método de base estocástica. Por tanto, la metodología puede considerarse ligeramente dependiente del tamaño de la población.

Centroide del grupo	Valor máx. de congestión medido	Límites óptimos de congestión						Desviación estándar
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	
1	76,65 %	68,00 %	66,62 %	66,00 %	67,15 %	66,00 %	66,00 %	0,01
2	47,84 %	34,97 %	35,55 %	35,90 %	35,65 %	39,62 %	37,49 %	0,04
3	73,44 %	60,97 %	64,30 %	55,15 %	64,57 %	64,57 %	65,68 %	0,05

Tabla 4.5. Límites óptimos de congestión obtenidos para los centroides de los grupos

Una representación gráfica de la evolución en los valores obtenidos en las tres subfunciones objetivo se muestra en la figura 4.8. a modo de ejemplo. En particular, se representan los valores obtenidos por la mejor partícula en cada iteración del algoritmo en la búsqueda del óptimo del centroide del grupo 1, empleando para ello la población del caso 1, esto es, un enjambre de 15 partículas formadas por 3 puntos cada una. Debe tenerse en cuenta que el rol de mejor partícula puede desempeñarlo cualquiera de las diferentes partículas que conforma el enjambre a lo largo de las iteraciones del algoritmo, de acuerdo con la eficiencia de Pareto.

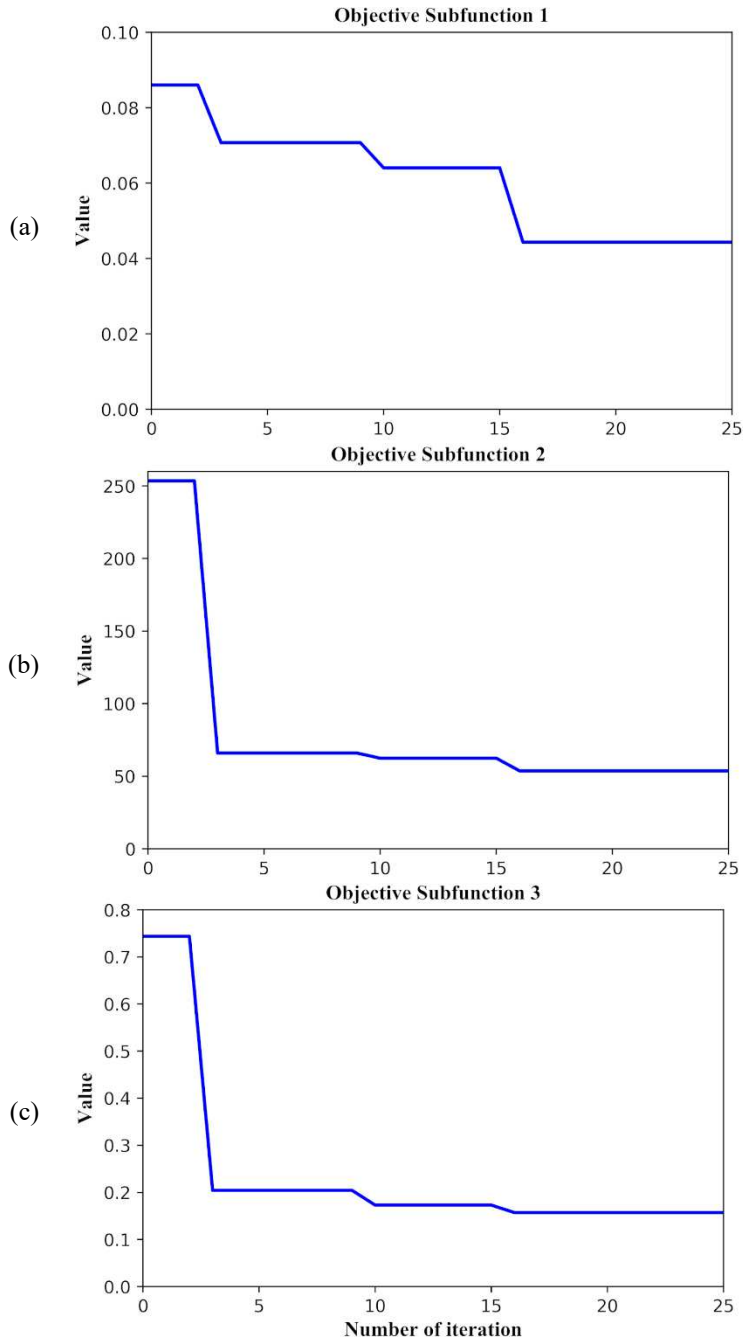


Figura 4.8. Evolución en los valores (*value*) obtenidos por la mejor partícula en cada iteración (*iteration*), para el caso 1 aplicado al centroide del grupo 1, en las subfunciones objetivo centradas en valores característicos de (a) congestión, (b) porcentaje de escenarios de tiempo y (c) ángulo de inclinación

El ejemplo mostrado en la figura 4.8. muestra claramente cómo los valores obtenidos en las tres subfunciones objetivo van decreciendo progresivamente, aunque no de manera constante, hacia el valor mínimo. Esto lleva finalmente a identificar aquella partícula cuyo valor característico medio de congestión constituye el límite óptimo de congestión del 68,00 % mostrado en la tabla 4.5. Este óptimo global se ha obtenido tras 25 iteraciones del algoritmo, es decir, se ha aplicado el primer criterio de parada, que consiste en 10 iteraciones consecutivas sin ningún progreso en el frente de Pareto. Por lo tanto, no se ha llegado a aplicar el segundo criterio de parada, relativo al número máximo de iteraciones del algoritmo, establecido en 100.

Además de considerar un ángulo de inclinación favorable, más su correspondiente banda de tolerancia, de $75^\circ \pm 5^\circ$, el algoritmo MOPSO se ha ejecutado para los casos de $70^\circ \pm 5^\circ$ y de $65^\circ \pm 5^\circ$. Como puede apreciarse en la figura 4.9. para el centroide del grupo 2, el algoritmo presenta una buena estabilidad en los resultados obtenidos para las tres consideraciones anteriores, lo que se traduce en una baja dependencia de este parámetro, a pesar de las diferentes características de los enjambres empleados. Además, se evidencia cómo el establecimiento de mayores ángulos de inclinación favorable contribuye a la obtención de valores óptimos más altos debido a la mayor influencia de los valores máximos de congestión medidos en el elemento en cuestión.

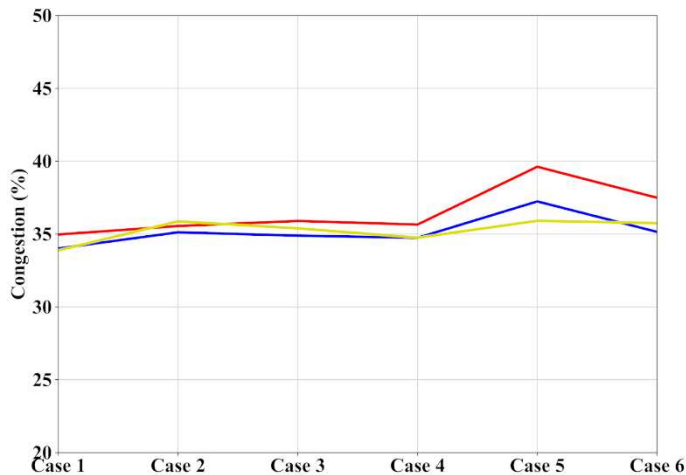


Figura 4.9. Límites óptimos de congestión (*congestion*) para el centroide del grupo 2 considerando un ángulo favorable de inclinación de 75° (en color rojo), 70° (en azul) y 65° (en amarillo) y para todos los casos (*cases*) considerados

4.3.3. Etapa 3. Aplicación de la determinación de límites óptimos de congestión en la planificación y operación de la red

La tercera y última etapa de esta metodología es su aplicación a las redes de distribución de MT y BT. Para ello, una vez se han determinado los límites óptimos de congestión para cada centroide de grupo, y considerando los 6 casos de poblaciones empleadas, ha de determinarse la media de los factores $threshold\ ratio_k$. Los valores obtenidos se muestran en la tabla 4.6.

Centroide del grupo	Factor $threshold\ ratio$						Media
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	
1	88,71 %	86,91 %	86,11 %	87,61 %	86,11 %	86,11 %	86,93 %
2	73,10 %	74,31 %	75,04 %	74,52 %	82,82 %	78,37 %	76,36 %
3	83,02 %	87,55 %	75,10 %	87,92 %	87,92 %	89,43 %	85,16 %

Tabla 4.6. Factores $threshold\ ratio$ calculados para los centroides de los grupos

Por medio de la aplicación de los valores medios obtenidos, es posible establecer un límite óptimo de congestión propio e individual para cada uno de los 135 elementos de la red de distribución del conjunto de datos de prueba que pertenecen a los grupos 1, 2 y 3. Gracias a esto, 22 elementos han sido provistos de límites óptimos por encima del convencional del 75 % de su capacidad máxima admisible [86], mientras que 63 elementos quedan por encima del 60 % de la capacidad, y 78, por encima del 50 %.

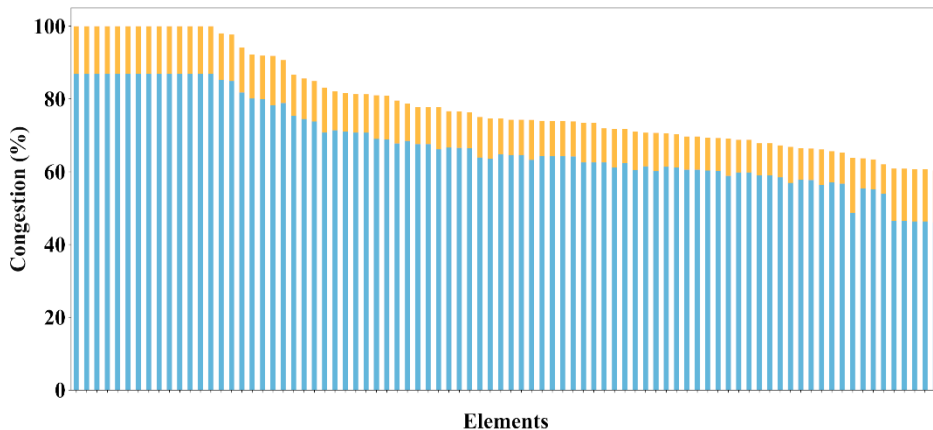


Figura 4.10. Valor máximo de congestión medido (en color naranja) y límite óptimo de congestión asignado (en color azul) en los elementos (*elements*) más críticos del conjunto de datos de prueba

Los resultados numéricos obtenidos, como se muestra en la figura 4.10., proporcionan a los gestores de las redes unos límites óptimos de congestión determinados objetiva e individualmente, basados en datos, que les permiten establecer las estrategias adecuadas para su supervisión y control, además de llevar a cabo una mejor planificación de las infraestructuras de red. Además de esto, y como puede verse en la tabla 4.7. para los centroides de los grupos, esta metodología identifica los escenarios de tiempo característicos correspondientes a los límites óptimos de congestión establecidos.

Centroide del grupo	Valor máximo de congestión medido	Límite óptimo de congestión	Factor <i>threshold ratio</i>	Porcentaje de escenarios de tiempo	Número de escenarios de tiempo	Días de ocurrencia
1	76,65 %	66,63 %	86,93 %	0,025 %	27	13
2	47,84 %	36,53 %	76,36 %	0,038 %	40	22
3	73,44 %	62,54 %	85,16 %	0,050 %	53	28

Tabla 4.7. Factores *threshold ratio* y escenarios de tiempo característicos de los centroides de los grupos

Por ejemplo, en el caso del centroide del grupo 1, el límite óptimo de congestión, que se ha determinado en un 66,63 %, implica intervenir potencialmente durante 27 diferentes escenarios en los que cabe experimentar un nivel de congestión superior al límite óptimo, cada uno de ellos de 5 minutos de duración, y que tendrán lugar a lo largo de 13 días diferentes al año.

De acuerdo con esta información tan precisa, los elementos de la red de distribución podrían ser clasificados no solo conforme al límite óptimo de congestión, sino también en función del número de escenarios de tiempo con congestión o con una situación cercana a ella, como se muestra en la figura 4.11. Este mismo conjunto de elementos se muestra en la figura 4.12. en función del número de días en que presentan una situación de congestión o cercana a ella. Esto da lugar a una clasificación totalmente diferente y que complementa a la información anterior, dado que no existe una relación directa entre la proporción de situaciones de riesgo experimentadas durante el año y el número de días en que tienen lugar.

En consecuencia, esta metodología permite a los gestores de las redes de distribución afrontar las situaciones potenciales de congestión priorizando las intervenciones en aquellos elementos de su infraestructura que se encuentran más próximos al riesgo de congestión atendiendo tanto a los límites óptimos de congestión determinados individualmente como a los momentos en que potencialmente tendrán lugar.

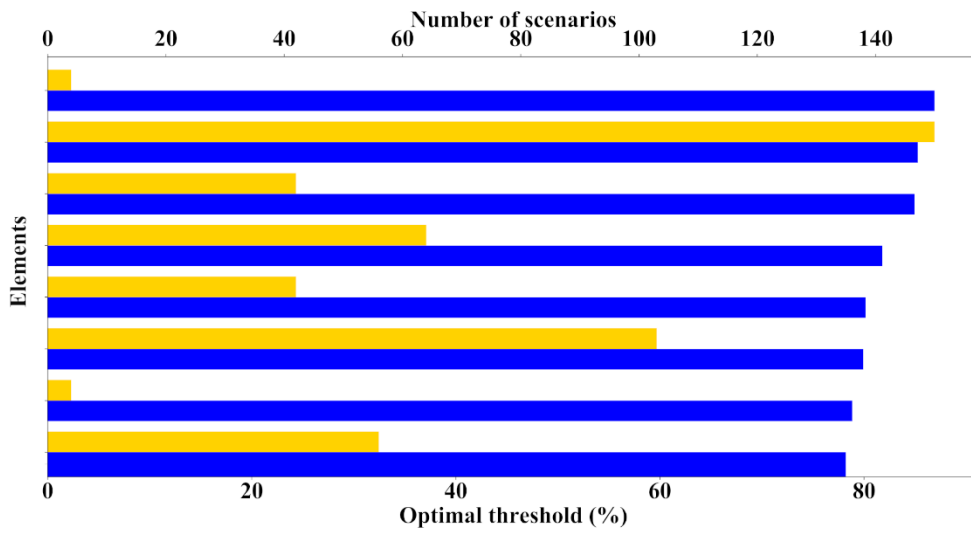


Figura 4.11. Límite óptimo de congestión (*optimal threshold*) (en color azul) y número de escenarios de tiempo (*number of scenarios*) (en naranja) en un conjunto de elementos del caso de estudio

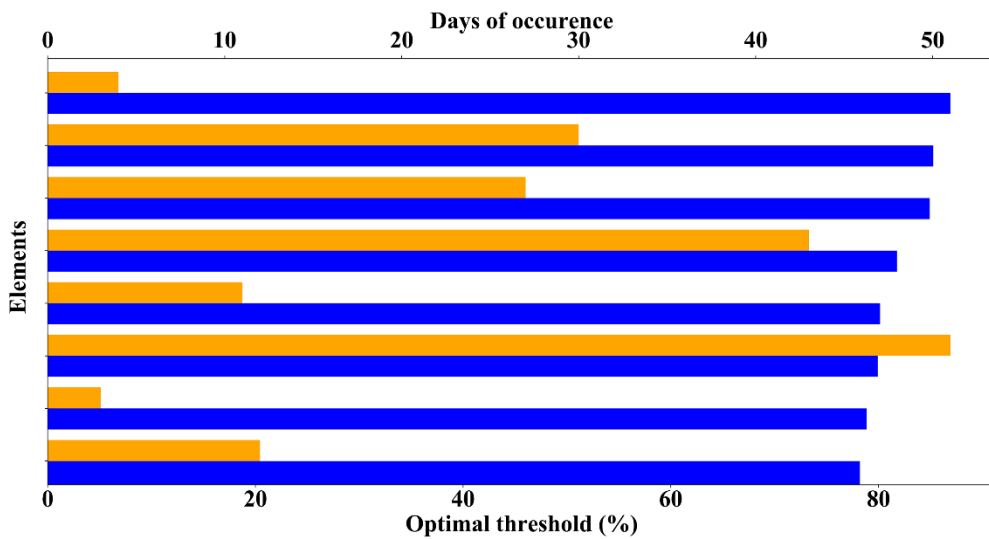


Figura 4.12. Límite óptimo de congestión (en color azul) y número de días de ocurrencia (*days of occurrence*) (en naranja) en un conjunto de elementos del caso de estudio

4.4. Conclusiones

Esta metodología proporciona una herramienta para apoyar a los gestores de las redes de distribución en la toma de decisiones encaminadas a gestionar la congestión en cualquiera de los elementos de su infraestructura, como son los transformadores MT/BT o las cabeceras de línea de BT y sus fases correspondientes. Esto les permite planificar y operar sus activos de un modo proactivo y preventivo, más allá de los criterios de planificación clásicos utilizados tradicionalmente. Gracias a esto, la metodología ofrece una alternativa al sobredimensionamiento y los refuerzos, y no se basa en precedentes subjetivos o basados en la experiencia previa. Además, la metodología se ha validado con datos reales obtenidos de Smartcity Málaga Living Lab, en condiciones reales de funcionamiento.

Debido a los medios disponibles hoy para la digitalización de la red, los grandes volúmenes de datos que se manejan superan con creces la experiencia humana, como en el caso de estudio aquí presentado, basado en un conjunto de datos de prueba de más de 16 000 000 datos para solamente un año de duración y alrededor de 5 000 usuarios finales reales, como se describe en el capítulo 2. El preprocesamiento realizado mediante agrupamiento por *Affinity Propagation* permite llevar a cabo un análisis computacional posterior más eficiente. Por lo tanto, los 153 elementos de la red de distribución considerados aquí se dividen en cuatro grupos, y tres de ellos cumplen las restricciones del problema de optimización. En el caso del cuarto grupo, formado por el 18 % de los elementos de la red de distribución, presentaba tales valores de saturación que no entrañaban un nivel mínimo de riesgo de congestión.

El proceso de optimización llevado a cabo proporciona criterios enriquecidos, más rigurosos que los métodos tradicionales. Evidencia de esto es el hecho de que considerar un umbral fijo del 75 % habría implicado que solo un 26 % de los elementos habría quedado por encima del nivel mínimo de riesgo, siendo aún menos en el caso de considerar el umbral fijo del 95 %. El algoritmo MOPSO desarrollado no solo tiene en cuenta la congestión, sino también los escenarios de tiempo asociados para determinar el límite óptimo de congestión, de manera individualizada, para el 82 % de los elementos del grupo de estudio, de acuerdo con criterios objetivos y basados en datos. Además, el 41 % de los elementos del caso de estudio se ha provisto de límites óptimos de congestión superiores al 60 % de su capacidad máxima admisible, lo que demuestra que el uso de esta metodología ofrece una visión ampliada de situaciones potenciales de congestión que no son irrelevantes si se atiende a estándares de operación y mantenimiento preventivos.

La metodología propuesta puede ser adaptada para ser ejecutada en tiempo real. En cualquier caso, deben evaluarse cuidadosamente el tiempo de cálculo requerido y la granularidad y el tamaño del conjunto de datos que tratar, teniendo en cuenta que las técnicas de análisis de datos pueden ayudar a gestionar esos volúmenes masivos de datos, como sucede aquí en el caso del preprocesamiento basado en agrupamiento por *Affinity Propagation*. Además de esto, la disponibilidad de datos en tiempo real no es problema menor, ya que su adquisición y pretratamiento deben diseñarse, por ejemplo, conforme a técnicas de *big data* [165], ya que, a medida que cambian las condiciones de la red, los grupos y las soluciones óptimas pueden también cambiar.

Capítulo 5. Operación basada en predicción de índices de flexibilidad

5.1. Introducción

La caracterización de la flexibilidad en la red de distribución es un reto exigente, pero determinarla a futuro puede serlo aún más. Con este propósito, en este capítulo se presenta una metodología basada en índices para predecir la flexibilidad disponible no solo a escala global, sino también, al mismo tiempo, para los elementos individuales que conforman la red de distribución.

Primeramente, se lleva a cabo una redefinición de los índices de flexibilidad existentes, además de definir unos nuevos índices adicionales considerando, a cada momento y para cada usuario final de la red, tanto el estado en que pueda encontrarse la demanda como los estados de operación más probables de los DER [100, 107, 166]. Estos índices son objeto de un análisis de datos masivo y de un modelo de predicción basado en inteligencia artificial y diseñado para determinar sus valores con 15 minutos y 1 hora de antelación. Asimismo, la sucesión de valores predichos es comparada con una serie de curvas características, previamente determinadas, con el objetivo de identificar el denominado *escenario característico de operación (operational scheme)* en términos de flexibilidad para cada elemento de la red de distribución en cuestión. De este modo, tanto el gestor de la red de distribución como cualquiera de las partes interesadas cuentan con información adicional sobre las condiciones de operación de cada elemento de interés, lo que constituye una información útil a la hora de tomar decisiones para operar los recursos gestionables o instaurar alternativas a la planificación basada en el tradicional *fit&forget* [95, 167, 168].

Esta propuesta difiere, por tanto, del enfoque tradicional de encarar la flexibilidad como un problema de programación de recursos, bien condicionado por tanto para la optimización [169, 170], cosa que al mismo tiempo puede llevar a un gran coste computacional para ser resuelto, más aún en aplicaciones para redes de BT. El problema es el mismo cuando la resolución se basa en considerar numerosos escenarios o en determinar exactamente las distribuciones de probabilidad de funcionamiento de los diferentes recursos de la red [100, 171, 172], resultando intratable en la práctica, por tanto.

Otra solución habitual es el uso de indicadores simples, como la distancia a la congestión, para guiar a las partes interesadas en la determinación de ciertas estrategias de gestión energética, aunque eso sí, básicas y locales [95, 173]. Por otra parte, existen pioneros marcos analíticos desarrollados para cuantificar la flexibilidad [94], pero con la carencia de no considerar las características físicas ni las restricciones de operación de las redes en las que tiene lugar, algo que debe ser, precisamente, una obligación para poder llevarlos a la práctica [100].

El empleo de simulaciones, patrones de uso e incluso modelos estocásticos son herramientas igualmente utilizados ampliamente, especialmente si hay DER implicados [107, 108], en lugar de emplear datos reales y aprender de ellos, como se propone en esta tesis doctoral. Más aún, en ocasiones los modelos a emplear son difícilmente abarcables [174], por lo que, en muchas ocasiones las simplificaciones y las suposiciones son inevitables. Un claro ejemplo de ello ocurre al evaluar la flexibilidad a escala europea bajo una perspectiva de gestor de la red de distribución [17] pues, además de llevarse a cabo únicamente por medio de simulaciones, requiere un modelo detallado de la red de cada país, lo que penaliza seriamente su replicabilidad y escalabilidad.

La predicción de la demanda, por su parte, es una técnica muy extendida en las compañías eléctricas modernas [175], puesto que en escenarios de mayor incertidumbre es donde precisamente puede generarse mayor beneficio, siempre y cuando se responda de una manera flexible y segura a condiciones imprevistas [176]. Por tanto, estos modelos, al igual que los algoritmos de estimación de estado [177], proporcionan una fuente de datos complementaria a las medidas de sensores, plenamente compatibles, al mismo tiempo, con los índices de flexibilidad aquí definidos y con la metodología de predicción que se propone.

En los siguientes apartados de este capítulo se presenta una arquitectura compuesta por procesos de gestión de datos, de análisis y de predicción. Asimismo, se presenta una serie de índices de flexibilidad especialmente definidos para redes de distribución de MT y BT, con el correspondiente detalle de su formulación y sus restricciones.

Estos índices son objeto de un modelo de análisis de datos, basado en técnicas de agrupamiento, y de un modelo de predicción. Esta metodología tampoco existe en la literatura técnica actual y es asimismo otra de las aportaciones principales de esta tesis doctoral, que se ha validado mediante su aplicación a una serie de elementos reales de Smartcity Málaga Living Lab.

5.2. Metodología para la predicción de la flexibilidad

Esta metodología se ha diseñado para su aplicación como una herramienta capaz de asistir en la operación de la red de distribución. Por medio de ella, el gestor de la red puede obtener una información adicional altamente útil para la toma de decisiones de manera anticipada. Por tanto, esto proporciona una alternativa al simple seguimiento de indicadores tradicionales como la distancia a la congestión o los valores de magnitud de tensión.

Para llevar a cabo esto, se han definido unos nuevos índices de flexibilidad para poder hacer frente, especialmente, al fuerte incremento en la presencia de nuevos DER, toda vez que se sigan satisfaciendo las restricciones características de las redes de MT y BT. Además de esto, y en base a medidas de intensidad de corriente obtenidas mediante soluciones de sensorización económicamente competitivas, es posible analizar eventos y tendencias pasadas, así como predecir con precisión la flexibilidad potencial en la red de distribución.

Estas predicciones de flexibilidad pueden resultar de interés tanto para la operación de la red como para contribuir al desarrollo de los mercados locales de la energía. Esta herramienta, combinada con procedimientos de fijación de precios y otros mecanismos propios del mercado, podría ayudar a las partes interesadas en la toma de decisiones gracias a la información acerca de restricciones inminentes o de cualquier otro tipo de problema o limitación que pudiera resolverse mediante la participación activa de recursos energéticos flexibles.

Además de emplear las medidas de intensidad antes comentadas, obtenidas por sensores instalados en centros de distribución tal y como se detalla en el capítulo 2, esta metodología se sirve de datos provenientes de todos aquellos DER conectados a lo largo de las líneas de BT de la red. Se trata, por tanto, de las medidas de intensidad de corriente asociadas a la producción de instalaciones de generación distribuida o la corriente demandada por cargadores de vehículo eléctrico. Esta información, dados los medios técnicos actuales y disponibles en el mercado, puede resultar accesible gracias al empleo de SMI, de *intelligent electronic devices*, de inversores con suficiente grado de inteligencia, etc. [12]. Sin embargo, es de destacar que esta metodología no necesita contar con todos los detalles del modelo topológico de la red,

ni la ubicación exacta de los DER implicados en la flexibilidad más allá de simplemente conocer la línea de BT y la fase en la que se encuentran conectados. Esto busca dotar de robustez y facilidad de aplicación a la metodología, además de minimizar el impacto en su precisión que podría causar la falta de datos o inconsistencias en ellos [17].

La metodología propuesta consta de tres etapas, como se muestra en la figura 5.1. En primer lugar, se calcula una serie de índices para los elementos de la red de distribución de estudio, lo que da lugar a un conjunto de datos. Seguidamente, sobre él se realiza un proceso de análisis para caracterizar su flexibilidad. Tras esto, se aplican diversas técnicas de inteligencia artificial en las etapas segunda y tercera sobre el conjunto de datos.

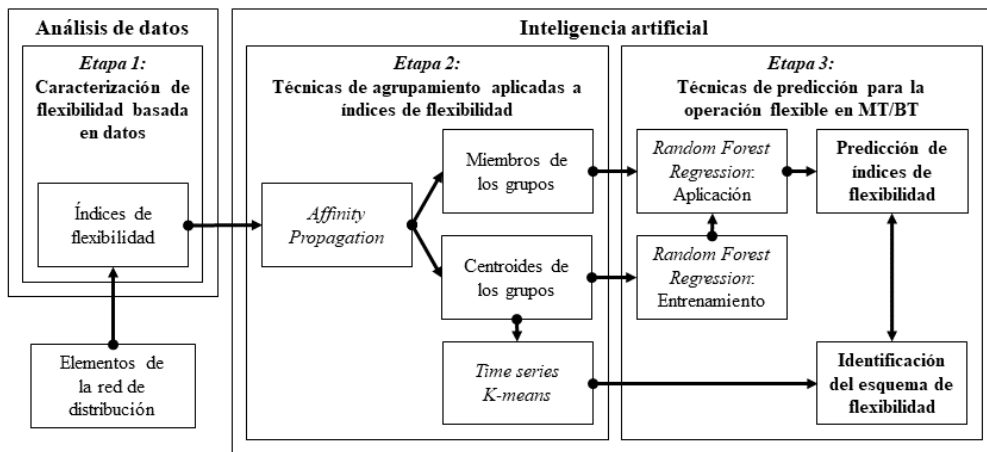


Figura 5.1. Etapas de la metodología de predicción de índices de flexibilidad

Los elementos de la red de distribución que son especialmente considerados para el desarrollo de esta metodología son los transformadores y las cabeceras de línea de BT, al igual que en el capítulo 4, dada su criticidad en la fiabilidad de las redes. Concretamente, en la segunda etapa los elementos son sometidos a un proceso de agrupamiento considerando sus parámetros tanto físicos como de flexibilidad.

Por un lado, el empleo de la técnica de *Affinity Propagation* permite clasificar los elementos de la red en grupos conforme a las similitudes entre ellos, al mismo tiempo que se determinan los elementos más representativos de cada grupo, los centroides. Este proceso de agrupamiento trabaja con un conjunto de datos muy diverso y heterogéneo, y se lleva a cabo de un modo no supervisado. Por tanto, el número de grupos que debe obtenerse no está previamente establecido.

Por otro lado, el empleo de la técnica de agrupamiento *Time Series K-means* sobre las series históricas de datos permite identificar conjuntos de curvas características diarias para cada uno de los índices de flexibilidad. Cada una de esas curvas representa un nivel de flexibilidad diferente que es posible experimentar en el elemento de la red en cuestión. Dicho proceso, además, tiene lugar de un modo supervisado, puesto que el objetivo es la obtención de un número predeterminado de curvas de referencia. Gracias a la aplicación previa de la técnica de *Affinity Propagation*, este segundo proceso de agrupamiento trabaja con un conjunto de datos mucho más restringido.

Finalmente, la tercera etapa se centra en la predicción de la flexibilidad por medio de *Random Forest Regression* (RFR). Esta técnica se emplea para determinar los futuros índices de flexibilidad con 15 minutos y 1 hora de antelación para todos los elementos de la red de distribución. La predicción se basa en el entrenamiento realizado con los centroides de los grupos identificados en la segunda etapa de la metodología y posteriormente se aplica para el resto de miembros de cada grupo.

Además de esto, en esta metodología se determina el escenario característico de operación, referido a la flexibilidad, que está siendo experimentado en cada elemento de la red de distribución. Esto se lleva a cabo por medio de la comparación entre las curvas características identificadas en la segunda etapa para un determinado centroide y las sucesiones de valores de índices de flexibilidad predichos para cada miembro del grupo correspondiente.

Debe tenerse en cuenta que, conforme transcurre el tiempo, el comportamiento de la red cambia constantemente, muy probablemente conllevando desviaciones en las predicciones realizadas. Por ello, si es necesario, tanto el proceso de agrupamiento como el entrenamiento del modelo de predicción deben ejecutarse de nuevo periódicamente, por ejemplo, cada año o cada seis meses, o en caso de que se apreciara un aumento de los errores en el proceso de predicción. Esto contribuirá a mantener la metodología convenientemente actualizada, pero atendiendo al mismo tiempo a criterios de eficiencia operativa.

5.2.1. Caracterización de la flexibilidad basada en datos

Un incremento considerable en la penetración de DER implica grandes cambios en la demanda neta en cualquier ámbito del sistema eléctrico, lo que redundará en mayores variaciones de la flexibilidad en la red de distribución [103]. Por tanto, los índices de flexibilidad que aquí se definen consideran tanto las condiciones de la demanda como el régimen de operación de los DER, prestando especial atención a los márgenes de actuación tanto ascendente como descendente en todos los casos.

Partiendo de un enfoque global, centrado en las redes de transporte, el organismo ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) caracteriza la flexibilidad por medio de los índices *RES Load Penetration Index (RLPI)*, *Renewable energy generation Curtailment Risk (RCR)* y *Renewable Energy Penetration Index (REPI)* [99]. Representan, respectivamente, la máxima cobertura horaria de demanda por medio de generación renovable no gestionable, el riesgo de que la generación renovable exceda a la demanda y el valor promedio de la demanda cubierta por la suma de generación eólica y solar.

Como se muestra en las ecuaciones 1-3, estos índices se han renombrado como *RLPI**, *RCR** and *REPI**, y se han redefinido para reflejar tanto la demanda *L* como el impacto de los DER más habituales en MT y BT —no incluyendo por tanto producción eólica *W*—, y expresados todos ellos en kWh: la producción *S* de instalaciones solares fotovoltaicas, la energía cargada o descargada por vehículos eléctricos *ev* y la energía puesta en juego en estrategias de respuesta de la demanda (*demand response*) *DR*.

Las ecuaciones 1-2 se expresan en base diaria, considerando *T* escenarios intradiarios. La ecuación 3 asimismo considera el número de diferentes momentos de tiempo *n* en los que el volumen de demanda es superado por el de generación haciendo uso del concepto de *Residual Load* [99], pero siendo aquí redefinido como $RL = L - S - |ev_{discharge}| - |DR_{reduce}|$ para también considerar la energía provista por los vehículos eléctricos en modo V2G, *ev_{discharge}*, y la reducción en la demanda de energía gracias a la ejecución de estrategias de DR, *DR_{reduce}*.

Índice original	Índice redefinido
$RLPI = \max \left\{ \frac{S(t)+W(t)}{L(t)} \right\} \quad \forall t \in 1 \dots 8760$	$RLPI^* = \max \left\{ \frac{S(t)+ ev(t) + DR(t) }{L(t)} \right\} \quad \forall t \in 1 \dots T$ (1)
$REPI(t) = \frac{\sum_{t=1}^{t=8760} [S(t) + W(t)]}{\sum_{t=1}^{t=8760} L(t)}$	$REPI^*(t) = \frac{S(t) + ev(t) + DR(t) }{L(t)}$ (2)
$RCR = \frac{n_{RL(t)<0}}{8760} \quad \forall t \in 1 \dots 8760$ <i>con</i> $RL = L - S - W$	$RCR^* = \frac{n_{RL(t)<0}}{T} \quad \forall t \in 1 \dots T$ <i>con</i> $RL = L - S - ev_{discharge} - DR_{reduce} $ (3)

Esto pretende proporcionar una mejor descripción del dinamismo en la flexibilidad en la red debido al impacto fuertemente creciente de los DER. Asimismo, estos nuevos índices no solo toman valores por hora durante todo el año, es decir, no están restringidos a este horizonte temporal, sino que también se han adaptado para una granularidad mucho mayor. También los datos de entrada han de expresarse en kWh en lugar de MWh como se propone originalmente.

La gestión en cada elemento de estudio de la red de distribución siempre debe analizarse teniendo en cuenta tanto la demanda máxima como las condiciones más adversas debidas a flujos inverso de potencia, con el objetivo de garantizar la viabilidad práctica de cualquier futuro escenario de flexibilidad [178]. El índice tan ampliamente extendido de distancia a la congestión (*Distance to congestion, DtC*) puede resultar entonces en cierto modo limitado, a pesar de considerar la intensidad máxima que se experimenta en el elemento en cuestión $I_{sup}^{phase\ i}$ y la intensidad nominal admisible I_{nom} , debido a la ausencia de información sobre cualquier posible estado intermedio en su régimen de operación. Sin embargo, este rango de estados sí que se refleja en un nuevo índice que aquí se define, denominado *amplitud de flexibilidad (Flexibility Amplitude, Flex Amp)*, que considera aquellos posibles valores extremos de intensidad de corriente en el elemento, tanto superior como inferior, $I_{sup}^{phase\ i}$ y $I_{inf}^{phase\ i}$, respectivamente, como se muestra en la ecuación 5.

$$DtC(t) = \frac{I_{sup}^{phase\ i}(t)}{I_{nom}} \cdot 100 \quad (4)$$

$$Flex\ Amp(t) = \left| I_{sup}^{phase\ i}(t) - I_{inf}^{phase\ i}(t) \right| \quad (5)$$

En un momento de tiempo cualquiera t , $I_{sup}^{phase\ i}(t)$ y $I_{inf}^{phase\ i}(t)$ se corresponden, respectivamente, con la intensidad de corriente correspondiente al mayor y al menor nivel de demanda neta que puede experimentar un elemento debido a las posibles modificaciones en el régimen de operación de los DER que se encuentran conectados a él. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 5.2., en donde las posibles estrategias de DR y de carga/descarga de vehículos eléctricos se traducen en un potencial aumento o disminución del consumo en cada momento. Por otro lado, en horas centrales, se observa el potencial de la generación solar fotovoltaica, que solo podría contribuir al descenso de la demanda neta local. Esta figura también muestra los efectos de la carga masiva de vehículos eléctricos, que generalmente comienza a las 19:00 [29], para una tasa de penetración del 10 %, lo que implica un aumento notable en la demanda pero también, al mismo tiempo, de la flexibilidad potencial en la red.

Esta sucesión de posibles valores extremos de intensidad de corriente en el elemento, todos ellos agregados, a lo largo de todo un día, da lugar a las correspondientes curvas superior e inferior de demanda flexible diaria. Todas aquellas acciones que puedan resultar en incrementos potenciales de demanda contribuirán a definir la curva superior, mientras que todas las posibles disminuciones harán lo mismo para la curva inferior, de modo que, en cualquier momento, el valor de intensidad de corriente neta experimentada en el activo de la red en cuestión estará comprendida entre ellas.

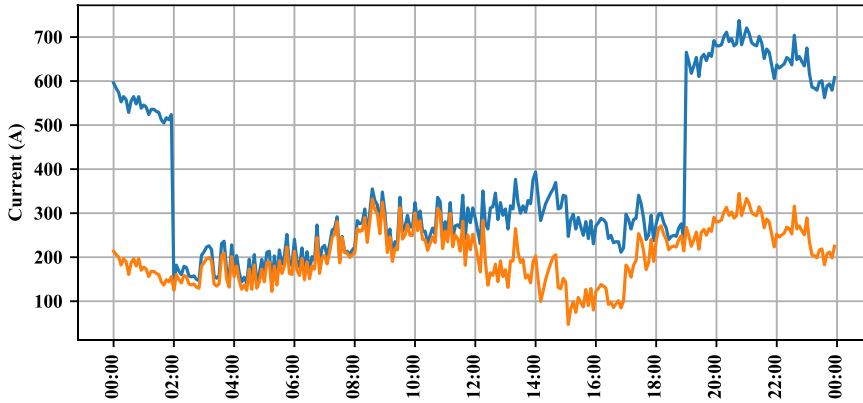


Figura 5.2. Ejemplo de curvas superior e inferior de demanda flexible, en colores azul y naranja respectivamente, en un elemento de la red de distribución con alta penetración de DER

El índice *Flex Amp* puede ser normalizado como $Flex Amp_N$ en relación con la intensidad nominal admisible en el elemento en cuestión, eso sí, considerando incluso aquella condición de máximo flujo inverso de potencia, como puede verse en el denominador de la ecuación 6, tal y como implica el paradigma de las redes inteligentes. Por lo tanto, las curvas inferiores de demanda flexible pueden llegar a tomar valores negativos para cualquier $I_{inf}^{phase i}(t)$, pero cualquier índice propuesto en esta metodología será igualmente aplicable.

$$Flex Amp_N(t) = \frac{Flex Amp(t)}{2 \cdot I_{nom}} \quad (6)$$

Flex Amp se basa en el índice de potencia flexible (*Flexible Power*, ΔPR_1) [98], a pesar de encontrarse este definido para ser aplicado individualmente a cada unidad DER considerada. Otros índices relacionados son los de potencia adicional antes y después de la acción de flexibilidad, respectivamente (*Extra power before and after the flexibility action*, ΔPR_2 y ΔPR_3) [98]. Ambos, además de concebirse de igual manera para ser aplicados caso por caso, tratan con datos recogidos *a posteriori*, proporcionando un registro histórico sólido y válido, pero que resulta insuficiente para la toma de decisiones *a priori*. Por todo ello, la flexibilidad a subir o a bajar el nivel de demanda neta en un elemento de red de distribución se caracteriza en esta metodología por medio de dos nuevos índices, denominados *Flex Up* y *Flex Down*, respectivamente, que relacionan la congestión, la amplitud de flexibilidad y la posibilidad de experimentar condiciones de flujo inverso de potencia.

$$Flex Up_{phase i}(t) = \frac{I_{nom}^{phase i} - I_{sup}^{phase i}(t)}{Flex Amp(t)} \quad (7)$$

$$Flex Down_{phase i}(t) = \frac{I_{nom}^{phase i} + I_{inf}^{phase i}(t)}{Flex Amp(t)} \quad (8)$$

Estos índices están directamente relacionados con la diferencia entre la intensidad nominal admisible en un elemento dado de la red de distribución $I_{nom}^{phase i}$ y los valores extremos de intensidad de corriente superior e inferior, $I_{sup}^{phase i}(t)$ y $I_{inf}^{phase i}(t)$. Cuanto mayor sea la diferencia entre dichos valores, esto es, cuanto mayor sean los numeradores de las ecuaciones 7 y 8, mayor será la flexibilidad disponible en dicho activo de la red y su lejanía a una situación de riesgo por congestión del elemento, incluso considerando situaciones de flujo inverso de potencia. Por el contrario, los numeradores tenderán a cero conforme se acerque una situación de congestión, hasta el punto incluso de obtenerse una diferencia negativa en caso de que uno de los valores extremos, $I_{sup}^{phase i}(t)$ o $I_{inf}^{phase i}(t)$ según el caso, haya excedido el valor de corriente nominal admisible.

El empleo combinado de ambos índices *Flex Up* y *Flex Down* describe una banda de flexibilidad a lo largo del tiempo en el elemento, lo que les provee de mayor realismo y fidelidad para indicar qué cabe esperar de la flexibilidad en un elemento de la red en la etapa de predicción de esta metodología. Por el contrario, limitarse al uso del índice tradicional de distancia a la congestión puede resultar en una falsa sensación de capacidad, ya que dicho índice no tiene por qué corresponder con la flexibilidad que finalmente puede ponerse en juego mediante la participación activa de recursos flexibles.

Flex Up y *Flex Down* están estrechamente relacionados con el índice de flexibilidad realizable (*Realizable Flexibility, RF*), definido en [179] como el máximo factor en que puede aumentarse el consumo presente en condiciones seguras, pero nuevamente omitiendo por completo cualquier efecto de la presencia de DER. *RF* no profundiza en el comportamiento operativo particular de cada fase del elemento de la red en cuestión, a diferencia de cómo se han definido *Flex Up* y *Flex Down*, y además asume condiciones ideales de red equilibrada, lo cual resulta poco realista dadas las condiciones reales de operación de las redes y distorsiona, a fin de cuentas, la capacidad efectiva del activo con respecto a su flexibilidad.

Todo esto lleva a emplear *Flex Up* y *Flex Down* de manera combinada con otros índices complementarios y más amplios si cabe: *Flex Up Phases* y *Flex Down Phases*. Ambos se definen aquí especialmente para reflejar la

flexibilidad a subir y a bajar de un activo de la red, considerando al mismo tiempo las posibilidades individuales e independientes de sus tres fases, como conjunto mínimo de elementos intrínsecamente relacionados.

$$\begin{aligned} Flex\ Up\ Phases(t) &= \\ &= \frac{Flex\ Up_{phase\ R}(t) + Flex\ Up_{phase\ S}(t) + Flex\ Up_{phase\ T}(t)}{3} \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} Flex\ Down\ Phases(t) &= \\ &= \frac{Flex\ Down_{phase\ R}(t) + Flex\ Down_{phase\ S}(t) + Flex\ Down_{phase\ T}(t)}{3} \end{aligned} \quad (10)$$

En la figura 5.3. se muestra un ejemplo, para una cabecera de línea de BT, en donde puede verse cómo las tendencias descritas de los índices *Flex Up Phases*, *Flex Down Phases* y *Realizable Flexibility* son altamente coincidentes. Sin embargo, ha de destacarse cómo la banda formada por *Flex Up Phases* y *Flex Down Phases* refleja una flexibilidad empleable que difiere, bien al alza o a la baja, con la mostrada por *Realizable Flexibility*, debido a la influencia de las fases vecinas, en un enfoque altamente orientado a las circunstancias reales de la operación de las redes de MT y BT.

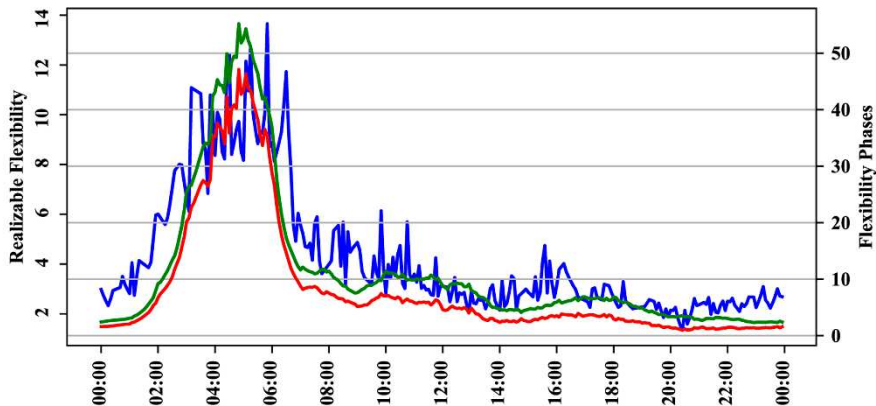


Figura 5.3. Ejemplo de valores de los índices de flexibilidad realizable (*Realizable Flexibility*) (en color azul, eje vertical izquierdo), y *Flex Up Phases* y *Flex Down Phases* (en verde y rojo, respectivamente, eje vertical derecho) a lo largo de un día para el Centro de distribución E Cabecera de línea de BT 8 Fase R

Todo esto conduce a la definición de un nuevo índice de flexibilidad, denominado *gravedad del desequilibrio (Severity of Imbalance, SI)*, que toma valores entre 0 y 1, y refleja el desequilibrio que puede experimentarse entre las fases de un mismo elemento de la red de distribución considerando los escenarios de flexibilidad tanto a subir como a bajar. Este índice puede igualmente aplicarse a $Flex Amp_N$ para actualizarlo y completarlo, dando lugar al índice denotado como $Flex Amp_{NSI}$.

$$SI_{phase\ i}(t) = \left(1 - \left| \frac{Flex\ Up_{phase\ i}(t) - Flex\ Up\ Phases(t)}{Flex\ Up\ Phases(t)} \right| \right) \cdot \left(1 - \left| \frac{Flex\ Down_{phase\ i}(t) - Flex\ Down\ Phases(t)}{Flex\ Down\ Phases(t)} \right| \right) \quad (11)$$

$$Flex\ Amp_{NSI}(t) = SI_{phase\ i}(t) \cdot Flex\ Amp_N(t) \quad (12)$$

Por lo tanto, este amplio conjunto de índices permite caracterizar la flexibilidad para cualquier activo de la red de distribución. Sin embargo, se debe prestar especial atención cuando se aborde la flexibilidad global en la red, debido a la diversidad de formas en que pueden agregarse todos los índices que se obtuvieran para cada uno de los elementos individuales que la forman.

5.2.2. Agrupamiento de índices de flexibilidad

La aplicación de los índices de flexibilidad recién presentados a un amplio conjunto de elementos de la red de distribución, durante un periodo de tiempo significativo, permitirá caracterizarlos, pero, al mismo tiempo, conducirá irremediamente a generar una gran cantidad de datos. Además, como se enumera en la tabla 5.1., y recogiendo las propuestas de la metodología propuesta en el capítulo 4, también deben considerarse las características físicas de dichos elementos que guardan relación con la flexibilidad, como la gravedad, la duración en el tiempo y la repetición de situaciones de congestión, o cercanas a ella, o el número y la distribución de usuarios finales.

A diferencia de las características físicas, que son unívocas, se propone que los índices de flexibilidad estén representados por sus valores típicos a lo largo del tiempo de estudio para reflejar mejor su comportamiento: mínimo, máximo, varianza y percentiles 1, 5, 10, 25, 50, 75, 90, 95 y 99.

Criterios	Características	
Criterios físicos	Valor máx. de congestión medido	
	Carga	Límite óptimo de congestión
		Distancia a la congestión (DtC) ⁽¹⁾
	Repetición	Valor máx. de congestión tras los 3 días más críticos del año
		Valor máx. de congestión tras los 10 días más críticos del año
		Valor máx. de congestión tras los 15 días más críticos del año
	Duración	Valor máx. de congestión tras el 0,01 % de los escenarios más críticos del año
		Valor máx. de congestión tras el 0,1 % de los escenarios más críticos del año
		Valor máx. de congestión tras el 1 % de los escenarios más críticos del año
	Geografía	Número de puntos de suministro
		Longitud total del elemento ⁽²⁾
	Usuarios finales	Número de clientes conectados aguas abajo del elemento
		Porcentaje de usuarios finales domésticos
	Potencia	Potencia nominal del elemento
		Potencia total contratada aguas abajo del elemento
Criterios de flexibilidad	Impacto de DER en la demanda	$RLPI^{*(1)}$
		$RCR^{*(1)}$
		$REPI^{*(1)}$
	Rango de estados de flexibilidad	$Flex Amp^{(1)}$
		$Flex Amp_N^{(1)}$
		$\Delta PR_1^{(1)}$
		$\Delta PR_2^{(1)}$
		$\Delta PR_3^{(1)}$
	Flexibilidad a subir y a bajar	$Flex Up_{phase i}^{(1)}$
		$Flex Down_{phase i}^{(1)}$
	Impacto del desequilibrio	$Flex Up Phases^{(1)}$
		$Flex Down Phases^{(1)}$
		$SI_{phase i}^{(1)}$
		$Flex Amp_{NSI}^{(1)}$

Tabla 5.1. Valores característicos de cada elemento del conjunto de datos, (1) considerando su mínimo, máximo, varianza y percentiles 1, 5, 10, 25, 50, 75, 90, 95 y 99 y (2) longitud total del elemento: en el caso de transformadores, 0; en el caso de cabeceras de línea de BT, la sumatoria de todos los segmentos que forman la línea

Para manejar este conjunto de datos de manera eficiente, y por sus ventajas frente a otras técnicas tal y como se ha expuesto en el capítulo 4, se propone la técnica de agrupamiento *Affinity Propagation* para clasificar los elementos en diferentes grupos e identificar sus correspondientes centroides [153]. Las características de los elementos deben escalarse convenientemente mediante el uso de una estandarización min-máx para evitar el dominio entre sus diversos valores y unidades y, en consecuencia, la distorsión en el proceso de agrupamiento [163].

Además de esto, el análisis de valores atípicos (*outliers*) disminuye el riesgo de utilizar datos erróneos o extraordinariamente singulares [180], lo que podría conducir a una agrupación incorrecta. Al mismo tiempo, se propone realizar un análisis de componentes principales (*Principal Components Analysis*, PCA) para reducir la dimensión del conjunto de datos y evitar efectos de sobreajuste (*overfitting*), y así ganar en fidelidad y precisión.

Una vez que los elementos de la red de distribución han sido agrupados, los centroides obtenidos toman parte en un nuevo proceso de agrupamiento. Concretamente, se consideran para ello las series temporales definidas por los índices *Flex Up*, *Flex Down*, *Flex Up Phases* y *Flex Down Phases*. El objetivo de este proceso es buscar, por medio de la técnica de agrupamiento supervisada *Time Series K-means* [181], para cada índice y centroide del conjunto de datos, aquel conjunto de 5 curvas características diarias, que comprendan escenarios característicos de operación de alta a baja flexibilidad. La figura 5.4. muestra un ejemplo de curvas características para el índice de *Flex Up Phases* obtenidas en un elemento de Smartcity Málaga Living Lab, con colores que van del verde al rojo de acuerdo con los valores representados. Estas curvas, denominadas *flex++*, *flex+*, *flex*, *flex-* y *flex--*, representan los niveles de flexibilidad observados típicamente en la operación de las redes de distribución de MT y BT: alta, media-alta, media, media-baja y baja.

Esto permite obtener un número preciso y limitado de curvas típicas, para cada índice y centroide, que representan, a su vez, un conjunto de escenarios característicos de operación, en relación con la flexibilidad, que se compararán con los resultados obtenidos en la etapa de predicción para cada elemento del grupo en cuestión.

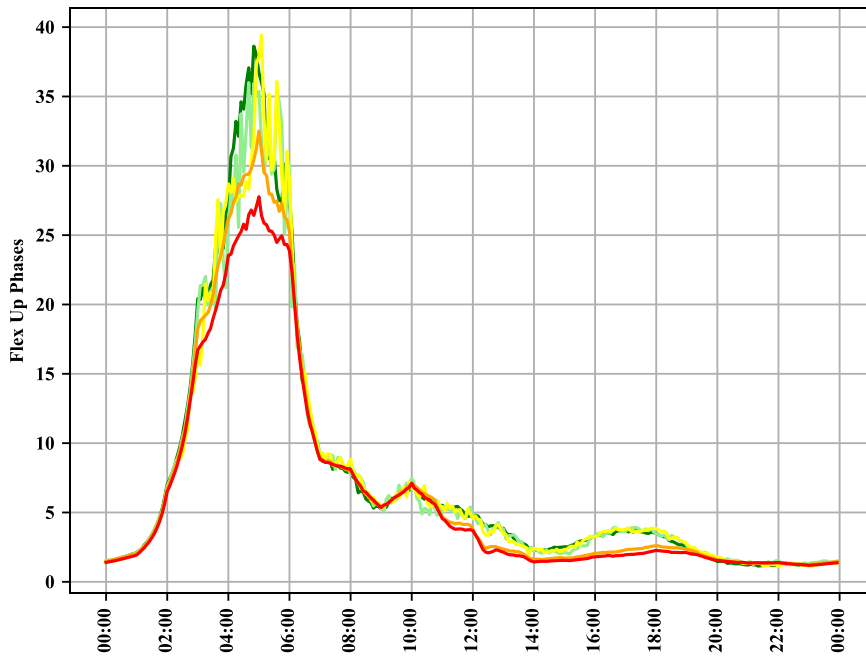


Figura 5.4. Ejemplo de curvas diarias del índice *Flex Up Phases* de un centroide, agrupadas mediante la técnica *Time Series K means*. En color verde oscuro, curva *flex++*, correspondiente al escenario característico de operación de flexibilidad alta; verde, *flex+*, flexibilidad media-alta; amarillo, *flex*, flexibilidad media; naranja, *flex-*, flexibilidad media-baja; y rojo, *flex--*, baja flexibilidad

Los autores de [182] también proponen esta estrategia de agrupamiento basada, en primer lugar, en *Affinity Propagation*, seguida de *Time Series K-means* aplicada a los centroides, que son precisamente los elegidos para tomar parte en el proceso de entrenamiento del modelo de predicción, con el fin de reducir la cantidad de datos multidimensionales que tratar y sacar partido de las similitudes identificadas. Esto revierte, en consecuencia, en la precisión y la eficiencia del proceso a escala global. También los autores de [183] proponen partir de un agrupamiento basado en las similitudes entre elementos, para después realizar un estudio más profundo grupo por grupo que permita predecir variables partiendo de datos presentes y pasados. Tanto *Affinity Propagation* como *Time Series K-means* son algoritmos de agrupamiento estacionarios y divisivos [153, 181]. Cumplen los requisitos de la metodología aquí planteada de una manera más eficiente que otros algoritmos generalizados, como *Expectation Maximization* o *Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise* (DBSCAN), que se caracterizan, respectivamente, por su capacidad de determinar la probabilidad de que un punto pertenezca a un grupo [184] o de ajustarse a un número restringido de miembros por grupo [185].

Los procesos de agrupamiento empleados en esta metodología se han seleccionado, por tanto, atendiendo a las siguientes características y requerimientos. En primer lugar, los algoritmos divisivos de agrupamiento, como *Affinity Propagation* y *Time Series K-means*, son aquí indicados por la necesidad de dividir los conjuntos de datos en grupos, simplemente en base a la relación entre los elementos que los forman, eso sí, identificando tanto los centroides, como elementos referentes de cada agrupación, como el resto de elementos que conforman cada uno de esos grupos diferenciados. Por lo tanto, los algoritmos jerárquicos de agrupamiento no se consideran aquí, ya que, por ejemplo, transformadores o cabeceras de línea de BT de diferentes centros de distribución pueden formar parte de un mismo grupo, sin restricción alguna geográfica o de conectividad eléctrica entre ellos.

El proceso de agrupamiento, así como el de entrenamiento del modelo de predicción, se recomienda que sean ejecutados de nuevo ante la obtención de un cierto nivel de error o con cierta periodicidad, como podría ser en cada cambio de estación del año, o incluso mensualmente si fuera necesario, para mantenerse adecuadamente actualizado al incluir datos más recientes. Por ejemplo, con medidas actualizadas de producción renovable, demanda, patrones de uso de vehículos eléctricos, etc. De hecho, algunas de ellas están además fuertemente condicionadas por factores meteorológicos y otras externalidades. Sin embargo, una vez iniciado el proceso de agrupamiento, el volumen de datos con el que trabajan los algoritmos de *Affinity Propagation* y de *Time Series K-means* es cerrado, estacionario, y, por lo tanto, no es necesario utilizar algoritmos dinámicos de agrupamiento que mantengan abierto el proceso de adquisición de datos, o que deban realizar algún descarte para reducir dicho volumen, a medida que se ejecutan.

Affinity Propagation destaca por su amplia aplicabilidad y su buen rendimiento. Este algoritmo es ideal para grandes conjuntos de datos, con una organización *a priori* desconocida como es nuestro caso. Por lo tanto, una técnica no supervisada como esta, en la que el número de los grupos objetivo que se obtendrán no están predeterminados, se adapta bien a nuestras necesidades. Por su parte, el conjunto de datos gestionado para identificar escenarios característicos de operación en términos de flexibilidad es mucho más limitado. En este proceso, los datos considerados son solamente los que pertenecen a los centroides previamente identificados por *Affinity Propagation* en función de sus características físicas y de flexibilidad. Además de esto, existe un objetivo claro de lograr un número limitado y específico de cinco grupos y, en consecuencia, cinco curvas diarias para cada índice seleccionado. Por lo tanto, es apropiado el uso de una técnica supervisada como es *Time Series K-means*.

Time Series K-means, asimismo, en comparación con otros algoritmos supervisados de agrupamiento, requiere un número de iteraciones mucho menor que el número de elementos del espacio de trabajo. Es más, *Time Series K-means* puede considerarse una versión simplificada del método *Expectation-Maximization*, que resulta más indicado para aplicaciones que requieran generar nuevos datos similares o agrupar elementos donde puede existir superposición, todo lo cual va más allá de las necesidades de nuestra metodología. Además, finalmente, al no existir limitación alguna sobre el número mínimo o máximo de elementos por grupo, se descarta el uso de otra técnica generalizada como DBSCAN.

5.2.3. Predicción de índices de flexibilidad

La etapa de predicción de la metodología se centra en determinar con antelación la flexibilidad esperada en la red de distribución por medio de los índices *Flex Up*, *Flex Down*, *Flex Up Phases* y *Flex Down Phases*. Estos son los índices más relevantes y completos a la hora de reflejar las particularidades de los activos y de los usuarios finales de la red, incluidos todos los posibles estados de operación de los DER, además de los efectos de los desequilibrios y la congestión como riesgos principales del comportamiento variable, incierto y dinámico de las redes de BT [105]. Para esto, se emplea la técnica RFR con el objetivo de proporcionar una predicción de dichos índices en un horizonte de tiempo doble, con 15 minutos y 1 hora de antelación, determinados simultáneamente. El proceso de *Affinity Propagation* previamente ejecutado permite realizar el entrenamiento del algoritmo de RFR solo con los centroides de los grupos, para luego aplicarse para la predicción de los índices de flexibilidad en el resto de elementos de estudio, lo que reduce significativamente la cantidad de recursos y tiempo necesarios para implantar esta metodología a cualquier escala.

Se han considerado aquí tanto técnicas de *Machine Learning* (ML) como de *Deep Learning* (DL) para la etapa de predicción, por tratarse de algoritmos popularmente aplicados a la predicción en sistemas de energía. Las técnicas de ML utilizan múltiples algoritmos y ofrecen un mejor rendimiento en sus predicciones. Precisamente, RFR es uno de los modelos de ML más efectivos para el análisis predictivo gracias a su rápido entrenamiento, robustez y buen balance de errores [170, 186]. RFR se acerca más al valor real, en promedio, que otras técnicas de ML relevantes, como las *Artificial Neural Networks* (ANN) y las *Support Vector Machines* (SVM) [187]. Dado que las técnicas de ANN son propensas al sobreajuste y sus parámetros son difíciles de ajustar [187], SVM es la alternativa más popular [170]. Al mismo tiempo, las técnicas de DL están recibiendo un creciente interés en la investigación académica. *Recurrent Neural Networks* (RNN) y *Long Short-Term Memory* (LSTM) son técnicas

DL generalizadas, especialmente adecuadas para el análisis y la predicción de series temporales [188]. Mientras que el entrenamiento de una RNN es una tarea difícil, el empleo de LSTM se ha hecho más popular, ya que muestra una capacidad superior para aprender dependencias de largo plazo [188, 189].

Apoyado en su capacidad para aprender de datos pasados, las técnicas RFR se aplican ampliamente a la predicción de la demanda [190] y otros propósitos de predicción a corto plazo, como es la determinación de flujos de energía en la naturaleza [191]. A pesar de encontrarse limitado cuando se extrapola a datos más allá de los rangos conocidos, proporciona un riesgo reducido de sobreajuste, además de contar con un número reducido de hiperparámetros que configurar [186, 187].

En la etapa de predicción de esta metodología, para cada elemento del grupo e índice de flexibilidad, cada RFR, denotado como $\bar{r}_n(\mathbf{X})$, se encuentra caracterizado por la esperanza matemática \mathbb{E}_Θ con respecto al parámetro aleatorio Θ [186, 187, 190]:

$$\bar{r}_n(\mathbf{X}) = \mathbb{E}_\Theta[r_n(\Theta, D_n, \mathbf{X})] \quad (13)$$

Cada esperanza \mathbb{E}_Θ es evaluada tomando el valor medio de una gran cantidad n de árboles de regresión r_n [186, 187, 190]. El conjunto de datos de entrenamiento D_n está formado por muestras de los valores del índice de flexibilidad para el centroide del grupo correspondiente en las 4 horas anteriores, mientras que las muestras de entrada \mathbf{X} son seleccionadas dentro del elemento del grupo en cuestión para así obtener una predicción.

Finalmente, para cada elemento del grupo, la sucesión de predicciones de cada índice a lo largo de periodos de 1 hora de duración como mínimo se compara con el conjunto de curvas características de su centroide correspondiente, que recordemos habrá sido agrupado previamente en cinco series de tiempo características por medio de *Time Series K-means*. Se emplea la correlación de Pearson para determinar el grado de similitud entre curvas y, por lo tanto, identificar el escenario característico de operación que se está experimentando en términos de flexibilidad en un contexto temporal más amplio.

5.3. Validación de la metodología y resultados obtenidos

Esta metodología se ha aplicado en el conjunto de datos de prueba de Smartcity Málaga Living Lab descrito en el capítulo 2, al igual que el caso de estudio presentado en el capítulo 4. Dos tipos de elementos de la red de distribución se han considerado aquí igualmente: tanto el secundario, es decir, el lado de BT del transformador como las cabeceras de línea de BT de 5 centros de distribución. Recordemos que la muestra

constituye un total de 153 elementos que prestan servicio directamente a cerca de 5 000 de los 20 000 usuarios finales reales del Living Lab.

5.3.1. Etapa 1. Caracterización de la flexibilidad en el conjunto de datos de prueba

Cada elemento de la red de distribución ha sido caracterizado por una serie de medidas de intensidad de corriente adquiridas cada 5 minutos durante un periodo de tiempo de un año completo, lo que resulta en un total de 16 millones de datos. Esto lleva a tener 288 escenarios ($\forall t \in [0, T]$, donde $T = 288$) por elemento y día para realizar la evaluación de cada índice de flexibilidad definido para esta metodología, en lugar de emplear valores anuales, por ejemplo. Este amplio conjunto de datos refleja la realidad de la operación de las redes de distribución ante cualquier escenario de penetración de DER, no solo por la cantidad de activos y usuarios finales considerados, sino también por el intervalo de tiempo que abarca, que incluye el verano y el invierno, y días laborables y festivos.

Para cualquier escenario considerado en este caso de estudio, la tabla 5.2. muestra las tasas de penetración de vehículo eléctrico y de generación de energía solar fotovoltaica distribuida, así como la presencia o no de estrategias de *demand response*, al ser todas estas las tecnologías predominantes en las redes de BT, especialmente en el sur de Europa [52, 192].

DER	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Generación solar fotovoltaica	1 % de tasa de penetración	10 % de tasa de penetración	10 % de tasa de penetración
Vehículo eléctrico	1 % de tasa de penetración. Carga convencional a 16 A, en horario de 19:00 a 02:00	10 % de tasa de penetración. Carga convencional a 16 A, en horario de 01:00 a 07:00	10 % de tasa de penetración. Carga bidireccional a 10 kW, con patrón de uso horario diferenciado
<i>Demand Response</i>		●	●

Tabla 5.2. Características de los DER considerados en cada escenario del caso de estudio

El escenario 1 presenta las condiciones base, caracterizadas por una baja presencia de generación distribuida y vehículo eléctrico [193, 194] y una ausencia de estrategias de *demand response* [195]. Los escenarios 2 y 3, por su parte, representan escenarios que cabe esperar en un futuro a corto plazo [52], en donde se considera que hasta el 10 % de los usuarios finales se encuentra equipado con instalaciones de generación solar fotovoltaica de 5 kWp de potencia nominal, con una producción conforme a las

curvas reales obtenidas a lo largo de un año en Smartcity Málaga Living Lab. La figura 5.5. muestra las curvas registradas en los días más frío y más cálido, ocurridos en febrero y agosto, respectivamente, para estas instalaciones tipo.

Según los datos del Proyecto ZEM2ALL [29], también desarrollado dentro de Smartcity Málaga Living Lab, el escenario 2 considera una carga masiva de vehículos bajo una tasa de penetración del 10 %, como resultado de la coincidencia de procesos de recarga prácticamente simultánea, y no gestionada, que comienza típicamente en horario de noche. Por su parte, el escenario 3 considera la probabilidad, hora a hora, de que los vehículos eléctricos se encuentren conectados a su cargador en su lugar de estacionamiento. Ahora bien, en dicho escenario esta probabilidad se considera tanto para cargar como para descargar, en cada hora, pero diferenciando entre usuarios residenciales e industriales en función de los datos reales obtenidos de la experiencia directa con los usuarios finales [29]. Además, y de acuerdo con el análisis del mercado español realizado en [109, 110], las estrategias de *demand response* también pueden dar lugar a variaciones potenciales consideradas en los escenarios 2 y 3, proporcionando una flexibilidad adicional en la demanda: un aumento superior al 10 % durante la noche, entre la 1:00 y las 7:00, y una disminución promedio del 7 % en el resto de las horas del día.

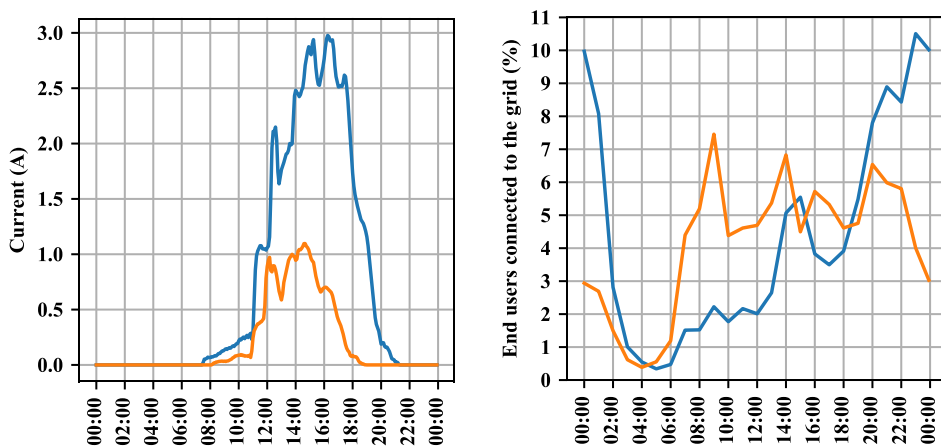


Figura 5.5. Perfil de generación solar fotovoltaica en los días más frío y más cálido del año, en color naranja y azul, respectivamente, para instalaciones tipo (izquierda). Porcentaje del parque de vehículos eléctricos en proceso de recarga (*end users connected to the grid*), cada hora de un día promedio, en el ámbito industrial y residencial, en color naranja y azul respectivamente, según datos reales del Proyecto ZEM2ALL [29] (derecha)

Por lo tanto, considerar esos diferentes escenarios conduce a una amplia variedad de índices de flexibilidad, como se muestra en la figura 5.6. para el caso del índice de amplitud de flexibilidad en un determinado elemento de la red de distribución en los días más frío y cálido del periodo de estudio, que de este modo se caracterizan bajo muy diferentes condiciones de operación de la red.

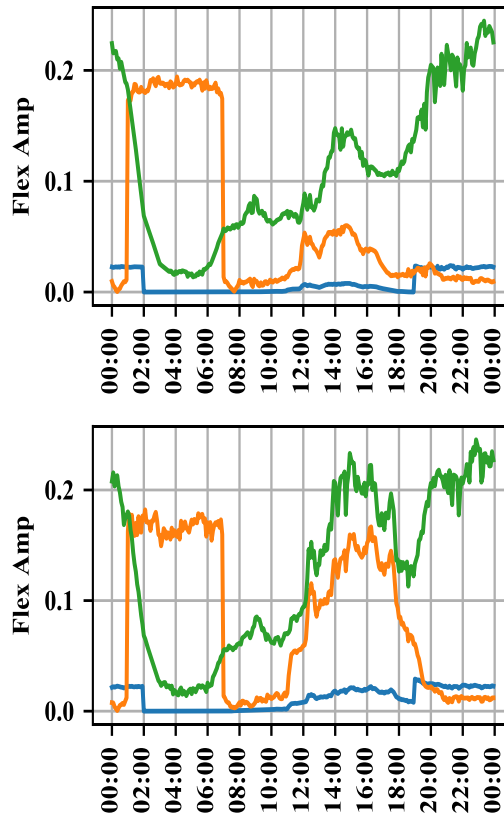


Figura 5.6. Valores de los índices de amplitud de flexibilidad normalizados y aplicado el efecto del índice de gravedad del desequilibrio, en el día más frío (arriba) y más caluroso (abajo) del año en el Centro de distribución D Transformador 2 Lado de BT Fase R.

Colores: azul, escenario 1; naranja, escenario 2; verde, escenario 3

En la figura 5.6., el índice de flexibilidad presenta valores más altos durante el día en el escenario 3, si bien la carga masiva e incontrolada, aunque concentrada, de vehículos eléctricos en el escenario 2 se traduce en una alta flexibilidad potencial durante la noche. Cada curva representada evidencia fuertes variaciones, muy típicas en las redes de BT, mayores aún en el caso del verano dada la producción de energía solar fotovoltaica, cuya contribución a la flexibilidad se hace claramente visible en las horas centrales del día. Para las siguientes etapas de la metodología que a continuación se desarrollan, se han considerado las condiciones más exigentes, esto es, aquellas correspondientes al escenario 3.

5.3.2. Etapa 2. Clasificación mediante técnicas de agrupamiento

La aplicación de *Affinity Propagation* para agrupar todos esos datos pertenecientes a 153 elementos, considerando todas las características enumeradas en la tabla 5.1. y estableciendo experimentalmente un factor de amortiguamiento de 0,6 para el algoritmo, da como resultado la composición de 17 grupos diferentes, 8 de ellos formados por más de 10 elementos y que, en suma, agrupan a alrededor del 70 % del total de elementos del conjunto de datos de prueba de Smartcity Málaga Living Lab. Las características de los grupos principales se enumeran en la tabla 5.3. Ha de tenerse en cuenta que analizar decenas de datos característicos de todos estos elementos de la red, basados en medidas de intensidad de corriente con una granularidad de 5 minutos, da como resultados una base de datos de casi 650 000 000 entradas.

Grupo	Centroide	Número de elementos del grupo
1	Centro de distribución A Cabecera de línea BT 2 Fase S	15
2	Centro de distribución A Cabecera de línea BT 4 Fase R	2
3	Centro de distribución A Cabecera de línea BT 7 Fase R	4
4	Centro de distribución B Cabecera de línea BT 2 Fase T	19
5	Centro de distribución B Cabecera de línea BT 3 Fase S	5
6	Centro de distribución B Cabecera de línea BT 6 Fase T	7
7	Centro de distribución C Cabecera de línea BT 2 Fase S	4
8	Centro de distribución C Cabecera de línea BT 3 Fase S	6
9	Centro de distribución D Cabecera de línea BT 16 Fase S	13
10	Centro de distribución D Cabecera de línea BT 3 Fase T	21
11	Centro de distribución D Transformador 1 Lado de BT Fase R	10
12	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 10 Fase S	16
13	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 10 Fase T	1
14	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 5 Fase R	11
15	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 6 Fase R	2
16	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 7 Fase R	13
17	Centro de distribución E Transformador 2 Lado de BT Fase S	4

Tabla 5.3. Composición de los grupos en el escenario 3

Los centroides identificados son elementos correspondientes a cualquiera de las tres fases R, S y T. La mayoría de los centroides son cabeceras de línea de BT, mientras que el lado de BT de los transformadores es centroide en tan solo dos casos (11, 17) y se encuentra presente en tan solo cuatro grupos (1, 5, 11, 17). Siete grupos (2, 3, 5, 7, 8, 13, 15) están compuestos por cinco o menos elementos, y todos los elementos en cinco de los grupos (3, 6, 12, 13, 15) pertenecen a un único centro de distribución, que

se trata del E en tres de esos casos (12, 13, 15). De hecho, el mayor número de centroides pertenece a este centro de distribución E.

Por lo tanto, la aplicación de *Affinity Propagation* permite identificar diferencias que no son fácilmente discernibles *a priori*, proporcionando una información de alto valor que queda lejos de la interpretación directa de los datos sin procesar o de la simple agregación de curvas, lo que cobra si cabe más importancia en el caso de altas tasas de penetración de DER como se considera en esta metodología. Esta heterogeneidad en las condiciones bajo las que se realiza la predicción de la flexibilidad se muestra en la figura 5.7. para los centroides de los grupos más poblados y representativos. En dicha figura puede apreciarse, bajo las condiciones supuestas para el escenario 3, el peso del consumo, del vehículo eléctrico, de la generación de energía solar fotovoltaica y del *demand response* en los valores de intensidad de corriente experimentados en los correspondientes elementos de la red a lo largo de todo un año.

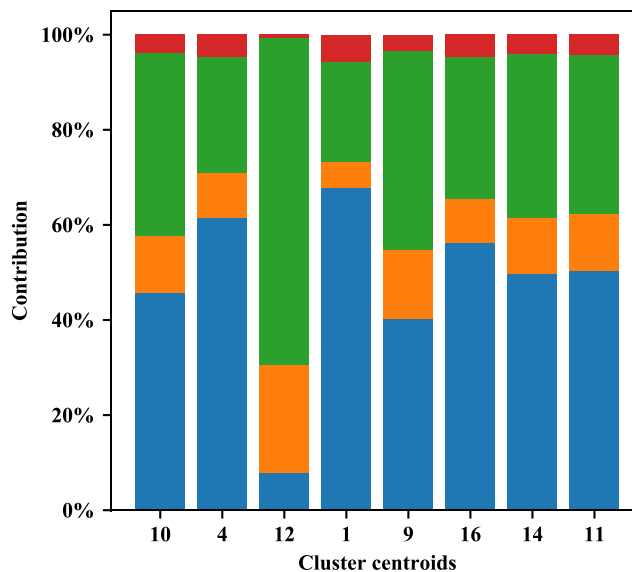


Figura 5.7. Peso (*contributions*) del consumo y de DER en la intensidad de corriente experimentada en los 8 centroides principales (*cluster centroids*), considerando el escenario 3, durante un periodo de un año. Colores: azul, consumo; naranja, generación solar fotovoltaica; verde, vehículo eléctrico; rojo, DR

El agrupamiento a través de *Time Series K-means* se aplica en esta etapa a los índices de flexibilidad de los centroides de los grupos, generándose así cinco curvas diarias representativas por índice considerado que serán empleadas en la tercera etapa para la identificación del escenario característico de operación. Para poder realizar dicho agrupamiento, se lleva a cabo una división del conjunto de datos de prueba mediante la técnica de *slicing*. Esto se traduce en pasar de largas series de datos con 5 minutos de granularidad a lo largo de un año, formadas por 105 120 datos para cada uno de los índices de flexibilidad considerados, a 365 curvas diarias en cada caso, eso sí, sin alterar sus características.

5.3.3. Etapa 3. Aplicación de la predicción de índices de flexibilidad en la operación de la red

La precisión en la predicción de los índices de flexibilidad se mide en términos de métricas clásicas: error cuadrático medio (*Root Mean Square Error*, RMSE) y error absoluto medio (*Mean Absolute Error*, MAE) [192, 196]. Las tasas de error obtenidas evidencian que la implantación de un único proceso de predicción por medio de la técnica RFR para determinar los dos estados futuros de un índice de flexibilidad dado, con 15 minutos y 1 hora de antelación, es más preciso que la implementación de dos procesos de RFR en paralelo que determinaran esos estados por separado, tal y como se muestra en la tabla 5.4.

Arquitectura	Predicción	MAE	RMSE
1 RFR, predicción multipunto	15 min	0,7809	1,7914
	1 h	1,0963	2,2982
2 RFR, doble predicción de punto único	15 min	0,7816	1,8108
	1 h	1,1811	2,4836

Tabla 5.4. RMSE y MAE obtenidos en predicción multipunto (1 RFR) o en doble predicción de punto único (2 RFR) para un centroide del caso de estudio

Además de esto, la bondad del ajuste del algoritmo de predicción desarrollado se muestra en la tabla 5.5. En ella se presentan las puntuaciones promedio del entrenamiento, por medio de triple validación cruzada (*training score cross-validations*), obtenidas para los centroides más poblados y representativos, lo que da muestra de la buena calidad de la etapa de predicción.

Centroide	<i>Flex Up</i>	<i>Flex Up Phases</i>	<i>Flex Down</i>	<i>Flex Down Phases</i>	Puntuación media por centroide
Centro de distribución A					
Cabecera de línea BT 2 Fase S	97,669 %	98,043 %	98,080 %	98,358 %	98,038 %
Centro de distribución B					
Cabecera de línea BT 2 Fase T	95,780 %	97,485 %	96,672 %	98,099 %	97,009 %
Centro de distribución D					
Cabecera de línea BT 16 Fase S	98,862 %	99,113 %	98,838 %	99,346 %	99,040 %
Centro de distribución D					
Cabecera de línea BT 3 Fase T	99,167 %	98,720 %	99,047 %	98,957 %	98,973 %
Centro de distribución D					
Transformador 1 Lado de BT Fase R	98,221 %	98,527 %	98,938 %	99,040 %	98,682 %
Centro de distribución E					
Cabecera de línea BT 10 Fase S	99,411 %	98,479 %	99,856 %	99,841 %	99,397 %
Centro de distribución E					
Cabecera de línea BT 5 Fase R	81,447 %	86,778 %	96,342 %	97,867 %	90,609 %
Centro de distribución E					
Cabecera de línea BT 7 Fase R	96,895 %	98,634 %	98,290 %	98,953 %	98,193 %
Puntuación media por índice	95,932 %	96,972 %	98,258 %	98,808 %	

Tabla 5.5. Puntuaciones del entrenamiento mediante triple validación cruzada obtenidas para los centroides de los grupos más poblados

Partiendo del entrenamiento previamente llevado a cabo con los centroides, se pueden predecir los índices de flexibilidad para cualquier miembro de un grupo, es decir, para cualquier elemento de la red de distribución del conjunto de datos de prueba. Como ejemplo, en la figura 5.8. se muestran los índices predichos para un periodo de un día completo para cuatro elementos del grupo 10, que se trata del grupo más poblado de todos.

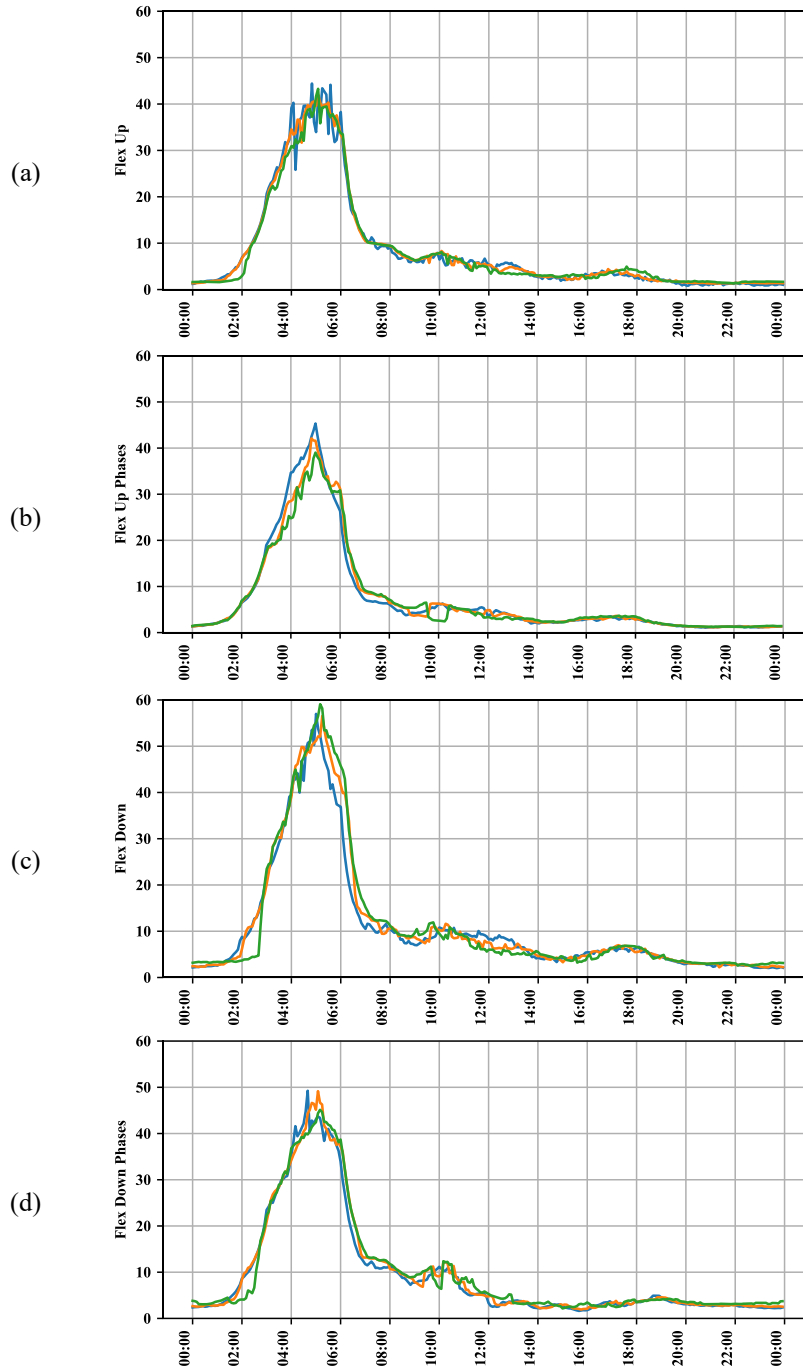


Figura 5.8. Valores de los índices de flexibilidad real y predicha con 15 minutos y 1 hora de antelación (en color azul, naranja y verde, respectivamente), durante un periodo de un día, en diversos elementos de la red de distribución: (a) *Flex Up*, (b) *Flex Up Phases*, (c) *Flex Down* y (d) *Flex Down Phases*

Las puntuaciones del entrenamiento previo y los RMSE y MAE promedio obtenidos para los casos representados en la figura 5.8. se recogen en la tabla 5.6. Se obtiene una mayor precisión cuando la predicción tiene lugar minutos antes, naturalmente, debido a su proximidad al momento del cálculo, a pesar, eso sí, de que la predicción con 1 hora de antelación también obtiene una precisión altamente satisfactoria. Esto viene por tanto a reafirmar la arquitectura propuesta, centrada en el empleo de un único proceso de predicción mediante RFR multipunto, entrenado con los centroides del conjunto de datos de prueba, y posteriormente aplicada a la predicción también multipunto de cualquiera de los elementos de sus grupos correspondientes. Por lo tanto, esto constituye una firme alternativa a los entrenamientos masivos, caso a caso para cada elemento considerado, que resultaría gravemente ineficiente a la hora de ser ampliada a conjuntos más grandes de elementos de la red de distribución.

Índice	<i>Flex Up</i>	<i>Flex Up Phases</i>	<i>Flex Down</i>	<i>Flex Down Phases</i>	
Elemento del grupo	Centro de distribución B Cabecera de línea BT 5 Fase R	Centro de distribución D Cabecera de línea BT 4 Fase R	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 8 Fase S	Centro de distribución D Cabecera de línea BT 9 Fase T	
Puntuación del entrenamiento	99,4484 %	99,1706 %	99,6754 %	99,5972 %	
MAE	15 min	0,78520	0,76551	1,10500	1,06219
	1 h	1,10369	1,19738	1,94774	1,63021
RMSE	15 min	1,80370	1,66342	2,32130	2,16807
	1 h	2,32201	2,27920	3,40111	2,69203

Tabla 5.6. Puntuaciones del entrenamiento y RMSE y MAE medios obtenidos en la predicción de índices de flexibilidad para cuatro de los elementos del grupo 10 a lo largo de un periodo de un día

Como se señaló en el apartado 5.2.3., otras técnicas de predicción de ML y DL consideradas para esta metodología han sido SVM y LSTM, respectivamente. En la tabla 5.7. se presentan unos resultados representativos alcanzados con cada una de ellas, a modo de ejemplo para el caso del índice *Flex Down Phases*, expresados igualmente en términos de puntuación del entrenamiento, MAE y RMSE. Dejando a un lado el hecho de que los mejores resultados obtenidos en el caso de RFR multipunto evidencian de por sí un mejor rendimiento, debe tenerse en cuenta que SVM y LSTM requerirían la ejecución de dos instancias en paralelo para poder realizar las predicciones con 15 minutos y 1 hora de antelación y, además, en consecuencia, dos entrenamientos.

Índice	<i>Flex Down Phases</i>			
Centroide	Centro de distribución E Cabecera de línea BT 8 Fase R			
Elemento del grupo	Centro de distribución C Transformador 1 Lado de BT Fase R			
Algoritmo		SVM	LSTM	1 RFR
Puntuación del entrenamiento	15 min	99,63 %	99,29 %	99,75 %
	1 h	98,25 %	97,97 %	
MAE	15 min	3,3152	3,06609	1,0128
	1 h	2,9288	3,23831	2,1696
RMSE	15 min	5,9509	3,06609	1,5397
	1 h	5,0376	5,46351	3,3028

Tabla 5.7. Puntuación del entrenamiento y RMSE y MAE medios obtenidos en la predicción del índice *Flex Down Phases* por medio de técnicas SVM, LSTM y RFR multipunto a lo largo de un periodo de un día

Queda patente, por consiguiente, la conveniencia de emplear RFR en esta metodología por su mayor precisión frente a las otras alternativas. Esto también se evidencia gráficamente en la figura 5.9., que muestra los resultados obtenidos para las predicciones del mismo día referido en la tabla 5.7. para el mismo índice *Flex Down Phases*. Aunque LSTM ofrece resultados aceptables, y ciertamente mucho mejores que SVM, debe tenerse en cuenta que se trata de una técnica que consume muchos más recursos que RFR en su procesamiento.

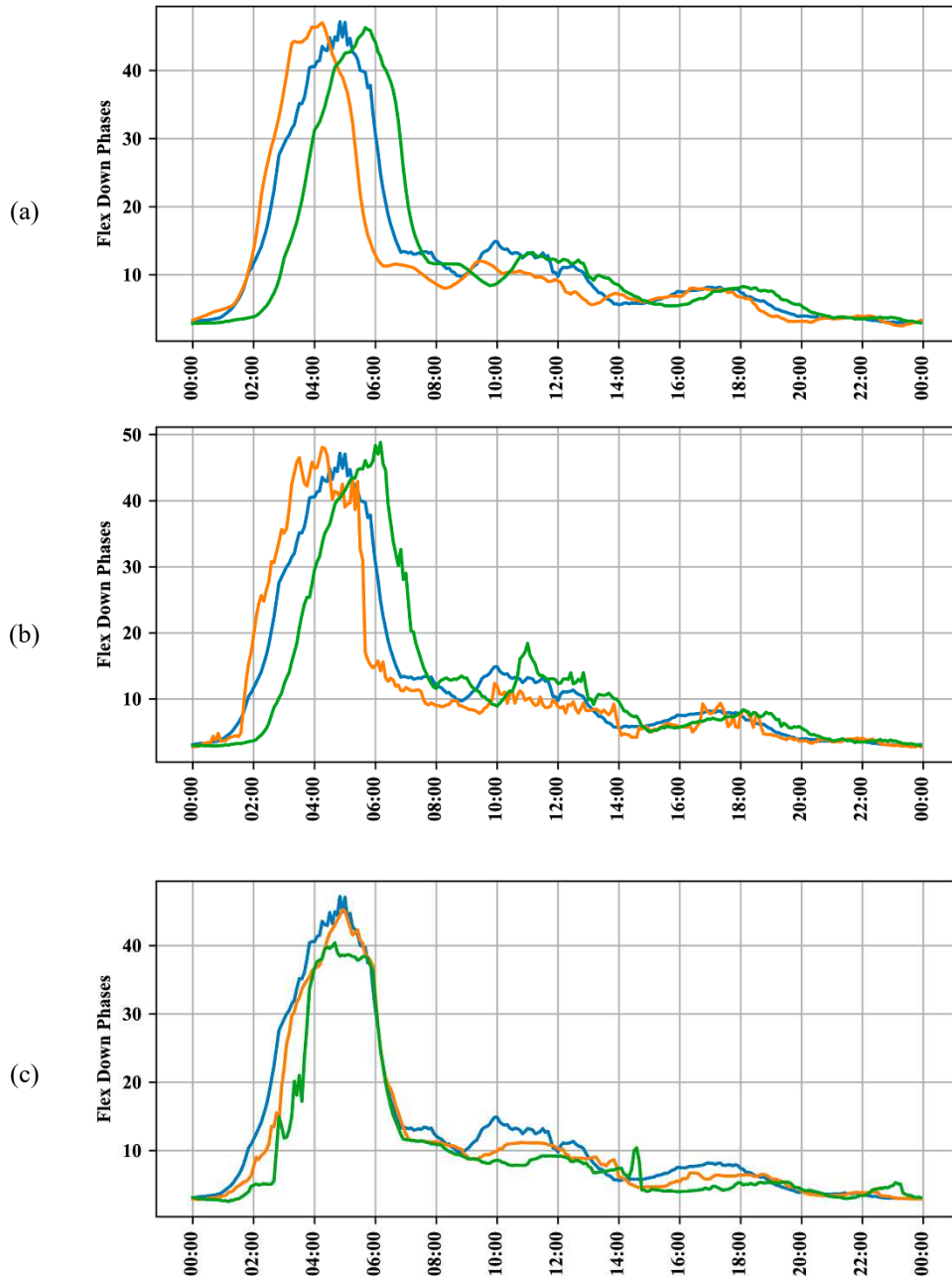


Figura 5.9. Valores reales del índice *Flex Down Phases* y sus predicciones con 15 minutos y 1 hora de antelación (en color azul, naranja y verde, respectivamente), para el Centro de distribución C Transformador 1 Lado de BT Fase R, a lo largo de un periodo de un día, por medio de técnicas: (a) SVM, (b) LSTM, (c) 1 RFR

Para analizar la robustez y la sensibilidad de esta metodología, se ha seguido un doble enfoque. Por un lado, la tabla 5.8. muestra un ejemplo representativo del comportamiento robusto de la metodología cuando se aplica a un nuevo conjunto de datos de prueba reducido. Dicho conjunto de prueba se ha conformado por el mismo número de transformadores, 6, pero con 22 de las 45 cabeceras de línea de BT consideradas originalmente. Por otro lado, con respecto a la precisión y las tasas de error, los análisis de sensibilidad llevados a cabo confirman que ligeras variaciones en las entradas de la metodología conducen a ligeras variaciones en los resultados de esta. Como muestra de ello, al establecer un nuevo conjunto de datos de prueba modificando el índice *Flex Up* —distorsionando sus valores hasta un 5 %, de manera arbitraria, aplicando sobre él una distribución aleatoria uniforme—, RMSE, MAE y las puntuaciones del entrenamiento obtenidas bajo estas condiciones no difirieron más del 2 % en comparación con las obtenidas para el conjunto de datos de prueba original. Por lo tanto, se puede asegurar que la metodología tiene un comportamiento robusto y estable, y que su precisión y sus posibles tasas de error se mantienen en los términos presentados en este caso de estudio.

Índice		<i>Flex Up</i>
Centroide		Centro de distribución B Transformador 1 Lado de BT Fase T
Elemento del grupo		Centro de distribución C Cabecera de línea BT 12 Fase T
Puntuación del entrenamiento		99,2623 %
MAE	15 min	0,6280
	1 h	1,0840
RMSE	15 min	1,3787
	1 h	2,0919

Tabla 5.8. Puntuación del entrenamiento y RMSE y MAE medios obtenidos en la predicción del índice *Flex Up* con un conjunto de datos de prueba reducido

La figura 5.10. muestra un ejemplo gráfico del proceso de identificación del escenario característico de operación experimentado para una serie de predicciones, con 15 minutos y 1 hora de antelación, a lo largo de un periodo de 12 horas. Concretamente, se muestra la curva descrita por una serie de predicciones (en la leyenda, *new*) para un elemento de un grupo, frente a las cinco curvas características previamente identificadas para su centroide por medio de *Time Series K-means*, como se ha descrito en el apartado 5.3.2. Por medio de la correlación de Pearson, se ha identificado su correspondencia con el escenario característico de operación *flex++* para todo el periodo. Si bien las ejecuciones de la etapa de predicción tienen lugar cada 5 minutos, de acuerdo con la granularidad de los datos de entrada, estas curvas se componen de los datos más recientes obtenidos.

Es decir, a modo de ejemplo, si a la hora 00:00 se realiza la predicción para las 00:15 y la 01:00, y más adelante, a la hora 00:45 se realiza la predicción para la 01:00 y la 01:45, esta segunda predicción más reciente de las 01:00 sería almacenada finalmente para la composición de estas curvas, para que sean únicas y sin valores dobles para un mismo momento de tiempo dado.

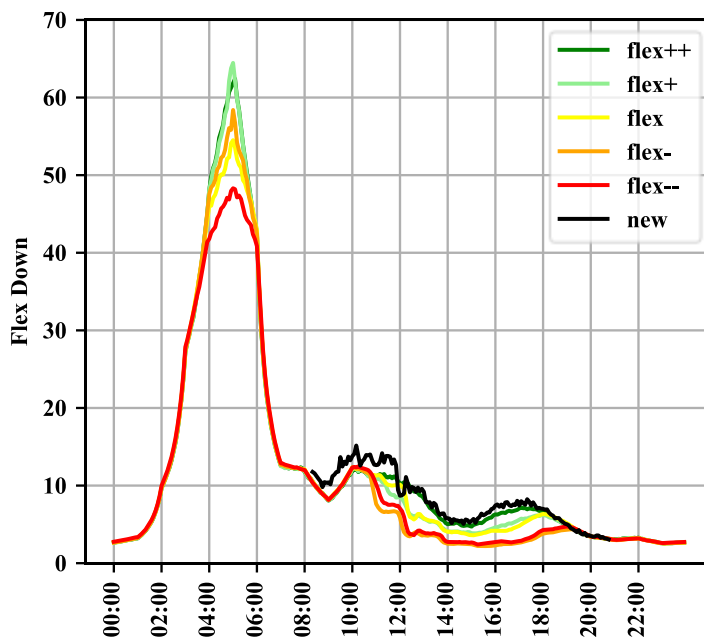


Figura 5.10. Serie de predicciones del índice *Flex Down* entre las 08:00 y las 21:00 para un elemento de la red de distribución (en color negro) y curvas diarias características agrupadas por *Time Series K-means* de su centroide correspondiente (en diferentes colores según el nivel de flexibilidad potencial)

Estos índices de flexibilidad predichos pueden usarse individualmente, a cada momento, para ayudar a la operación del sistema eléctrico de distribución de un modo flexible, pero también pueden aplicarse para determinar el estado general en términos de flexibilidad en la red en su conjunto, proporcionando asimismo una información valiosa de cara a su planificación y su mantenimiento preventivo. La figura 5.11. muestra diferentes agregaciones de índices de flexibilidad individuales a lo largo de los meses más frío y más cálido del año en Málaga, por medio de diagramas de caja que concentran en su interior el 50 % de los datos y muestran los mínimos, máximos y medianas.

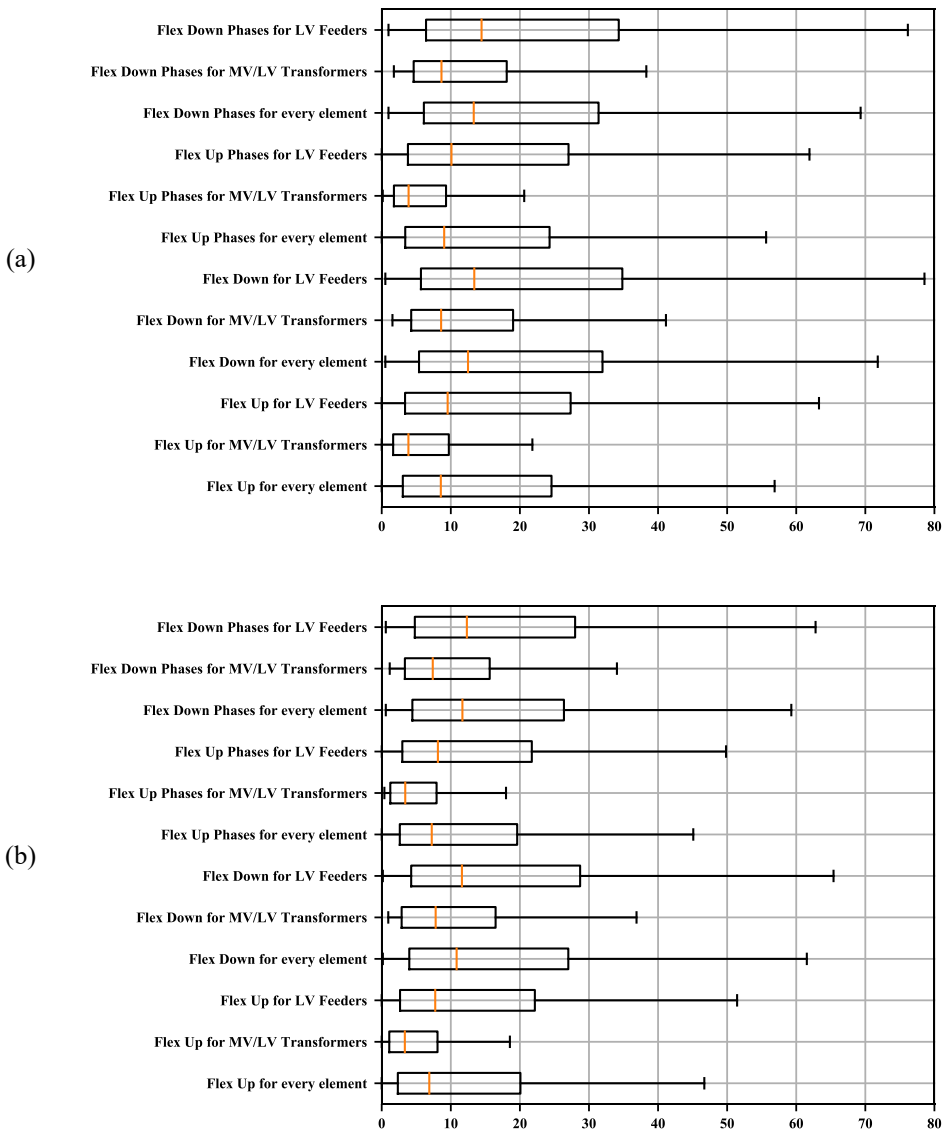


Figura 5.11. Valores de los índices de flexibilidad predichos en los meses más frío (a) y más cálido (b) del año. Se muestran agregaciones de todos los índices correspondientes a cabeceras de línea de BT (*LV feeders*), a transformadores (*MV/LV transformers*) o a cualquier tipo de elemento indistintamente (*every element*). Las medianas de los valores se muestran en color naranja

La predicción de cuál será el estado general de la flexibilidad en la red de distribución de estudio puede determinarse, por tanto, agregando cada índice predicho para cualquier elemento indistintamente, o agregando solo aquellos relacionados con los transformadores de los centros de distribución o con las cabeceras de línea de BT. En este caso de estudio, la flexibilidad a bajar es un 38 % mayor, sea cual sea la agregación realizada, ya que, en cualquier caso, el riesgo de congestión es menor. Si atendemos al índice simple de distancia a la congestión, este riesgo es un 10 % mayor en verano que en invierno, en promedio, lo que lleva a disponer de un 18 % más de flexibilidad en invierno. Además de esto, las agregaciones de índices por fase individual reflejan una flexibilidad un 4 % inferior, en promedio, a los obtenidos mediante los índices trifásicos. Ha de tenerse en cuenta que la presencia mayoritaria de elementos de cabecera de línea de BT les da más peso en las estadísticas y, por lo tanto, sus valores agregados son muy similares a los obtenidos al considerar indistintamente a todos los elementos, variando tan solo alrededor de un 8 % en promedio.

Sin embargo, no se puede obviar el estado de flexibilidad determinado por la agregación correspondiente a los transformadores, ya que son activos críticos que condicionan seriamente el funcionamiento de toda la red. Los índices obtenidos resultan un 41 % menores, en promedio, si se comparan con los obtenidos para todos los elementos y alrededor de un 46 % menor, en promedio, si se compara solo con las cabeceras de línea de BT.

Todo esto pone de manifiesto las dificultades que implica la adopción de enfoques deterministas y unívocos para analizar y predecir la flexibilidad en un sistema tan complejo y heterogéneo como es la red de distribución. En consecuencia, debe hacerse la selección adecuada de índices dependiendo del propósito que se persiga, eso sí, siempre prestando atención a las particularidades de los elementos individuales.

En la figura 5.12. se muestra una serie de ejemplos relevantes que prueban la importancia de la selección de conjuntos de índices de flexibilidad adecuados para redes de MT y BT variables, heterogéneas, diversas e inciertas. Las gráficas (a) y (b) muestran la flexibilidad a subir y a bajar en el lado de BT de los transformadores correspondientes a tres centros de distribución diferentes, A, B y D, aunque ubicados en el mismo entorno geográfico de Smartcity Málaga Living Lab. El resto de gráficas, por su parte, se encuentran referidas al centro de distribución A.

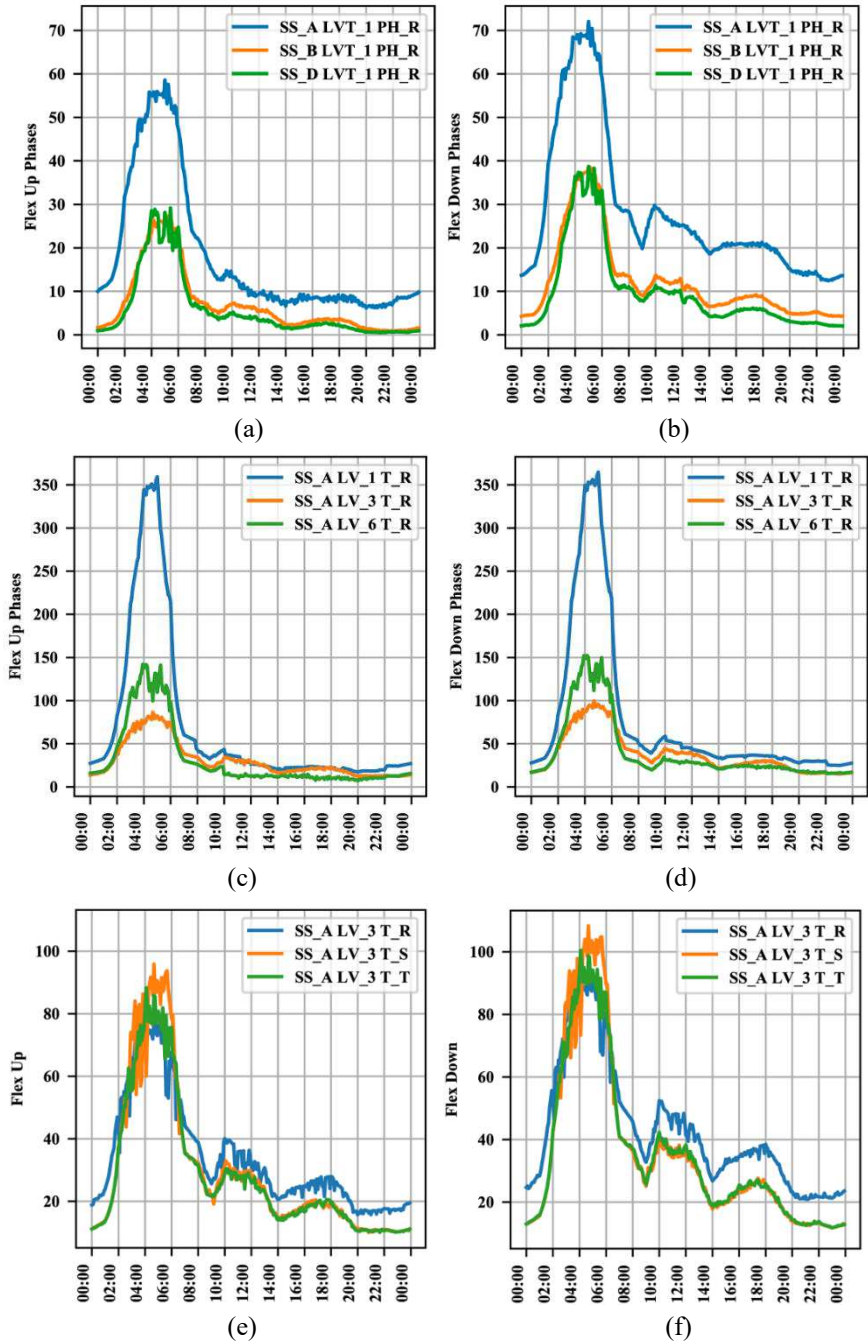


Figura 5.12. Valores de diversos índices de flexibilidad a lo largo de un periodo de un día en el mismo lado de BT (indicado como LVT en la leyenda), fase R, en 3 centros de distribución A, B y D (a y b); en tres cabeceras de línea de BT (LV en la leyenda), fase R, del centro de distribución A (c y d); y en la cabecera de línea de BT, en las fases R, S y T, del centro de distribución A (e y f)

Como se señaló anteriormente sobre el estado general de flexibilidad en la figura 5.11., los índices de flexibilidad a bajar arrojan valores generalmente mayores que los de flexibilidad a subir en la figura 5.12. En ella, a pesar de tener la mitad del número de usuarios finales, el centro de distribución A presenta los valores más altos para ambos índices. Con el foco puesto en el comportamiento de las cabeceras de línea de BT, (c) y (d) muestran los valores obtenidos para un mismo centro de distribución. En este caso, los índices de flexibilidad a subir y a bajar presentan valores del mismo orden de magnitud, difícilmente diferenciables. Sin embargo, debe observarse que el elemento con el mayor número de clientes presenta un comportamiento intermedio en las horas nocturnas y los valores más bajos durante las horas del día, evidenciando por tanto la ausencia de una relación directa entre el número de usuarios y la flexibilidad potencial. Con respecto a las fases adyacentes para el caso de una misma cabecera de línea de BT, (e) y (f) también presentan índices de flexibilidad a bajar más altos, mayores aún para el caso de la fase del elemento con más usuarios finales, además de evidenciar un desequilibrio entre las fases que no debe ser ignorado.

Todo esto no viene sino a evidenciar la necesidad de usar modelos basados en datos para obtener una predicción de flexibilidad fiable y precisa, y de seleccionar convenientemente los índices que se han de emplear para realizar las correspondientes evaluaciones y análisis, dada la alta heterogeneidad en la red, mayor si cabe más en el caso de altas tasas de penetración de DER, para hacer frente adecuadamente a los requisitos de operación flexible de las redes de MT y BT.

5.4. Conclusiones

Caracterizar y cuantificar con precisión la flexibilidad es importante para hacer posible un papel activo de los gestores de las redes de distribución en la operación de MT y BT, pero es aún más importante predecir la flexibilidad a corto plazo. La metodología aquí desarrollada es agnóstica del modelo eléctrico empleado, se encuentra basada en datos y presenta una precisión en sus predicciones de índices de flexibilidad superior al 95,9 % para el caso de estudio de Smartcity Málaga Living Lab.

Esta metodología es escalable y replicable para cualquier red de distribución, ya que los índices definidos prestan especial atención a sus restricciones más características, como son la congestión o los desequilibrios entre fases, además de reflejar la flexibilidad en el comportamiento de la red ante escenarios de alta penetración de DER, que no vienen sino a sumar incertidumbre y variabilidad. Además, esta metodología es totalmente compatible con otras fuentes de datos, como son las herramientas específicas de predicción de demanda o los algoritmos de estimación de estado, por citar algunos ejemplos relevantes en el ámbito de las redes inteligentes.

En nuestro estudio de caso, los índices individuales determinan un nivel de flexibilidad un 4 % menor, en promedio, que los índices trifásicos, que por tanto no obvian la influencia tanto positiva como negativa de las fases adyacentes al desequilibrio resultante en los elementos de la red. Del mismo modo, la flexibilidad general en la red de MT y BT determinada mediante la agregación de índices aplicados a todos los elementos, sin distinción, no difiere más de un 8 % que para la determinada por agregación de los índices aplicados a cabeceras de línea de BT. Sin embargo, la flexibilidad general determinada únicamente considerando la agregación de los índices aplicados a transformadores es un 41 % menor como promedio. Por lo tanto, seleccionar el conjunto apropiado de índices de flexibilidad es una cuestión fundamental para cada escenario, ámbito geográfico o activo de la red de interés. Además, estos índices de flexibilidad proporcionan información útil para cualquier parte interesada en sus tomas de decisiones, ya que la flexibilidad está claramente desacoplada del número de clientes, de los niveles de demanda y del comportamiento de los DER sea cual sea el ámbito físico de estudio o el periodo del año. Por todo ello, esta metodología puede también resultar de utilidad para los modelos futuros que desarrollen los denominados mercados locales de la energía.

Capítulo 6. Conclusiones y líneas futuras de investigación

6.1. Conclusiones finales y principales contribuciones

En esta tesis doctoral se han propuesto requerimientos funcionales y herramientas dirigidos todos ellos al aprovechamiento de los datos disponibles como resultado de la implantación de diferentes soluciones tecnológicas de red inteligente. La digitalización de las redes de MT y BT y su materialización en su operación flexible serán tanto más efectivas, además de eficientes, cuanto más información útil pueda generarse a partir de los datos, tanto *a posteriori* como *a priori*. En suma, se persigue dotar de nuevos medios para la toma de decisiones a los gestores de las redes de distribución, ante todo, pero al mismo tiempo brinda nuevas oportunidades para el resto de partes interesadas. Todo esto, en definitiva, constituye la razón de ser fundamental de este trabajo.

Concretamente, en primer lugar, se ha abordado el reto que supone para las redes de distribución la proliferación cada vez más patente de DER, es decir, de sistemas de generación distribuida y de almacenamiento de energía, de infraestructuras de recarga de vehículo eléctrico, e incluso de sistemas que permiten la gestión activa de la demanda. En este sentido, se ha llevado a cabo una profunda revisión del estado de la cuestión de los SMI tanto en lo que a aspectos técnicos como regulatorios se refiere. Este estudio se ha desarrollado atendiendo a todo lo referente al ámbito nacional español y a las directivas europeas de aplicación, además de extenderse a otros países que han sido referentes a escala mundial en la implantación de dichos sistemas.

Fruto de esta revisión, se presenta una serie de contribuciones que persiguen, por encima de todo, convertir a las redes de distribución en infraestructuras activas,

entendiendo por esto el ser capaces de integrar y gestionar eficientemente los DER. Al mismo tiempo, estas capacidades son el medio para dar respuesta a las necesidades derivadas de los cada vez más complejos productos y servicios energéticos que progresivamente demanda el usuario final.

La primera de las contribuciones consiste en considerar todo punto de suministro como una frontera bidireccional, de un modo diametralmente opuesto a la consideración clásica de que el usuario final de la red es típicamente un consumidor de energía, e incluso rompiendo con la dicotomía del punto de conexión a la red definido bien para consumir, bien para generar. Hay que destacar que esta contribución se está viendo reflejada en las normativas y reglamentaciones de aplicación que se están desarrollando en la actualidad.

La segunda de las contribuciones es una recomendación sobre la utilización de protocolos de acceso libre y de uso común para establecer comunicación entre el contador inteligente y los sistemas de recarga de vehículo eléctrico de las instalaciones conectadas aguas abajo de él. Principalmente, esto persigue ejecutar funciones de monitorización y control mediante el contador inteligente, aprovechando las capacidades técnicas de los dispositivos de recarga. El contador inteligente, de este modo, se convierte en un facilitador que hace posible la gestión activa de estos elementos tan relevantes para la flexibilidad del sistema eléctrico de distribución. Por un lado, esto daría acceso al usuario final a oportunidades propias del mercado libre y competitivo de la energía, de la mano de gestores energéticos o agregadores, por ejemplo. Por otro lado, estas funcionalidades no tendrían que quedar exclusivamente limitadas a operaciones relativas a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico de distribución.

La tercera de las contribuciones está estrechamente relacionada con la anterior, y en ella se propone igualmente el uso de protocolos de acceso libre y uso común, pero en este caso dirigidos a la gestión activa de la demanda. El objeto de esta contribución no es otro que aprovechar las capacidades de control, cada vez más frecuentes, de los dispositivos del usuario final. Esto permitiría, por lo tanto, gestionar el consumo, pero hacerlo de una manera global que comprenda, al mismo tiempo, a aquellos dispositivos capaces de generar o almacenar energía, como es precisamente el coche eléctrico. Nuevamente, el enfoque es integral y centrado en el beneficio del sistema de distribución en su conjunto. De este modo, el contador inteligente en particular, y los SMI en general, son medios que habilitan el desarrollo de operaciones reguladas para la seguridad técnica del sistema, pero que sirven al mismo tiempo para facilitar el desarrollo de modelos comerciales de gestión de la energía.

Para finalizar esta primera serie de contribuciones, se señala aquí también la necesidad de establecer los mecanismos necesarios para una correcta coordinación entre las operaciones de naturaleza regulada y las de naturaleza comercial en el ámbito del usuario final. Esta contribución busca incidir, por un lado, en la transparencia y el respeto a las necesidades y preferencias del usuario final, como aspectos esenciales que deben regir cualquier modelo de gestión que le implique. Y, por otro lado, en la no interferencia entre procesos que pudieran ser llevados a cabo por cualquiera de las partes interesadas.

En segundo lugar, esta tesis doctoral recoge la oportunidad que supone disponer de diferentes medios para la supervisión avanzada de las redes de MT y BT. En particular, se ha presentado un método para poder optimizar el límite de congestión que debe considerarse en los activos de la red de distribución. Es decir, esta metodología permite evitar alcanzar el límite crítico en donde se experimenta, *de facto*, la situación de congestión de un elemento de red y por tanto se tiene una mayor probabilidad de fallo o incidencia. El umbral que esta herramienta establece, denominado *límite óptimo de congestión*, es una contribución que ayuda a los gestores de las redes de distribución en la toma de decisiones, ya sea con antelación, para la correcta planificación de la red, o en el mismo momento en que tiene lugar la operación del sistema eléctrico directamente.

Conocer límites técnicos previos al fallo, en definitiva, no solo permite evitar daños materiales a los elementos de la red o situaciones de interrupción del suministro y desatención a los usuarios finales. Estos límites óptimos aquí propuestos son una contribución que constituye un criterio para la operación flexible de la red, de modo que pueden iniciarse en base a ellos toda una serie de señales de solicitud y provisión de servicios de flexibilidad entre cualquiera de las partes interesadas, comenzando por el propio gestor de la red de distribución.

La metodología que se propone se basa en el análisis de la curva monótona de carga del elemento de la red de distribución en cuestión. Es decir, esta herramienta tiene en consideración el comportamiento de este a lo largo de todo un periodo de estudio. Por lo tanto, se contribuye con una solución alternativa al establecimiento de límites fijos según indicaciones de los fabricantes o la normativa de aplicación que, si bien siempre deben tenerse en cuenta, en numerosas ocasiones pueden resultar demasiado conservadores o poco precisos. Esto redundará en un desaprovechamiento de la capacidad real de la infraestructura eléctrica debido a sus fuertes implicaciones con la tendencia al sobredimensionamiento.

De igual modo, cabe destacar que el empleo de un algoritmo de búsqueda para resolver este problema de optimización contribuye con una solución que requiere menos recursos informáticos que otros métodos de resolución matemáticos. Además de esto, la herramienta desarrollada aporta una solución que particulariza para cada elemento y, más aún, para cada una de las diferentes fases que componen un mismo activo de la red.

En tercer lugar, y no por ello menos importante, en esta tesis doctoral se desarrolla una metodología para determinar la flexibilidad en el sistema de distribución. Esta herramienta se basa en una caracterización novedosa y más precisa que las empleadas hasta ahora, y se sirve de un algoritmo de predicción de dicha flexibilidad.

En particular, las contribuciones comienzan con una determinación de la flexibilidad en base a datos, es decir, considerando tanto las características físicas como las capacidades constructivas de los activos considerados, y comprendiendo evidencias del comportamiento pasado y futuro de los activos de la red. Para ello, en esta tesis doctoral se contribuye con una definición de nuevos índices de flexibilidad y con evolución de algunos índices previamente existentes.

Asimismo, se tiene en cuenta nuevamente el comportamiento entre fases de un mismo activo, para así poder tener en consideración la influencia de unas fases sobre otras. Esto se debe a las importantes implicaciones que el desequilibrio entre ellas tiene en la operación de las redes de MT y BT, y más aún en el caso de la proliferación de DER, que son aspectos todos ellos hasta ahora no tratados suficientemente en la bibliografía científica.

La herramienta aquí propuesta hace posible la predicción de flexibilidad mediante un algoritmo de predicción multipunto que permite obtener una determinación a muy corto plazo, a 15 minutos vista, acompañada de una segunda predicción a corto plazo, a 1 hora vista. Además, esta predicción multipunto resulta en un menor consumo de recursos para su procesamiento que otros algoritmos alternativos ampliamente extendidos, y aporta además unos mejores niveles de precisión y de error.

6.2. Trabajos futuros

Las líneas de trabajo desarrolladas en esta tesis doctoral pueden tener continuidad a futuro en los siguientes campos. En primer lugar, con el estudio de la relación que guarda la tensión en la red y los fenómenos de congestión. Esto es, la determinación de los límites óptimos de congestión o de la flexibilidad esperada en la red puede verse enriquecida si, además de los datos de intensidad de corriente en el elemento en

cuestión, se analiza el cumplimiento de los niveles de tensión, dado que las variaciones en cualquiera de estas magnitudes pueden afectar a la otra.

En segundo lugar, y en estrecha relación con la línea anterior, pueden desarrollarse aplicaciones encaminadas tanto a la gestión de la congestión como al control de la tensión mediante la participación activa de la demanda. Estas aplicaciones deben aportar el mismo enfoque que rige esta tesis doctoral, esto es, ante todo, basado en datos, además de granular, descentralizado y atendiendo a desequilibrios entre fases, e igualmente extrapolable a la operación flexible de grandes ámbitos de las redes.

En tercer lugar, puede trabajarse en la complementariedad de metodologías basadas en datos —como las aquí propuestas— con otros métodos más tradicionalmente extendidos. Ejemplos de estos últimos son el reparto óptimo de cargas —con una fuerte base topológica— o los estimadores de estado —con un enfoque estocástico añadido—. Esto, en cualquier caso, podría requerir de la evolución de las metodologías aquí presentadas para que sus ejecuciones se realizaran de manera continua, en línea. De esta forma se podrían obtener resultados en tiempo real tanto para propósitos de análisis como de predicción.

Por último, la líneas de trabajo de esta tesis doctoral pueden contribuir al avance del desarrollo normativo, tanto a escala nacional como europea, para materializar la integración de los servicios de flexibilidad en los actuales mercados eléctricos. Esto será resultado de una necesaria evolución, tanto técnica como económica, y desde los grandes mercados de balance hasta los pequeños mercados locales de electricidad, en la forma de operar las redes y en el modo de relacionarse todas las partes interesadas que en ellas participan.

Índice de figuras

Figura 1.1. Ejemplo de distribución de clientes monofásicos y trifásicos en las líneas de BT de dos centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab.	13
Figura 1.2. Curvas monótonas de carga anuales de transformadores pertenecientes a cuatro centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab.	14
Figura 1.3. Máximas intensidades de corriente medidas en las cabeceras de línea de BT y curvas monótonas de carga de las tres fases de una de ellas para un centro de distribución de Smartcity Málaga Living Lab a lo largo de un año.	14
Figura 2.1. Trazado de las líneas de MT de Smartcity Málaga Living Lab.	23
Figura 2.2. Curvas medias diarias de carga en invierno y en verano en las líneas de MT de Smartcity Málaga Living Lab.	25
Figura 2.3. Mapa de medidas obtenido a partir de la sensorización de corriente y de tensión instalada en los centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab.	28
Figura 2.4. Cuadro de baja tensión inteligente.	29
Figura 2.5. Mapa completo de medidas disponible en Smartcity Málaga Living Lab.	30
Figura 2.6. Detalle de los anillos de MT que constituyen la zona de pruebas de los proyectos MONICA y PASTORA, dentro del ámbito de Smartcity Málaga Living Lab.	32
Figura 2.7. Sensorización de corriente y de tensión instalada en los centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab.	37
Figura 2.8. Medidas de tensión de línea en el lado de MT y de fase de BT del centro de distribución A durante un periodo de 6 horas.	38

Figura 2.9. Detalle de un cuadro de BT inteligente, con captadores de medidas cableados con una unidad remota de concentración de datos.	38
Figura 2.10. Diagrama de velas de los valores de tensión medidos en las fases de tres cabeceras de línea de BT de un centro de distribución durante un año.	39
Figura 2.11. Medidas de potencia activa y reactiva en el lado de MT y en lado de BT del transformador de un centro de distribución a lo largo de siete días consecutivos.	40
Figura 2.12. Ubicación geográfica de los centros de distribución de Smartcity Málaga Living Lab cuyas medidas forman parte del conjunto de datos de prueba.	41
Figura 2.13. Sensorización de centros de distribución y ejemplo de DER monitorizados por medio de contadores inteligentes y de <i>intelligent electronic devices</i> .	42
Figura 2.14. Doble rotura de fusible experimentada en una cabecera de línea de BT de un centro de distribución a lo largo de un día.	43
Figura 2.15. Intensidad de corriente en las fases y el neutro de una cabecera de línea de BT de un centro de distribución a lo largo de un día.	44
Figura 2.16. Medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para una fase del lado de BT del transformador de un centro de distribución.	45
Figura 2.17. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba en invierno y en verano de las tres fases del lado de BT del transformador de un centro de distribución.	46
Figura 2.18. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para las tres fases del lado de BT del transformador de un centro de distribución.	46
Figura 2.19. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para una misma fase tanto en el lado de BT del transformador como en cada una de las líneas de BT de un centro de distribución.	47
Figura 2.20. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para una misma fase en cada una de las cabeceras de línea de BT de un centro de distribución.	48
Figura 2.21. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba para las tres fases de una misma cabecera de línea de BT de un centro de distribución.	48

Figura 2.22. Ejemplo de medidas de intensidad de corriente comprendidas dentro del conjunto de datos de prueba, a lo largo de un día laborable de invierno, para las tres fases de una misma cabecera de línea de BT de un centro de distribución.	49
Figura 2.23. Porcentaje de la demanda diaria de energía, en cada hora a lo largo de un año, debida a la recarga convencional de vehículos eléctricos.	50
Figura 2.24. Perfiles de producción solar fotovoltaica de una instalación tipo de Smartcity Málaga Living Lab a lo largo de una semana.	51
Figura 3.1. Ejemplo de potencia activa consumida por un usuario medio.	54
Figura 3.2. Esquema tradicional de modelos de agregación de demanda.	56
Figura 3.3. Evolución del parque móvil de vehículos eléctricos en España.	58
Figura 3.4. Arquitectura de detalle de un modelo de participación activa de los usuarios finales basado en SMI.	61
Figura 3.5. Detalle de posibles interrelaciones de SMI y de operadores del mercado con el usuario final y sus recursos energéticos.	63
Figura 4.1. Etapas de la metodología de determinación del límite óptimo de congestión.	67
Figura 4.2. Representación de las puntuaciones asignadas al ángulo de inclinación de acuerdo con el ángulo favorable y la banda de tolerancia.	73
Figura 4.3. Representación de valores característicos de congestión, porcentaje de escenarios de tiempo e inclinación de una partícula genérica.	75
Figura 4.4. Flujo de proceso general de la metodología.	77
Figura 4.5. Valores máximos de congestión en relación con la potencia contratada en los elementos del conjunto de datos de prueba.	79
Figura 4.6. Valores máximos de congestión en relación con el número de clientes y con el porcentaje de clientes residenciales en los elementos del conjunto de datos de prueba.	80
Figura 4.7. Número de clientes en relación con el número de puntos de suministro y con la potencia contratada en los elementos del conjunto de datos de prueba.	81
Figura 4.8. Evolución en los valores obtenidos por la mejor partícula en cada iteración, para el caso 1 aplicado al centroide del grupo 1, en las subfunciones objetivo centradas en valores característicos de congestión, de porcentaje de escenarios de tiempo y de ángulo de inclinación.	84
Figura 4.9. Límites óptimos de congestión para el centroide del grupo 2, considerando un ángulo favorable de inclinación de 75°, 70° y 65° en todos los casos considerados.	85

Figura 4.10. Valor máximo de congestión medido y límite óptimo de congestión en los elementos más críticos del conjunto de datos de prueba.	86
Figura 4.11. Límite óptimo de congestión y número de escenarios de tiempo en un conjunto de elementos del caso de estudio.	88
Figura 4.12. Límite óptimo de congestión y número de días de ocurrencia en un conjunto de elementos del caso de estudio.	88
Figura 5.1. Etapas de la metodología de predicción de índices de flexibilidad.	94
Figura 5.2. Ejemplo de curvas superior e inferior de demanda flexible en un elemento de la red de distribución con alta penetración de DER.	98
Figura 5.3. Ejemplo de valores de índices de flexibilidad a lo largo de un día para un elemento de la red de distribución.	100
Figura 5.4. Ejemplo de curvas diarias de un índice de flexibilidad, agrupadas mediante la técnica <i>Time Series K means</i> .	104
Figura 5.5. Perfil de generación solar fotovoltaica en los días más frío y más cálido del año, y porcentaje del parque de vehículos eléctricos en proceso de recarga, cada hora de un día promedio, en el ámbito industrial y residencial según datos reales del Proyecto ZEM2ALL.	109
Figura 5.6. Valores de un índice de flexibilidad en el día más frío y más caluroso del año para un elemento de la red de distribución en los diferentes escenarios considerados.	110
Figura 5.7. Peso del consumo y de DER en la intensidad de corriente experimentada en los centroides principales, considerando el escenario 3, durante un periodo de un año.	112
Figura 5.8. Valores de los índices de flexibilidad real y predicha con 15 minutos y 1 hora de antelación, durante un periodo de un día, en diversos elementos de la red de distribución.	115
Figura 5.9. Valores reales de un índice de flexibilidad y de sus predicciones con 15 minutos y 1 hora de antelación para un elemento de la red de distribución, a lo largo de un periodo de un día, por medio de técnicas de predicción SVM, LSTM y RFR.	118
Figura 5.10. Serie de predicciones de un índice de flexibilidad y curvas diarias características agrupadas por <i>Time Series K-means</i> de su centroide correspondiente.	120
Figura 5.11. Valores de índices de flexibilidad predichos en el mes más frío y más cálido del año, agregados para las cabeceras de línea de BT, para transformadores y a cualquier tipo de elemento indistintamente.	121
Figura 5.12. Valores de índices de flexibilidad para un periodo de un día en diferentes elementos de la red de distribución.	123

Índice de tablas

Tabla 2.1. Características principales de las líneas de MT de Smartcity Málaga Living Lab.	24
Tabla 2.2. Características promediadas de las líneas de MT de Smartcity Málaga Living Lab.	24
Tabla 2.3. Detalle de los elementos de la red de distribución de Smartcity Málaga Living Lab que conforman el conjunto de datos de prueba.	41
Tabla 4.1. Valores característicos de cada elemento del conjunto de datos para la determinación de límites óptimos de congestión.	70
Tabla 4.2. Composición de los grupos.	78
Tabla 4.3. Número de puntos considerados en la ejecución del algoritmo MOPSO.	82
Tabla 4.4. Poblaciones consideradas en la ejecución del algoritmo MOPSO.	83
Tabla 4.5. Límites óptimos de congestión obtenidos para los centroides de los grupos.	83
Tabla 4.6. Factores <i>threshold ratio</i> calculados para los centroides de los grupos.	86
Tabla 4.7. Factores <i>threshold ratio</i> y escenarios de tiempo característicos de los centroides de los grupos.	87
Tabla 5.1. Valores característicos de cada elemento del conjunto de datos para la predicción de índices de flexibilidad.	102
Tabla 5.2. Características de los DER considerados en cada escenario del caso de estudio.	108
Tabla 5.3. Composición de los grupos en el escenario 3.	111
Tabla 5.4. RMSE y MAE obtenidos en predicción RFR multipunto o en doble predicción RFR de punto único para un centroide del caso de estudio.	113

Tabla 5.5. Puntuaciones del entrenamiento mediante triple validación cruzada obtenidas para los centroides de los grupos más poblados.	114
Tabla 5.6. Puntuaciones del entrenamiento y RMSE y MAE medios obtenidos en la predicción de índices de flexibilidad para cuatro elementos a lo largo de un periodo de un día.	116
Tabla 5.7. Puntuación del entrenamiento y RMSE y MAE medios obtenidos en la predicción de un índice de flexibilidad por medio de técnicas SVM, LSTM y RFR multipunto a lo largo de un periodo de un día.	117
Tabla 5.8. Puntuación del entrenamiento y RMSE y MAE medios obtenidos en la predicción de un índice de flexibilidad con un conjunto de datos de prueba reducido.	119

Glosario

agregador. Agente responsable de la gestión de la demanda y/o la generación de varios usuarios finales para provisión de servicios, como por ejemplo, la compra y venta de servicios relacionados con la flexibilidad a través de mercados locales o con la eficiencia energética, y permiten, fundamentalmente, la participación activa de pequeños recursos energéticos distribuidos en la operación flexible de la red.

cabecera de línea de baja tensión. Punto del centro de distribución del que parten los conductores que distribuyen la energía eléctrica hasta los usuarios finales. En dicho punto suelen encontrarse fusibles de protección para cada fase, de calibre acorde a la potencia nominal del conductor, y, en ciertos ámbitos, sensores de medida de intensidad de corriente y de tensión.

congestión. Fenómeno que experimenta un elemento de la red al circular por él una intensidad de corriente igual o superior al valor nominal de diseño. Dicho de otro modo, es la situación que se experimenta cuando la saturación, esto es, la relación entre ambas corrientes, alcanza el 100%. También es conocida como sobrecarga.

contador inteligente o *smart meter*. Dispositivo que mide y registra las lecturas reales del consumo y generación de electricidad de un usuario final en cualquier franja horaria y de forma automática, y la transmite con ayuda de un sistema de telecomunicación. También permite realizar gestiones como altas, bajas o modificaciones de aspectos contractuales, así como detección de eventos relacionados con la calidad y la continuidad del suministro eléctrico [38-40].

curva monótona de carga. Representación del consumo o generación de energía en términos de intensidad de corriente o de potencia, a lo largo de un determinado periodo de tiempo, con sus valores ordenados de mayor a menor.

escenario característico de operación. Grado de flexibilidad que experimenta un elemento de la red de distribución y que se determina por medio de la evaluación de una serie de valores de índices de flexibilidad predichos a lo largo de un periodo de tiempo determinado.

flexibilidad. Capacidad de los sistemas eléctricos, en general, y de los elementos que los forman, en particular, para hacer frente a los cambios [23]. Se considera en esta tesis doctoral este concepto en su sentido más amplio, no solo atendiendo a los medios propios del gestor de la red o del sistema eléctrico, sino también a la participación activa de los usuarios finales.

funcionalidades básicas de un *smart meter*. Capacidades mínimas comunes a todos los equipos de medida, ya sea desde el punto de vista estrictamente metrológico—por ejemplo, aquellas definidas por una determinada clase de precisión—, operativo—por ejemplo, posibilidad de establecer comunicación con elementos aguas arriba o abajo de él—, o de cualquier otra naturaleza.

gestor de la red de distribución. Entidad responsable de la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectadas a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las condiciones de calidad adecuadas con el fin último de suministrarla a los usuarios finales [197]. Es equivalente al término *Distribution system operator*.

índice de flexibilidad. Cuantificación numérica de una característica relevante en la operación flexible del sistema, atendiendo a factores clave como la demanda neta experimentada en el elemento de la red en cuestión, la influencia de elementos adyacentes o el potencial de los recursos energéticos distribuidos que se encuentran conectados a él.

lado de baja tensión del transformador. Punto del centro de distribución que se encuentra inmediatamente aguas abajo de las bornas del secundario del transformador de potencia y que constituye su interconexión con el cuadro de baja tensión. En dicho punto, en ciertos ámbitos, suelen encontrarse sensores de medida de intensidad de corriente.

límite óptimo de congestión u *optimal congestion threshold*. Umbral de intensidad de corriente a partir del cual se considera que un elemento de la red se encuentra en riesgo potencial de congestión. Se corresponde con un determinado porcentaje de la corriente máxima admisible indicada por el fabricante en cuestión o por las normas o reglamentos de aplicación.

mercado local. Conjunto de mecanismos de oferta y demanda de servicios de flexibilidad dirigidos a contribuir a la respuesta de la red frente a los cambios. Dicho servicios pueden ser provistos por recursos energéticos tales como la generación distribuida, la respuesta a la demanda o el almacenamiento de energía, tanto de manera individual como agregada, y constituyen una alternativa a la expansión de la red, al mismo tiempo que complementan los medios propios de los gestores de las redes, como transformadores con OLTC o equipos D-FACTS.

sistema de medida inteligente. Sistema electrónico capaz de medir el consumo de energía, que proporciona más información que un contador convencional, y de transmitir y recibir datos utilizando una forma de comunicación electrónica [33]. Comprende, por tanto, a los contadores inteligentes que equipan a los usuarios finales, a los concentradores de medidas que suelen ubicarse en los centros de distribución, a todas las redes de telecomunicaciones necesarias y a los sistemas de información responsables del procesamiento de datos y de su puesta a disposición de cualquier parte interesada.

Bibliografía

- [1] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "Climate change", 2021. [En línea] Disponible: <https://www.iea.org/topics/climate-change>. [Consultado: enero 2021].
- [2] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "World energy outlook 2019", París (Francia), 2019.
- [3] Organización Meteorológica Mundial (*World Meteorological Organization*, WMO), "United in science 2020. A multi-organization high-level compilation of the latest climate science information", Organización de las Naciones Unidas, Nueva York (Estados Unidos), 2020.
- [4] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "Global EV outlook 2020", París (Francia), 2020.
- [5] Gobierno de España, *Estrategia de almacenamiento energético*. Madrid (España): Secretaría de Estado de Energía, 2021. [En línea] Disponible: https://energia.gob.es/_layouts/15/HttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx?k=17843. [Consultado: febrero 2021].
- [6] Ernst & Young, "Decarbonization, digitization and decentralization are accelerating the countdown to a new energy world faster than expected", 2019. [En línea] Disponible: <https://www.ey.com/en-gl/news/2019/07/decarbonization-digitization-and-decentralization-are-accelerating-the-countdown-to-a-new-energy-world-faster-than-expected>. [Consultado: enero 2021].

- [7] A. N. M. M. Haque, P. H. Nguyen, T. H. Vo y F. W. Blik, "Agent-based unified approach for thermal and voltage constraint management in LV distribution network", *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 462-473, 2017.
- [8] S. You y H. Segerberg, "Integration of 100% micro-distributed energy resources in the low voltage distribution network: A Danish case study", *Applied Thermal Engineering*, vol. 71, pp. 797-808, 2014.
- [9] K.H. Chua *et ál.*, "Mitigation of voltage unbalance in low voltage distribution network with high level of photovoltaic system", *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 495-501, 2011.
- [10] S. Kadam, B. Bletterie y W. Gawlik, "A Large Scale Grid Data Analysis Platform for DSOs", *Energies*, vol. 10, p. 1099, 2017.
- [11] S. Lalwani, S. Singhal, R. Kumar y N. Gupta, "A comprehensive survey: Applications of multi-objective particle swarm optimization (MOPSO) algorithm", *Transactions on Combinatorics*, vol. 2, no. 1, pp. 39-101, 2013.
- [12] S. Lu *et ál.*, "Real-time low voltage network monitoring-ict architecture and field test experience", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 2002-2012, 2015.
- [13] R. Li, C. Gu, F. Li, G. Shaddick y M. Dale, "Development of low voltage network templates-Part I: substation clustering and classification", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, pp. 3036-3044, 2015.
- [14] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "System integration of renewables", 2019. [En línea] Disponible: <https://www.iea.org/topics/system-integration-of-renewables>. [Consultado: diciembre 2019].
- [15] Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER), "CEER Paper on DSO procedures of procurement of flexibility", Bruselas (Bélgica), Ref: C19-DS-55-05, 2020.
- [16] Smart Energy Europe (SmartEn), "SmartEn position paper: design principles for (local) markets for electricity system services", Bruselas (Bélgica), 2019.

- [17] J. Le Baut, G. Leclercq, G. Viganò y M. Z. Degefa, "Characterization of flexibility resources and distribution networks", Austrian Institute of Technology (AIT), Viena (Austria), SmartNet Project Deliverable D1.2, 2017.
- [18] European Commission, "2050 long-term strategy", 2019. [En línea] Disponible: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en. [Consultado: diciembre 2019].
- [19] I. Colak *et ál.*, "A survey on the contributions of power electronics to smart grid systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 562-579, 2015.
- [20] E. Reihani *et ál.*, "Load peak shaving and power smoothing of a distribution grid with high renewable energy penetration", *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 1372-1379, 2016.
- [21] M. L. Tuballa y M. L. Abundo, "A review of the development of smart grid technologies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 710-725, 2016.
- [22] D. Fischer y H. Madani, "On heat pumps in smart grids: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 342-357, 2017.
- [23] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "International Smart Grids Action Network (ISGAN). Flexibility in future power systems", 2021. [En línea] Disponible: <https://www.iea-isgan.org/flexibility-in-future-power-systems/>. [Consultado: febrero 2021].
- [24] Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad. Unión Europea, 2017.
- [25] 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 y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. Unión Europea, 2019.
- [26] Red Eléctrica de España (REE), "Procedimientos de operación", 2021. [En línea] Disponible: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientosdeoperacion>. [Consultado: enero 2021].

- [27] Operador del Mercado Ibérico de Energía — Polo Español (OMIE), "Modelo de funcionamiento de los mercados locales de electricidad. Proyecto IREMEL (Integración de Recursos Energéticos a través de Mercados Locales de electricidad)", Madrid (España), versión 2.0, 2019.
- [28] A. Navarro-Espinosa y P. Mancarella, "Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks", *Applied Energy*, vol. 127, pp. 249-256, 2014.
- [29] A. Gomez-Exposito *et ál.*, "City-friendly smart network technologies and infrastructures: the Spanish experience", *Proceedings of the IEEE 2018*, vol. 106, no. 4, pp. 626-660. 2018.
- [30] Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. Unión Europea, 2009.
- [31] Comunicación (2010) 639 de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, sobre "Energía 2020: estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura". Unión Europea, 2010.
- [32] Comunicación (2011) 202 de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, sobre "Redes inteligentes: de la innovación a la implantación". Unión Europea, 2011.
- [33] Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. Unión Europea, 2012.
- [34] Recomendación 2012/148/UE de la Comisión, de 9 de marzo de 2012, relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente. Unión Europea, 2012.
- [35] V. Giordano, I. Onyeji, G. Fulli, M. Sánchez y C. Filiou, "Guidelines for cost benefit analysis of smart metering deployment", European Commission, Joint Research Center, Institut for Energy And Transport, Report EUR 25103 EN, Petten (Países Bajos), 2012.

- [36] V. Giordano, I. Onyeji, G. Fulli, M. Sánchez y C. Filiou, "Guidelines for conducting a cost benefit analysis of smart grids projects", European Commission, Joint Research Center, Institut for Energy And Transport, Report EUR 25246 EN, Petten (Países Bajos), 2012.
- [37] Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER), "About the European energy regulators", 2015. [En línea] Disponible: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT. [Consultado: enero 2021].
- [38] Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*. España, 2007.
- [39] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*. España, 2019.
- [40] Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases A, B y C y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica. *Boletín Oficial del Estado*. España, 2007.
- [41] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), "Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad", Madrid (España), IS/DE/033/18, 2019.
- [42] Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores. *Boletín Oficial del Estado*. España, 2012.
- [43] Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER), "Status review of regulatory aspects of smart metering including an assessment of roll out as of 1 January 2013", Bruselas (Bélgica), Ref: C13-RMF-54-05, 2013.
- [44] Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER), "Status review on european regulatory approaches enabling smart grids solutions", Bruselas (Bélgica), Ref: C13-EQS-57-04, 2014.

- [45] Électricité Réseau Distribution France (ERDF), "Linky, le compteur communicant", 2015. [En línea] Disponible: <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/l-acheminement-de-l-electricite/linkylecompteur-communicant>. [Consultado: mayo 2019].
- [46] Gobierno de Reino Unido, *2010 to 2015 government policy: household energy*. Londres (Reino Unido): The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), 2015. [En línea] Disponible: <https://www.gov.uk/government-policies/helping-households-to-cut-their-energy-bills/supporting-pages/smart-meters>. [Consultado: febrero 2021]
- [47] K. Ehrhardt-Martinez, K. A. Donnelly y J. A. S. Laitner, "Advanced metering initiatives and residential feedback programs: a meta-review for household electricity-saving opportunities", American Council for an Energy-Efficient Economy, Washington, 2010.
- [48] Departamento de Energía de Estados Unidos, *American Recovery and Reinvestment Act of 2009. Smart Grid Investment Grant Program: Progress Report II*, Washington (Estados Unidos), 2013.
- [49] A. Cooper y L. Wood, "Summary of Customer-Funded Electric Efficiency Savings, Expenditures, and Budgets", The Edison Foundation Institute for Electric Innovation, Washington (Estados Unidos), 2013.
- [50] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Agência Nacional de Energia Elétrica opens hearing to set a new standard for power meter", ANEEL, 2010, [En línea] Disponible: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/dsp_detalleNoticia.cfm?idNoticia=3572&idAreaNoticia=347. [Consultado: enero 2021].
- [51] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B", Resolução Normativa nº 502, de 7 de agosto de 2012.
- [52] A. Rodriguez-Calvo, R. Cossent y P. Frias, "Integration of PV and EVs in unbalanced residential LV networks and implications for the smart grid and advanced metering infrastructure deployment", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 91, pp. 121-134, 2017.
- [53] F. Quilumba *et al.*, "Using smart meter data to improve the accuracy of intraday load forecasting considering customer behavior similarities", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 2, pp. 911-918, 2015.

- [54] B. Stephen *et ál.*, "Online AMR domestic load profile characteristic change monitor to support ancillary demand services", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 888-895, 2014.
- [55] S. Haben, C. Singleton y P. Grindrod, "Analysis and clustering of residential customers energy behavioral demand using smart meter data", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 136-144, 2016.
- [56] F. Vallee *et ál.*, "Development of a probabilistic tool using Monte Carlo simulation and smart meters measurements for the long term analysis of low voltage distribution grids with photovoltaic generation", *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, vol. 53, pp. 468-477, 2013.
- [57] I. Ranaweera, O. Midtgard y M. Korpas, "Distributed control scheme for residential battery energy storage units coupled with PV systems", *Renewable Energy*, vol. 113, pp. 1099-1110, 2017.
- [58] B. Muruganantham *et ál.*, "Energy loss reduction and load balancing through network reconfiguration in practical LV distribution feeder using GAMS", en actas de 7th International Conference on Power Systems, 2017, pp. 509-513.
- [59] S. Jamali, A. Bahmanyar y E. Bompard, "Fault location method for distribution networks using smart meters", *Measurement*, vol. 102, pp. 150-157, 2017.
- [60] M. Erol-Kantarci y H. T. Mouftah, "Energy-efficient information and communication infrastructures in the smart grid: a survey on interactions and open issues", *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 179-197, 2015.
- [61] A. Abdrabou, "A wireless communication architecture for smart grid distribution networks", *IEEE Systems Journal*, vol. 10, no. 1, pp. 251-261, 2016.
- [62] H. Kojima, T. Tsuchiya y Y. Fujisaki, "The aggregation point placement problem for power distribution systems", *IEICE Transactions on Fundamentals of Electronics Communications and Computer Sciences*, vol. E101A, no. 7, pp. 1074-1082, 2018.
- [63] T. Strasser *et ál.*, "A Review of architectures and concepts for intelligence in future electric energy systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 4, pp. 2424-2438, 2015.

- [64] S. Heidari, M. Fotuhi-Firuzabad y S. Kazemi, "Power distribution network expansion planning considering distribution automation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 3, pp. 1261-1269, 2015.
- [65] M. Segovia *et ál.*, "Validation of algorithms to estimate distribution network characteristics using power-hardware-in-the-loop configuration", en *actas de IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems*, 2017, pp. 163-168.
- [66] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), "Circular 6/2019 de 5 de diciembre por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica", Madrid (España), Historial del expediente CIR/DE/009/19, 2019.
- [67] M. Håberg, H. Bood y G. Doorman, "Preventing internal congestion in an integrated European balancing activation optimization", *Energies*, vol. 12, no. 3, p. 490, 2019.
- [68] Y. Zhang, S. Wang y G. Ji, "A comprehensive survey on particle swarm optimization algorithm and its applications", *Mathematical Problems in Engineering*, art. 931256, 2015.
- [69] J. Hazra y A.K. Sinha, "Congestion Management using Multiobjective Particle Swarm Optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 1726-1734, 2007.
- [70] R. Caldon, M. Coppo y R. Turri, "Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators", *Electric Power Systems Research*, vol. 107, pp. 85-92, 2014.
- [71] T. L. Vandoorn, J. V. de Vyver, L. Gevaert, L. Degroote y L. Vandeveldel, "Congestion control algorithm in distribution feeders: integration in a distribution management system", *Energies*, vol. 8, pp. 6013-6032, 2015.
- [72] C. Cao, L. Wang y B. Chen, "Mitigation of the impact of high plug-in electric vehicle penetration on residential distribution grid using smart charging strategies", *Energies*, vol. 9, no. 12, pp. 1-19, 2016.
- [73] P. Siano y D. Sarno, "Assessing the benefits of residential demand response in a real time distribution energy market", *Applied Energy*, vol. 161, pp. 533-551, 2016.

- [74] I. Sherif, A. A. Shady, A. Almoataz y Z. Ahmed, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation", *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1002-1020, 2019.
- [75] J. Romero-Ruiz, J. Pérez-Ruiz, S. Martín, J. A. Aguado y S. de la Torre, "Probabilistic congestion management using EVs in a smart grid with intermittent renewable generation", *Electric Power Systems Research*, vol. 137, pp. 155-162, 2016.
- [76] A. Esmat, J. Usaola y M. A. Moreno, "Distribution-level flexibility market for congestion management", *Energies*, vol. 11, no. 5, p. 1056, 2018.
- [77] A. Abdel-Majeed y M. Braun, "Low voltage system state estimation using smart meters", en actas de 47th IEEE International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012, pp. 1-6.
- [78] W. Niederhuemer y R. Schwalbe, "Increasing PV hosting capacity in LV grids with a probabilistic planning approach", en actas de IEEE International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 2015, pp. 537-540.
- [79] M. Sathiskumar, A. N. Kumar, L. Lakshminarasimman y S. Thiruvankadam, "A self adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 42, pp. 91-97, 2012.
- [80] V. M. Velez, R. A. Hincapie y R.A. Gallego, "Low voltage distribution system planning using diversified demand curves", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 61, pp. 691-700, 2014.
- [81] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi y A. Piccolo, "Reactive power control for improving voltage profiles: A comparison between two decentralized approaches", *Electric Power Systems Research*, vol. 83, pp. 247-254, 2012.
- [82] A. L. Soyster y R. T. Eynon, "The conceptual basis of the electric utility sub-model of project independence evaluation system", en actas de Seminar of the United Nations Economics Commission for Europe, 1980, pp. 417-429.
- [83] A. Wu y B. Ni, *Line loss analysis and calculation of electric power systems*. Hoboken, NJ: Wiley, 2016.

- [84] Asociación Española de Normalización (AENOR), "Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución", Norma UNE-EN 50160:2011/A3:2020.
- [85] Red Eléctrica de España, "El sistema eléctrico español. Previsión de cierre 2020", Madrid (España), 2020.
- [86] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú (Osinergmin), "Monitoreo de sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA)", Magdalena del Mar (Perú), Informe técnico n°-DSE-STE-31-2018, 2018.
- [87] S. Tenbohlen *et ál.*, "Diagnostic measurements for power transformers", *Energies*, vol. 9, no. 5, p. 347, 2016.
- [88] K. Wang, S. Skiena y T. G. Robertazzi, "Phase balancing algorithms", *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [89] S. Carillo-Aparicio, J. R. Heredia-Larrubia y F. M. Perez-Hidalgo, "Smart City Málaga, a real-living lab and its adaptation to electric vehicles in cities", *Energy Policy*, vol. 62, pp. 774-779, 2013.
- [90] A. Barbato *et ál.*, "Lessons learnt from real-time monitoring of the low voltage distribution network", *Sustainable Energy Grids and Networks*, vol. 15, pp. 76-85, 2018.
- [91] M. Nijhuis, M. Gibescu y S. Cobben, "Gaussian mixture based probabilistic load flow for LV-network planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 2878-2886, 2017.
- [92] C. Long y L. F. Ochoa, "Voltage control of PV-rich LV networks: OLTC-fitted transformer and capacitor banks", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 4016-4025, 2016.
- [93] M. K. Tehrani, A. Fereidunian y H. Lesani, "Financial planning for the preventive maintenance of power distribution systems via fuzzy AHP", *Complexity*, vol. 21, pp. 36-46, 2016.
- [94] Y. V. Makarov, C. Loutan y J. Ma, "Operational impacts of wind generation on California power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 1039-1050, 2009.
- [95] L. F. Ochoa, C. J. Dent y G. P. Harrison, "Distribution network capacity assessment: variable DG and active networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 87-95, 2010.

- [96] C. Sun *et ál.*, "Multi-dimensional indexes for the sustainability evaluation of an active distribution network", *Energies*, vol. 12, no. 3, p. 369, 2019.
- [97] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. Hatziargyriou y S. El Khatib, "A review of power system flexibility with high penetration of renewables", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3140-3155, 2019.
- [98] M. Alcázar-Ortega, C. Calpe, T. Theisen y J. Rodríguez-García, "Certification prerequisites for activities related to the trading of demand response resources", *Energy*, vol. 12, no. 93, pp. 705-715, 2015.
- [99] M. Poncela, A. Purvins y S. Chondrogiannis, "Pan-European analysis on power system flexibility", *Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1765, 2018.
- [100] H. Jia *et ál.*, "Quantified analysis method for operational flexibility of active distribution networks with high penetration of distributed generators", *Applied Energy*, vol. 239, pp. 706-714, 2019.
- [101] A. Capasso *et ál.*, "Bulk indices for transmission grids flexibility assessment in electricity market: a real application", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 56, pp. 332-339, 2014.
- [102] L. Michi *et ál.*, "Transmission network expansion planning: towards enhanced renewable integration", en actas de AEIT International Annual Conference, 2018, pp. 1-5.
- [103] A. Safdarian, M. Z. Degefa, M. Lehtonen y M. Fotuhi-Firuzabad, "Distribution network reliability improvements in presence of demand response", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 8, no. 12, pp. 2027-2035, 2014.
- [104] Y. Yasuda *et ál.*, "Flexibility chart: evaluation on diversity of flexibility in various areas", en actas de 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 2013.
- [105] V. Klonari *et ál.*, "Probabilistic simulation framework for balanced and unbalanced low voltage networks", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 82, pp. 439-451, 2016.
- [106] L. F. Ochoa y G. P. Harrison, "Minimizing energy losses: optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 198-205, 2011.

- [107] I. Strnad y R. Prenc, "Optimal sizing of renewable sources and energy storage in low-carbon microgrid nodes", *Electrical Engineering*, vol. 100, pp. 1661-1674, 2018.
- [108] C. Joe-Wong, S. Sen, S. Ha y M. Chiang, "Optimized day-ahead pricing for smart grids with device-specific scheduling flexibility", *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 30, no. 6, pp. 1075-1085, 2012.
- [109] E. Shahryari, H. Shayeghi, B. Mohammadi-Ivatloo y M. Moradzadeh, "An improved incentive-based demand response program in day ahead and intra day electricity markets", *Energy*, vol. 7, no. 155, pp. 205-214, 2018.
- [110] H. A. Aalami, M. P. Moghaddam y G. R. Yousefi, "Modeling and prioritizing demand response programs in power markets", *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 4, pp. 426-435, 2010.
- [111] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), "Circular 3/2019 de 20 de noviembre por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación del sistema", Madrid (España), Historial del expediente CIR/DE/010/19, 2019.
- [112] Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. *Boletín Oficial del Estado*. España. 2020.
- [113] European Network of Living Labs (ENoLL), "What are living labs", 2021. [En línea] Disponible: <https://enoll.org/about-us/>. [Consultado: enero 2021].
- [114] Endesa, "Smartcity Málaga: un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro", 2014. [En línea] Disponible: http://www.endesa.com/es/saladeprensa/noticias/Documents/Smartcity%20Malaga_ESP.pdf. [Consultado: diciembre 2020].
- [115] IDC España, "Análisis de las ciudades inteligentes en España", Madrid (España), 2011.
- [116] S. Sánchez, "Endesa mantiene Málaga como laboratorio de tecnologías inteligentes", *Málaga hoy*, 13 de febrero, 2014. [En línea], Disponible: https://www.malagahoy.es/malaga/Endesa-Malaga-laboratorio-tecnologias-inteligentes_0_779922048.html. [Consultado: febrero 2021].

- [117] Endesa, "Living Lab de Smartcity Málaga: un laboratorio para crear la ciudad del futuro", 2018. [En línea] Disponible: <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/redes-inteligentes/living-lab-malaga-ciudad-futuro>. [Consultado: enero 2020].
- [118] Endesa, "La inversión de 1.200 millones para digitalizar Endesa desde 2016, clave para garantizar el suministro en esta crisis", 2020. [En línea] Disponible: <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/digitalizacion/la-inversion-de-1-200-millones-para-digitalizar-endesa-desde-clave-para-garantizar-el-suministro-en-esta-crisis>. [Consultado: enero 2021].
- [119] Enel, "La energía de la plataforma para la ciudad digital", 2019. [En línea] Disponible: <https://www.enel.com/es/nuestra-compania/historias/articulos/2019/10/digitalizacion-redes-enelfocuson-milan>. [Consultado: enero 2019].
- [120] Endesa, "El Smart City Málaga de Endesa recibe el primer certificado europeo de Living Lab concedido a una eléctrica", 2017. [En línea] Disponible: <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/redes-inteligentes/smart-city-malaga-certificado-living-lab>. [Consultado: enero 2021].
- [121] S. Carillo-Aparicio, "Objetivos y metodología para establecer una Smart Grid", Tesis Doctoral, Universidad de Málaga, Málaga (España), 2015.
- [122] R. Martínez, E. Fontecha, S. Carillo y J. Leiva, "Proyecto MONICA, sensorización de la red de distribución eléctrica", en actas de V Congreso Smart Grids, 2019, pp. 12-16.
- [123] A. Gómez-Expósito *et ál.*, "Herramientas avanzadas para monitorización y operación de redes MT/BT", en actas de IV Congreso Smart Grids, 2017, pp. 19-23.
- [124] Endesa, "PASTORA, inteligencia artificial en la red de distribución", 2019. [En línea] Disponible: <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/redes-inteligentes/pastora-inteligencia-artificial-red-distribucion>. [Consultado: enero 2021].
- [125] J. Cormenzana, S. Sebastián, R. Martínez, S. Carillo y J. Leiva, "New generation of LV switchgear and controlgear assembly", en actas de 25th CIRED International Conference on Electricity Distribution, 2019, p. 573.

- [126] Endesa, "Green eMotion, el proyecto europeo de movilidad eléctrica en el que participan Enel y Endesa, finaliza con éxito", 2015. [En línea] Disponible: <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/movilidad-electrica/green-emotion-el-proyecto-europeo-de-movilidad-elctrica-en-el-que-participan-enel-y-endesa-finaliza-con-xito>. [Consultado: enero 2021].
- [127] Ayuntamiento de Málaga, *Plan de Movilidad del Vehículo Eléctrico* (PMVE), Málaga (España), 2015.
- [128] Endesa, "ZEM2ALL viaja 4,6 millones de kilómetros y evita a la atmósfera 330 Tn CO₂", 2016. [En línea] Disponible: <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/movilidad-electrica/zem2all-viaja-46-millones-de-kilmetros-y-evita-a-la-atmsfera-330-tn-co2>. [Consultado: enero 2021].
- [129] Híbridos y Eléctricos, "ZEM2ALL, las conclusiones de un proyecto", 2016. [En línea] Disponible: <https://www.hibridos-y-electricos.com/articuloactualidad/zem2all-conclusiones-proyecto/20160201125720010872.html>. [Consultado: enero 2021].
- [130] S. Carillo, "Iniciativas de Endesa para las ciudades del futuro", presentado en CONAMA2014, 2014. [En línea] Disponible: http://www.conama.org/conama/download/files/conama2014/STs%202014/1896709905_ppt_SCarillo.pdf. [Consultado: enero 2021].
- [131] E. Mascarell, "Problemas y soluciones tecnológicas para hacer más sostenible la movilidad urbana. Proyecto VICTORIA (Vehicle Initiative Consortium for Transport Operation and Road Inductive Applications)", presentado en CONAMA2014, 2014. [En línea] Disponible: http://www.conama.org/conama-download/files/conama2014/AEs%202014/1996969421_ppt_EMascarell.pdf. [Consultado: enero 2021].
- [132] Endesa, "PALOMA, carga rápida en estaciones para autobuses eléctricos", 2019. [En línea] Disponible: <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/movilidad-electrica/paloma-carga-rapida-estaciones-autobuses-electricos>. [Consultado: enero 2021].
- [133] Innovation and Networks Executive Agency (INEA), "Flexiciency", 2021. [En línea] Disponible: <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/grids/flexiciency>. [Consultado: febrero 2021].

- [134] Community Research and Development Information Service (CORDIS), "Flexiciency Project Information", 2020. [En línea] Disponible: <https://cordis.europa.eu/project/id/646482>. [Consultado: febrero 2021].
- [135] J. Stromsather, "The EU market place", *edistribucion.com*, 2019. [En línea] Disponible: https://www.edistribucion.com/content-dam/edistribucion/innovaciones_y_proyectos/Demostraciones-Flexiciency.pdf. [Consultado: enero 2021].
- [136] COORDINET Project, "The project in brief", 2021. [En línea] Disponible: <https://coordinet-project.eu/projects/project>. [Consultado: febrero 2021].
- [137] C. Madina *et ál.*, "Recursos flexibles para la operación de las redes de distribución y transporte: proyecto CoordiNet", en actas de VI Congreso Smart Grids, 2020, pp. 59-64.
- [138] Ormazábal Protection & Automation, "Unidad de control integrado ekor.rci", Instrucciones Generales IG-158-ES v09, septiembre 2016.
- [139] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*. España, 2000.
- [140] Pronutec, Merytronic y Ariadna Grid, "Gestión Global de la Red de Baja Tensión. Supervisión Avanzada y Conectividad Automática".
- [141] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "Energy technology perspectives 2014: harnessing electricity's potential", París (Francia), 2014.
- [142] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "Renewables 2020", París (Francia), 2020.
- [143] A. Di Giorgio y F. Liberati, "Near real time load shifting control for residential electricity prosumers under designed and market indexed pricing models", *Applied Energy*, vol. 128, pp. 119-132, 2014.
- [144] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "Global EV outlook 2013", París (Francia), 2013.
- [145] Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible de la Universidad Pontificia Comillas (OVEMS), "Datos básicos", 2020. [En línea] Disponible: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/>. [Consultado: enero 2021].

- [146] Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo. *Boletín Oficial del Estado*. España, 2014.
- [147] P. Perlo *et ál.*, "Gaps and recommended actions towards minimal features interoperable charging stations for EVs", *Ricerca sul Sistema Energetico*, Milán (Italia), Green eMotion Project Deliverable 7.4: Year 1, Standardization Workshop, 2014.
- [148] K. S. Reddy, M. Kumar T. K. Mallick, H. Sharon y S. Lokeswaran, "A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 180-192, 2014.
- [149] A. A. Khan, S. Razzaq, A. Khan, F. Khursheed y Owais, "HEMSs and enabled demand response in electricity market: An overview", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 773-785, 2015.
- [150] N. O'Connell, P. Pinson, H. Madsen y M. O'Malley, "Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 686-699, 2014.
- [151] P. Siano, "Demand response and smart grids—A survey", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461-78, 2014.
- [152] Z. Y. Zhao, C. Tang y Q. Zhou, "Identification of power transformer winding mechanical fault types based on online IFRA by support vector machine", *Energies*, vol. 10, p. 2022, 2017.
- [153] B. J. Frey y D. Dueck, "Clustering by passing messages between data points", *Science*, vol. 315, pp. 972-976, 2007.
- [154] X. Zhang, C. Furtlehner, C. Germain-Renaud y M. Sebag, "Data stream clustering with affinity propagation", *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, vol. 26, pp. 1644-1656, 2014.
- [155] Y. del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J. C. Hernandez y R. G. Harley, "Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems", *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 12, pp. 171-195, 2008.

- [156] J. Kennedy y R. Eberhart, "Particle swarm optimization", en actas de ICNN'95 — International Conference on Neural Networks, 1995, pp. 1942-1948.
- [157] Y. Qian, F. Yao y S. Jia, "Band selection for hyperspectral imagery using Affinity Propagation", *IET Computer Vision*, vol. 3, pp. 213-222, 2009.
- [158] K. O. Jones, "Comparison of genetic algorithm and particle swarm optimisation", en actas de International Conference on Computer Systems and Technologies, 2005, section IIIA.
- [159] Q. Bai, "Analysis of particle swarm optimization algorithm", *Computer and Information Science*, Vol. 3, no. 1, pp. 180-184, 2010.
- [160] R. M. Chen, Y.M. Shen y C. T. Wang, "Ant colony optimization inspired swarm optimization for grid task scheduling", en actas de International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C), 2016, pp. 461-464.
- [161] V. Selvi y R. Umarani, "Comparative analysis of ant colony and particle swarm optimization techniques", *International Journal of Computer Applications*, vol. 5, no. 4, pp. 1-6, 2010.
- [162] S. Das, S. S. Mullicka y P. N. Suganthan, "Recent advances in differential evolution — an updated survey", *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 27, pp. 1-30, 2016.
- [163] P. Trebuña, J. Halčinová, M. Fil'o y J. Markovič, "The importance of normalization and standardization in the process of clustering", en actas de 12th International Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics (SAMII), 2014, pp. 381-385.
- [164] X. Elías y S. Bordas, *Energía, agua, medioambiente, territorialidad y sostenibilidad*. Madrid (España): Díaz de Santos, 2011.
- [165] Z. Jiang y K. Liu, "Real time interpretation and optimization of time series data stream in big data", en actas de IEEE 3rd International Conference on Cloud Computing and Big Data Analysis (ICCCBDA), 2018, pp. 243-247.
- [166] F. Shahnia, A. Ghosh, G. Ledwich y F. Zare, "Voltage unbalance improvement in low voltage residential feeders with rooftop PVs using custom power devices", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 55, pp. 362-377, 2014.

- [167] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. Hatziaargyriou y S. El Khatib, "A review of power system flexibility with high penetration of renewables", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3140-3155, 2019.
- [168] Y. Ye, D. Papadaskalopoulos y G. Strbac, "Investigating the ability of demand shifting to mitigate electricity producers' market power", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 3800-3811, 2018.
- [169] S. O'Connell y S. Rivero, "Flexibility analysis for smart grid demand response", *Cornell University*, 2017. [En línea] Disponible: <http://arxiv.org/abs/1704.01308>. [Consultado: diciembre 2018].
- [170] F. Kaytez, M. C. Taplamacioglu, E. Cam y F. Hardalac, "Forecasting electricity consumption: a comparison of regression analysis, neural networks and least squares support vector machines", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 67, pp. 431-438, 2015.
- [171] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, "Evaluation of power system flexibility", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 922-931, 2012.
- [172] J. Zhao, T. Zheng y E. Litvinov, "A unified framework for defining and measuring flexibility in power system", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 339-347, 2015.
- [173] M. O., H. M. Shanechi, G. Balzer, M. Shahidehpour y N. Pariz, "Network planning in unbundled power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1379-1387, 2006.
- [174] A. Barbato y A. Capone, "Optimization models and methods for demand-side management of residential users: a survey", *Energies*, vol. 7, no. 9, pp. 5787-5824, 2014.
- [175] L. Suganthi y A. A. Samuel, "Energy models for demand forecasting-a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 2, pp. 1223-1240, 2012.
- [176] M. E. Samper y A. Vargas, "Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation—Part I: model formulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2331-2340, 2013.

- [177] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. Van den Brom y D. Zhao, "Three-phase state estimation in the medium voltage network with aggregated smart meter data", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 98, pp. 463-473, 2018.
- [178] F. Shahnia, S. M. Ami y A. Ghosh, "Circulating the reverse flowing surplus power generated by single-phase DERs among the three phases of the distribution lines", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 76, pp. 90-106, 2016.
- [179] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, "Transmission, variable generation, and power system flexibility", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 57-66, 2015.
- [180] F. Gorunescu. *Data mining: concepts, models and techniques*. Berlín (Alemania): Springer, 2011.
- [181] K. Wagstaff, C. Cardie, S. Rogers y S. Schroedl, "Constrained k-means clustering with background knowledge", en actas de 18th International Conference on Machine Learning, 2001, pp. 577-584.
- [182] Y. Han, H. Wu, M. Jia, Z. Geng y Y. Zhong, "Production capacity analysis and energy optimization of complex petrochemical industries using novel extreme learning machine integrating affinity propagation", *Energy Conversion and Management*, vol. 1, no. 180, pp. 240-249, 2019.
- [183] B. Zhang, K. Xing, X. Cheng, L. Huang y R. Bie, "Traffic clustering and online traffic prediction in vehicle networks: a social influence perspective", en actas de IEEE INFOCOM, 2012, pp. 495-503.
- [184] R. Nock y F. Nielsen, "On weighting clustering", *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, vol. 28, no. 8, pp 1223-1235, 2006.
- [185] X. Xu, M. Ester, H. P. Kriegel y J. Sander, "A distribution-based clustering algorithm for mining in large spatial databases", en actas de IEEE 14th International Conference on Data Engineering (ICDE 98), 1998, pp. 324-331.
- [186] L. Breiman, *Machine learning*. Berlín (Alemania): Springer, 2001.
- [187] M. W. Ahmad, M. Mourshed y Y. Rezgui, "Trees vs neurons: comparison between random forest and ANN for high-resolution prediction of building energy consumption", *Energy and Buildings*, vol. 147, pp. 77-89, 2017.

- [188] G. Xue *et ál.*, "District heating load prediction algorithm based on feature fusion LSTM model", *Energies*, vol. 12, no. 11, p. 2122, 2019.
- [189] J. F. Toubeau, J. Bottieau, F. Valle y Z. De Grve, "Deep learning-based multivariate probabilistic forecasting for short-term scheduling in power markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1203-1215, 2019.
- [190] L. Chuan, T. Ying, A. Wegang, Y. Shuai y B. Yun, "Improving forecasting accuracy of daily enterprise electricity consumption using a random forest based on ensemble empirical mode decomposition", *Energy*, vol. 12, no. 165, pp. 1220-1227, 2018.
- [191] G. Ibarra-Berastegi, J. Saénz, G. Esnaola, A. Ezcurra y A. Ulazia, "Short-term forecasting of the wave energy flux: analogues, random forests and physics-based models", *Ocean Engineering*, vol. 8, no. 104, pp. 530-539, 2015.
- [192] J. Antonanzas, D. Pozo-Vázquez, L. A. Fernandez-Jimenez y F. J. Martinez-de-Pison, "The value of day-ahead forecasting for photovoltaics in the Spanish electricity market", *Solar Energy*, vol. 12, no. 158, pp. 140-146, 2017.
- [193] Agencia Internacional de la Energía (IEA), "Global EV outlook 2019", París (Francia), 2019.
- [194] Bloomberg New Energy Finance, "Electric vehicle outlook 2020", Londres (Reino Unido), 2020.
- [195] P. Bertoldi, P. Zancanella y B. Boza-Kiss, "Demand response status in EU member states", European Commission, Joint Research Center, Report EUR 27998 EN, Ispira (Italia), 2016.
- [196] C. J. Willmott y K. Matsuura, "Advantages of the Mean Absolute Error (MAE) over the Root Mean Square Error (RMSE) in assessing average model performance", *Climate Research*, vol. 30, no. 1, pp. 79-82, 2005.
- [197] Gobierno de España, *Distribuidores*. Madrid (España): Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2021. [En línea] Disponible: <https://energia.gob.es/electricidad/Distribuidores/Paginas/Distribuidores.aspx>. [Consultado: febrero 2021]

Anexo. Publicaciones científicas

Primera publicación: J. Leiva, A. Palacios y J. A. Aguado, “Smart metering trends, implications and necessities: a policy review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 227-233, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.002.

Índice de impacto JCR/SCI (2016): 8,05 (Q1).

Versión: *postprint*. Este artículo se publicó en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volumen 55, Javier Leiva, Alfonso Palacios y José A. Aguado, “Smart metering trends, implications and necessities: a policy review”, p. 227-233, Copyright: Elsevier Ltd., 2016. Disponible en línea: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115012526>.

Contribuciones personales del doctorando en los siguientes aspectos: *Conceptualization, Investigation, Validation, Writing - original draft*.

Contribuciones de los coautores en los siguientes aspectos: Alfonso Palacios: *Investigation, Validation, Writing - review & editing*. José A. Aguado: *Conceptualization, Supervision, Writing - review & editing*.

Resumen:

La generación renovable, el almacenamiento de energía, el vehículo eléctrico o los sistemas de gestión de demanda son la muestra de los productos y servicios, cada vez más extendidos, a los que las redes eléctricas tienen que dar cabida de manera segura y eficiente. El cumplimiento de este objetivo pasa por la innovación, y más concretamente, por la modernización de la infraestructura eléctrica actual hacia las denominadas redes inteligentes, donde la base fundamental se encuentra en la interacción entre proveedores y consumidores por medio de sistemas de control y medición inteligentes. Ahora bien, el desarrollo de estos sistemas necesita de una regulación situada, al mismo tiempo, a la altura de las capacidades tecnológicas y de las necesidades presentes e inminentes de sus usuarios. Este artículo comienza con una revisión de las políticas energéticas orientadas a la implantación de los sistemas de medida inteligente a nivel internacional, europeo y español. Seguidamente, se señalan las tendencias del sector energético que marcarán el futuro y cuál debe ser la contribución de los sistemas de medida inteligente, sabiendo su estado actual, su potencial, sus limitaciones y las implicaciones que tendrían. Por último, se extraen las conclusiones alcanzadas y se presentan recomendaciones para adaptar las políticas energéticas y medioambientales a aplicaciones y soluciones técnicas concretas.

Segunda publicación: J. Leiva, R. Carmona Pardo y J. A. Aguado, “Data analytics-based multi-objective particle swarm optimization for determination of congestion thresholds in LV networks”, *Energies*, vol. 12, p. 1295, 2019. doi: 10.3390/en12071295.

Índice de impacto JCR/SCI (2019): 2,702 (Q3).

Versión: *postprint*. Copyright: Francisco Javier Leiva Rojo, Rubén Carmona Pardo y José A. Aguado Sánchez, 2019. Disponible en línea: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/7/1295>.

Contribuciones personales del doctorando en los siguientes aspectos: *Conceptualization, Methodology, Software, Validation, Writing - original draft*.

Contribuciones de los coautores en los siguientes aspectos: José A. Aguado: *Conceptualization, Supervision, Writing - review & editing*. Rubén Carmona Pardo: *Methodology, Software, Writing - review & editing*.

Resumen:

La presencia cada vez mayor de recursos energéticos distribuidos y la naturaleza cada vez más diversa de los usuarios finales en las redes de baja tensión hacen que la operación de estas redes sea cada vez más desafiante. En particular, las estrategias de gestión de la congestión y de control de tensión para las redes de baja tensión se han limitado, generalmente, a seguir determinados criterios elementales basados en la experiencia humana, el sobredimensionamiento de los activos o el refuerzo de la red. Sin embargo, con el despliegue masivo actual de sensores en las redes de baja tensión, son factibles nuevos enfoques para la operación de los activos de la red de distribución. Este artículo propone una metodología de optimización mediante enjambre de partículas multiobjetivo (*Multi-Objective Particle Swarm Optimization*), combinado con análisis de datos a través de agrupamiento por *Affinity Propagation*, para la determinación del umbral de congestión en redes de baja tensión. Se emplea en este trabajo un caso de estudio real de la red inteligente de Smartcity Malaga Living Lab para ilustrar la propuesta. Gracias a las contribuciones que este artículo presenta, los operadores de las redes de distribución pueden tomar mejores decisiones para prevenir situaciones de riesgo o posibles incidencias en las redes de baja tensión.

Tercera publicación: J. Leiva, J. A. Aguado, Á. Paredes y P. Arboleya, “Data-driven flexibility prediction in low voltage power networks”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 123, p. 106242, 2020. doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106242.

Índice de impacto JCR/SCI (2019): 3,588 (Q1).

Versión: *postprint*. Este artículo se publicó en *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, volumen 123, Javier Leiva, José A. Aguado, Ángel Paredes y Pablo Arboleya, “Data-driven flexibility prediction in low voltage power networks”, p. 106242, Copyright: Elsevier Ltd., 2020. Disponible en línea: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061520306293>.

Contribuciones personales del doctorando en los siguientes aspectos: *Conceptualization, Methodology, Software, Validation, Writing - original draft*.

Contribuciones de los coautores en los siguientes aspectos: José A. Aguado: *Conceptualization, Supervision, Writing - review & editing*. Ángel Paredes: *Methodology, Software, Writing - review & editing*. Pablo Arboleya: *Methodology, Supervision, Writing - review & editing*.

Resumen:

La digitalización de la red aporta nuevos datos, en masivas cantidades, lo que abre oportunidades para una operación más segura y eficiente de las redes eléctricas, especialmente de media y baja tensión. Este trabajo presenta un conjunto de índices para cuantificar la flexibilidad en estas redes de media y baja tensión, considerando aspectos clave como la distancia a la congestión, el desequilibrio entre fases y la presencia de recursos energéticos distribuidos y la forma en que éstos operan. Un enfoque basado en datos, empleando *Random Forest Regression*, permite aquí determinar la flexibilidad a corto plazo en la red al predecir un conjunto de índices con 15 minutos y una hora de antelación. Además de esto, el escenario característico de operación que se experimenta en cada elemento de la red de distribución es identificado comparando la sucesión de índices pronosticados durante un período de varias horas con un conjunto de curvas características previamente analizadas, proporcionando una información adicional de alto valor. Este trabajo se valida mediante el uso de datos reales de Smartcity Málaga Living Lab, que evidencia cómo la flexibilidad en las redes de media y baja tensión no siempre está vinculado al comportamiento de la demanda, sino que evoluciona de manera diferente a lo largo del tiempo y está fuertemente influenciada por las crecientes tasas de penetración de recursos energéticos distribuidos.