

Tesis Doctoral

# Integración masiva de generación fotovoltaica distribuida en redes de distribución

Autor: Gabriel Tévar Bartolomé

Tutor/Director: Dr. Antonio Gómez Expósito

Director: Dr. Angel Arcos Vargas

Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Programa de Doctorado Interuniversitario en Sistemas de Energía Eléctrica





# Tesis Doctoral

Programa de Doctorado Interuniversitario en Sistemas de Energía Eléctrica

## Integración masiva de generación fotovoltaica distribuida en redes de distribución

Autor:

**Gabriel Tévar Bartolomé**

Tutor/ Director:

**Antonio Gómez Expósito**

Catedrático de Universidad

Director:

**Angel Arcos Vargas**

Profesor titular de Universidad

Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

2021



Tesis Doctoral: Integración masiva de generación fotovoltaica distribuida en redes de distribución

Autor: Gabriel Tévar Bartolomé

Tutor/Director: Dr. Antonio Gómez Expósito

Director: Dr. Angel Arcos Vargas

El tribunal nombrado para juzgar la Tesis arriba indicada, compuesto por los siguientes doctores:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:



*Para Antonio y Anunciación.  
Para Anna.  
Para Carlota, Héctor e Hicham.*



# Agradecimientos

---

**M**i agradecimiento a Antonio Gómez y Angel Arcos, mis directores y guías en esta aventura que ha sido entrar en el mundo de las publicaciones de artículos técnicos y en el desarrollo de la tesis, por su ánimo, consejo e involucración. Mi agradecimiento a Endesa, a Juan José Alba, mi jefe en estos últimos años, que siempre me ha ofrecido su apoyo y consejo en los momentos de duda, y a mis compañeros y colegas de los que he aprendido y no dejo de aprender todos los días. Mi agradecimiento y cariño a Luis Maqueda, amigo que nos dejó hace unos años, por su participación y empuje en el arranque de este trabajo desde su posición de responsable de la entonces Comisión Nacional de Energía. Mi agradecimiento más especial a Manuel Rodríguez Montañés, Manolo, colega, amigo, y recientemente doctor, por su apoyo y trabajo incondicional, porque siempre ha sido una parte fundamental en el desarrollo de los trabajos y análisis, y porque sin él no hubiera llegado hasta aquí.

*Gabriel Tévar Bartolomé*

*Tres Cantos (Madrid), 2021*



# RESUMEN

---

**E**n el proceso de cambio en el que se encuentra actualmente el sector eléctrico, se espera un fuerte incremento de la generación fotovoltaica de pequeña potencia, en forma de autoconsumo, conectada a las redes de distribución de baja y media tensión.

La red de distribución existente en la actualidad se ha planificado y diseñado para atender fundamentalmente el consumo. Esta misma red es la que va a tener que integrar ese incremento de la generación fotovoltaica, y tendrá que hacerlo salvaguardando en todo momento los requerimientos de seguridad y de calidad del suministro. Para ello, no cabe duda de que los gestores de las redes de distribución deberán aprender a adaptarse a esta situación.

En este trabajo se desarrolla una serie de procedimientos para evaluar el impacto de la integración de niveles crecientes de penetración de generación fotovoltaica distribuida en la red de distribución, fundamentalmente la de baja tensión, desde una perspectiva de planificación de la red a medio y largo plazo. Dicho impacto se concreta en una cuantificación de las congestiones, una estimación de la variación de las pérdidas técnicas respecto a la situación inicial sin generación, y una valoración de las inversiones y costes de O&M asociados necesarios para adaptar la red de manera que la calidad de servicio no se vea alterada. En este trabajo no se analizan otros aspectos que pueden incidir en la red en el corto plazo y que tienen otro tipo de soluciones mediante actuaciones de operación.

El análisis se desarrolla sobre un caso de estudio real, a partir de una extensa zona de distribución con más de 80,000 consumidores, teniendo en cuenta la red de distribución real que la alimenta, y generando escenarios de penetración creciente de generación fotovoltaica.

Los procedimientos que se han desarrollado pivotan sobre un Modelo de Red de Referencia, similar al empleado por el Regulador español, capaz de incorporar zonas de red de distribución de tamaño real, y que permite la resolución de flujos de cargas en media y baja tensión. Para la cuantificación de las pérdidas anuales el modelo resuelve 8,760 flujos de carga al año. Para corregir las congestiones y sobretensiones que se van produciendo a medida que se conectan más instalaciones fotovoltaicas, el modelo identifica y simula diferentes soluciones de adaptación de la red, cuantifica la inversión necesaria en cada caso, y selecciona la que resulte más económica.

Una de las principales conclusiones del trabajo es que, aunque ya desde la llegada de las primeras instalaciones fotovoltaicas pueden producirse localmente congestiones e incremento de las pérdidas en determinados circuitos de baja tensión, a partir de niveles de penetración fotovoltaica del 30-45% (dependiendo de la métrica usada para

cuantificar dicha penetración) empiezan a producirse congestiones significativas que llevan a que las pérdidas técnicas superen a las del escenario base sin generación FV, y empiezan a ser necesarias inversiones crecientes para la adaptación de las redes.

Desde una perspectiva de planificación de largo plazo, sin tener en cuenta otros costes relacionados con actuaciones de operación, y sin considerar otras inversiones indirectas necesarias en este proceso de integración de las renovables como las relativas a digitalización de la red, monitorización, automatización y sistemas, en términos económicos (inversión, costes de O&M y pérdidas), los costes directos por potencia FV instalada alcanzan los 2.73 €/kWp para escenarios con penetración FV del (30-45%) y los 10.18 €/kWp para escenarios del (50-75%) de penetración.

Para futuras líneas de trabajo quedan por valorar aspectos como, por ejemplo, las posibles sinergias entre el autoconsumo fotovoltaico y la también esperada penetración del vehículo eléctrico con recarga vinculada en el domicilio, la incorporación de los mercados locales de flexibilidad que se prevén en el futuro marco normativo europeo, o la incorporación masiva del almacenamiento a nivel doméstico, en combinación con la generación fotovoltaica.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>i</b>
<b>Resumen</b>	<b>iii</b>
<b>Índice</b>	<b>v</b>
<b>Objetivo del trabajo</b>	<b>1</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>5</b>
1.1. <i>Contexto energético y medioambiental</i>	5
1.2. <i>El papel de las redes de distribución de energía eléctrica</i>	9
1.2.1. Inversión de los flujos de potencia en la red y su influencia en la operación.	10
1.2.2. Aparición de congestiones y sobretensiones en puntos de las redes de baja y media tensión.	11
1.2.3. Influencia sobre las pérdidas técnicas de la distribución.	13
1.2.4. Influencia sobre otros aspectos de la operación de la red de distribución.	15
1.2.5. Refuerzo y reestructuración de las redes de baja y media tensión.	17
1.2.6. Monitorización y telecontrol en redes de baja y media tensión.	20
1.2.7. Cambio de paradigma en la actividad de distribución.	21
<b>2. Variación de las pérdidas debidas a la generación FV</b>	<b>24</b>
2.1. <i>Objetivos</i>	24
2.2. <i>Metodología e hipótesis</i>	25
2.2.1. Métricas utilizadas para valorar la penetración de la generación fotovoltaica	25
2.2.2. Estimación realista de la superficie de cubierta disponible en cada edificio	26
2.2.3. Obtención de las curvas horarias de generación FV y de consumo neto para diferentes niveles de penetración en el área de estudio	27
2.2.4. Obtención de los indicadores energéticos más representativos de los balances de energía para cada nivel de penetración fotovoltaica	29
2.2.5. Cálculo de las pérdidas técnicas a partir de la realización de flujos de carga para las 8,760 horas del año	31
2.2.6. Valoración de incumplimientos de restricciones técnicas	32

2.3. <i>Caso de estudio empleado</i>	34
2.3.1. Extensión geográfica y datos de red	34
2.3.2. Datos de generación fotovoltaica	37
2.4. <i>Resultados y Discusión</i>	38
2.4.1. Comparativa entre diferentes indicadores de penetración FV	38
2.4.2. Indicadores energéticos más representativos de los balances de energía. Consumo neto	39
2.4.3. Pérdidas en la red	44
2.4.4. Congestionamientos en la red	54
2.5. <i>Resultados y Conclusiones</i>	57
<b>3. Refuerzo de redes de distribución por crecimiento de generación FV distribuida</b>	<b>59</b>
3.1. <i>Objetivos</i>	59
3.2. <i>Metodología e hipótesis</i>	60
3.2.1. Determinación del balance de energía horario en cada punto de suministro	60
3.2.2. Resolución de flujos de cargas horarios e identificación y cuantificación de violaciones de restricciones electrotécnicas (sobretensiones y/o congestiones)	61
3.2.3. Identificación de los incumplimientos excesivos detectados que es necesario resolver en cada uno de los escenarios de generación	62
3.2.4. Valoración y selección de las actuaciones de refuerzo o adaptación necesarias para corregir los incumplimientos excesivos	63
3.2.5. Valoración económica de la solución para cada escenario de penetración FV	65
3.3. <i>Caso de estudio empleado</i>	67
3.4. <i>Resultados y Discusión</i>	68
3.4.1. Ilustración de un ejemplo de adaptación de la red para resolución de incumplimientos excesivos	68
3.4.2. Violación de restricciones técnicas antes y después de las adaptaciones de la red	69
3.4.3. Inversiones en adaptación de la red y pérdidas resultantes	71
3.4.4. Valoración económica del impacto en las redes de distribución del crecimiento de la generación FV distribuida	74
3.5. <i>Resultados y Conclusiones</i>	76
<b>4. Conclusiones y futuros trabajos</b>	<b>79</b>
4.1. <i>Conclusiones</i>	79
4.2. <i>Publicaciones</i>	81
4.3. <i>Futuros trabajos</i>	82
<b>Apéndice: Descripción del Modelo de Red de Referencia ANETO</b>	<b>85</b>
1. <i>Antecedentes</i>	85
2. <i>Características generales</i>	87
a) <i>Objetivos</i>	87

b)	Datos de entrada	88
c)	Principales hipótesis y simplificaciones	91
3.	<i>Módulos principales de ANETO</i>	92
a)	Modelo base-cero	92
b)	Modelo Incremental	97
4.	<i>Evolución del modelo</i>	102
	<b>Índice de Tablas</b>	<b>104</b>
	<b>Índice de Figuras</b>	<b>106</b>
	<b>Referencias</b>	<b>109</b>



# OBJETIVO DEL TRABAJO

---

**E**l sector eléctrico se encuentra inmerso en uno de los procesos de cambio más interesantes y lleno de retos de su historia, ya que es uno de los actores principales para el logro de los ambiciosos objetivos medioambientales de la UE y sus compromisos internacionales de descarbonización de la economía. En ese contexto, no hay duda de que se espera un fuerte desarrollo de la generación fotovoltaica de pequeña potencia en forma de autoconsumo, y que esta nueva generación renovable se conectará e incidirá fundamentalmente sobre las redes de distribución de baja y media tensión.

Teniendo en cuenta que la red de distribución existente en la actualidad se ha planificado y diseñado para atender fundamentalmente el consumo, y que gran parte de este consumo va a tener la posibilidad de instalar placas fotovoltaicas, cabe preguntarse en qué medida se va a ver afectada esta red, si va a ser suficiente para asimilar toda esta nueva generación distribuida o, en caso contrario, cómo deberá adaptarse para darle cabida.

Con todo, el objetivo principal de este trabajo es analizar y evaluar el impacto en la red de distribución de la integración de niveles crecientes de penetración de generación fotovoltaica distribuida en forma de autoconsumo en suministros de baja tensión, esto es, aprovechando los tejados y cubiertas de los usuarios de energía eléctrica que actualmente ya están haciendo uso de la red para su consumo, y todo ello desde una perspectiva de planificación de la red a medio y largo plazo. La evaluación del impacto en la red se concreta en una cuantificación de las congestiones para cada nivel de penetración de generación fotovoltaica, en una estimación de la variación de las pérdidas técnicas respecto a la situación inicial sin generación, y en la valoración de las inversiones de adaptación de la red, y costes de O&M asociados, necesarias para resolver congestiones y mantener los niveles de calidad de servicio iniciales. Quedan fuera del alcance de este trabajo otros aspectos que pueden incidir en la red en el corto plazo y que tienen otro tipo de soluciones mediante actuaciones de operación.

Adicionalmente se pretende que los resultados sean lo más representativos posible de zonas de distribución reales, por lo que el trabajo se ha realizado sobre redes de distribución reales, con mercado real, y con una estimación lo más realista posible de la generación fotovoltaica por cubierta.

El documento se ha estructurado de la siguiente forma:

En el primer capítulo de “Introducción” se repasan brevemente los objetivos de

política energética y medioambiental europea, que son la base del impulso al crecimiento de la generación fotovoltaica distribuida, para luego entrar a analizar los retos a los que se van a enfrentar los operadores de red para integrar en sus redes todo este crecimiento sin perjuicio de la fiabilidad y la calidad del suministro de energía eléctrica. A medida que se identifican esos retos, se hace una revisión del estado del arte relativo al análisis de los efectos en la red de distribución de una integración masiva de la generación FV.

El segundo capítulo, "Variación de las pérdidas debidas a la generación FV", se dedica a la valoración del efecto, que tiene sobre las pérdidas técnicas de la red de distribución, la penetración de generación FV distribuida. En este capítulo se pretende cuantificar específicamente este efecto desligándolo, por ejemplo, de posibles refuerzos en la red en caso de aparecer congestiones o sobretensiones, por lo que se asume la hipótesis de "red constante". Se desarrolla la metodología para un cálculo realista de las pérdidas, y el caso de estudio sobre una zona de red de distribución de tamaño real que va a ser la base del resto del trabajo.

En el tercer capítulo, "Refuerzo de redes de distribución por crecimiento de generación FV distribuida", se completa la metodología desarrollada en la sección anterior incorporando la implementación de los refuerzos o desarrollos de red necesarios para resolver las congestiones y sobretensiones que se van produciendo a medida que crece la penetración de generación FV. Para ello se diferencia entre las violaciones de restricciones electrotécnicas que se consideran excesivas, las cuales deben ser resueltas mediante inversiones en adaptación de la red, que a su vez mejoran las pérdidas, y las consideradas moderadas, asumiendo que estas últimas se pueden resolver por actuaciones de operación o, en su caso, por mecanismos de flexibilidad cuando esto sea posible en el marco normativo. Con todo, es posible cuantificar económicamente el efecto global sobre la red de distribución de una creciente penetración FV, valorando la inversión en infraestructuras necesarias, los costes de operación y mantenimiento asociados a dichas infraestructuras, y la variación resultante de las pérdidas.

En el cuarto capítulo, "Conclusiones y futuros trabajos", se realiza un compendio de las principales conclusiones que se han ido obteniendo a lo largo del estudio, y se apunta brevemente a algunas de las líneas de investigación que podrían ser más interesantes como continuación del presente trabajo. Algunas de estas líneas de investigación tienen que ver con otro tipo de recursos o posibilidades con las que se va a poder contar en el sistema eléctrico tales como, la inclusión del almacenamiento distribuido, o la implementación de mercados locales de flexibilidad por parte de los distribuidores.

Finalmente, se añade un Apéndice dedicado a describir el Modelo de Red de Referencia ANETO, que se ha utilizado como una herramienta básica a lo largo de todo este trabajo.





# 1. Introducción

---

**E**n esta primera sección se revisan los objetivos establecidos en la política energética y medioambiental europea, y se analizan algunos de los retos a los que se van a tener que enfrentar los operadores de redes de distribución en este contexto, especialmente los que vendrán derivados del fuerte crecimiento que se espera de la generación distribuida de origen fotovoltaico conectada a las redes de baja y media tensión. Para ello se hace una revisión de diferentes trabajos previos que han estudiado, desde diferentes perspectivas, los efectos del aumento de la generación fotovoltaica conectada a la red de distribución.

## 1.1. Contexto energético y medioambiental

Uno de los retos más importantes a los que se enfrenta actualmente el ser humano es el calentamiento global de nuestro planeta, el denominado cambio climático. Según el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), en su informe [1] Special Report on Global Warming of 1.5°C, Chapter 1, se estima que las actividades humanas han causado aproximadamente un incremento de la temperatura media global del planeta de 1.0°C por encima de los niveles preindustriales<sup>1</sup>. Esto ya está teniendo efectos muy importantes sobre el deshielo de los polos, el derretimiento de glaciares, el aumento del nivel del mar, el aumento en la frecuencia e intensidad de fenómenos atmosféricos extremos, la desertización de algunas zonas, la desaparición de especies animales, cambios importantes en diferentes ecosistemas, la pérdida de biodiversidad, etc. Siguiendo con la misma metodología, Climate Action Tracker, en su proyección de diciembre de 2018 [2] estima que, al ritmo actual, la temperatura media sobrepasaría los niveles preindustriales en más de 1.5°C entre los años 2030 y 2050, y por encima de 3°C en 2100 (ver Figuras 1 y 2).

---

<sup>1</sup> Ver [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/12/SR15\\_TS\\_High\\_Res.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/12/SR15_TS_High_Res.pdf)

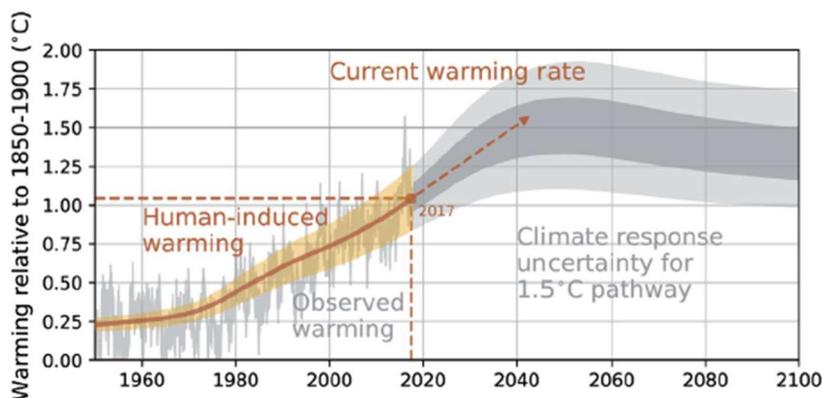


Figura 1: Evolución de temperatura media del planeta respecto a los niveles preindustriales

Fuente: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

La preocupación por el cambio climático llevó primero a la firma del Protocolo de Kioto en 1997 (con entrada en vigor en 2005), y más tarde al Acuerdo de París alcanzado en la XXI Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, estableciéndose unos objetivos de reducción de emisiones GEI<sup>2</sup> muy ambiciosos. Más recientemente, tras la celebración en Madrid de la XXV Cumbre de la ONU para el Cambio Climático (COP25), si bien se ha podido constatar la enorme dificultad para alcanzar acuerdos vinculantes entre los principales países, la comunidad científica ha trasladado la necesidad de incrementar el nivel de ambición de las medidas a adoptar para mantener el incremento de temperatura global en 1.5°C.

<sup>2</sup> GEI: Gases de Efecto Invernadero

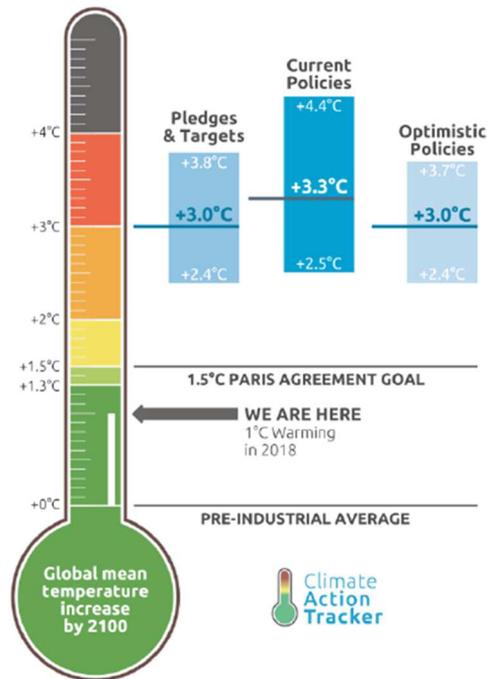


Figura 2: Proyección del crecimiento de la temperatura global al año 2100

Fuente: Climate Action Tracker

En el contexto de la política energética y climática de la Unión Europea, como respuesta a estos acuerdos internacionales, se presentó en 2016 el denominado “Paquete de Invierno”, la COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES, Energía limpia para todos los europeos (COM2016 850 final) [3], que sitúa el compromiso europeo, entre otras cosas, en una reducción de emisiones GEI del 40% en 2030 respecto al nivel de 1990, y en una cuota del 32% de energías renovables sobre el consumo total de energía final para toda la UE en 2030. En el largo plazo, la Unión Europea establece un objetivo de descarbonización de la economía, con una reducción de emisiones de GEI entre el 80% y el 95% en 2050.

Siendo España un Estado miembro de la UE, y atendiendo a los compromisos que de ello se deriva, en febrero de 2019 fue presentado el BORRADOR DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030 (PNIEC) en el que se refleja el compromiso y la contribución de España al esfuerzo internacional y europeo. En enero de 2020 se presentó una actualización de dicho plan [4]. En esta última actualización se contemplan los siguientes objetivos para 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.

- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica

El PNIEC contempla, además, como objetivo a largo plazo, convertir a España en un país neutro en carbono en 2050, lo cual implicaría una reducción de las emisiones brutas totales GEI del 90% respecto a 1990, y además requeriría de una transformación del parque de generación a tecnologías 100% renovable para ese año.

Para alcanzar estos ambiciosos objetivos, es necesario trabajar simultáneamente diferentes “palancas de descarbonización” tal y como se analiza en el informe de Monitor Deloitte “Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación”, de enero de 2018 [5]. La primera gran palanca consiste en la electrificación de la demanda de energía en todos los sectores de la economía para los que existan soluciones tecnológicas, y la mejora de la eficiencia energética. En la Figura 3, extraída del informe de Monitor Deloitte, se puede observar cómo existe un gran potencial de reducción del uso de combustibles fósiles en sectores como el transporte, la industria y el sector residencial, mediante, a modo de ejemplo, el impulso de la movilidad eléctrica y el transporte ferroviario en el primer caso, la sustitución de procesos térmicos en el segundo caso, o la utilización de la bomba de calor en el tercer caso.

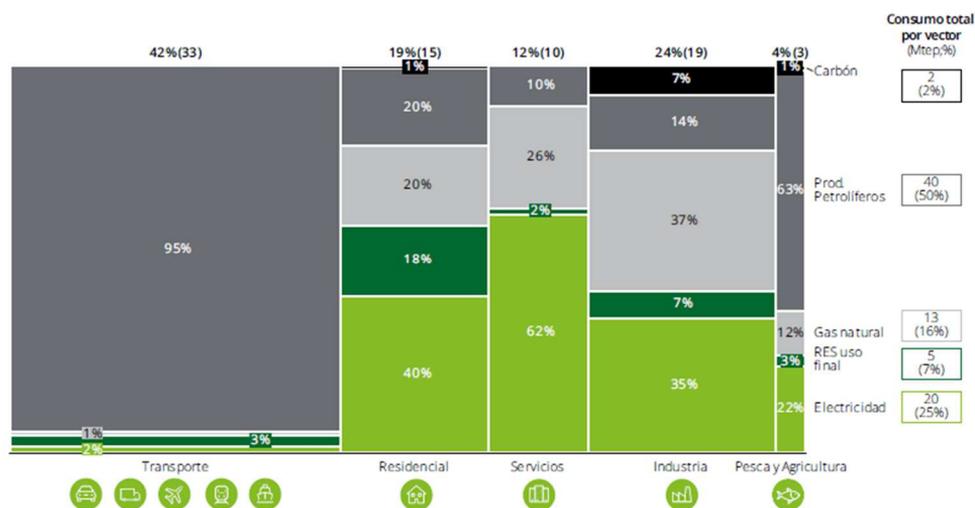


Figura 3: Consumo de energía final para usos energéticos por sector de actividad y vector energético en 2015. (%; Mtep)

Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Nota: Incluye la energía utilizada por los trayectos internacionales de transporte aéreo

La segunda gran palanca, como ya anuncia el PNIEC, consiste en la prácticamente total descarbonización del parque de generación de energía eléctrica en 2050. Sin entrar en la

difícil cuestión de cómo debe producirse la transición energética hacia un mix de generación 100% renovable desde el mix de generación actual, parece claro que tecnologías de generación como la eólica y la fotovoltaica deben tener un gran desarrollo en todos estos escenarios, estimándose una necesidad de entre 35 y 40 GW de nueva potencia renovable instalada en el sistema peninsular hasta 2030.

Si bien es de esperar que la mayor parte de esa nueva generación renovable se base en grandes instalaciones centralizadas con costes muy competitivos, tanto la disrupción tecnológica<sup>3</sup> como el deseo creciente de los consumidores de gestionar su propio consumo y autoabastecimiento, llevan a prever que una parte de esa nueva generación también se desarrolle a partir de instalaciones de generación fotovoltaica distribuida (FV), autoconsumo. En concreto, Monitor Deloitte, en su informe “Hacia la descarbonización de la economía: la contribución de las redes eléctricas a la transición energética”, de febrero de 2018 [6], estima que la potencia instalada de autoconsumo en consumidores puede alcanzar los 2-3 GW en el sistema peninsular en 2030.

En este contexto, puede haber incertidumbre sobre el ritmo de llegada de la generación distribuida fotovoltaica dependiendo de los recursos disponibles, de los precios y de la regulación de los diferentes países, pero no hay ninguna duda de que antes o después la penetración de dicha tecnología será muy elevada, y que el papel del distribuidor será más relevante y complejo [7]. Es por ello que la mayoría de reguladores han previsto ya normativa para favorecer el acceso y conexión de instalaciones de generación de pequeña potencia a las redes de distribución. En el caso español, después de un proceso de gestación largo y complejo, en abril de 2019 se publicó el Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [8], y que prevé tanto instalaciones individuales como compartidas entre varios consumidores, tanto en una misma ubicación o agrupación de consumos<sup>4</sup> como utilizando para ello las redes de distribución.

## 1.2. El papel de las redes de distribución de energía eléctrica

La evolución hacia un mix de generación mayoritariamente renovable, pero, sobre todo, en gran medida asíncrono y no gestionable, supone importantes retos para el conjunto del sistema eléctrico, tal y como analizan Cole *et al.* en [9]. No cabe duda de que será necesario poner especial atención en lo relativo a la regulación y la estabilidad del sistema, a la gestión en el mercado mayorista y a las garantías de respaldo.

Sin embargo, es probablemente en la actividad de distribución donde se van a dar los retos más relevantes si hablamos del autoconsumo con tecnología fotovoltaica. El hecho de que la generación fotovoltaica llegue en forma de multitud de instalaciones distribuidas de pequeña potencia, generalmente conectada y vinculada a puntos de

---

<sup>3</sup> Las comunicaciones vía Power Line Communication (PLC), la telegestión mediante equipos de medida inteligentes, el abaratamiento de las instalaciones fotovoltaicas de pequeña potencia y los equipos de almacenamiento, entre otros elementos, forman parte del conjunto de nuevas tecnologías al alcance de los consumidores medios de energía eléctrica.

<sup>4</sup> El caso típico sería un bloque de viviendas

suministro previamente existentes en baja y media tensión, lleva a la necesidad de plantearse varias cuestiones de entre las que cabe destacar las siguientes:

- Inversión de los flujos de potencia en la red y su influencia en le operación.
- Aparición de congestiones y sobretensiones en puntos de las redes de baja y media tensión.
- Influencia sobre las pérdidas técnicas de la distribución.
- Influencia sobre otros aspectos de la operación de la red de distribución.
- Refuerzo y reestructuración de las redes de baja y media tensión.
- Monitorización y telecontrol en redes de baja y media tensión.
- Cambio de paradigma en la actividad de distribución.

### **1.2.1. Inversión de los flujos de potencia en la red y su influencia en le operación.**

Las redes de distribución de baja y media tensión<sup>5</sup> que existen mayoritariamente en la actualidad han sido diseñadas y dimensionadas para transportar la energía eléctrica desde los nudos de la red de transporte o de transmisión<sup>6</sup> hasta los puntos de suministro. De esta forma, para cada nivel de tensión, las líneas se han ido construyendo con conductores de sección mayor y de más capacidad de transporte aguas arriba de la red, y con secciones menores y de capacidades más ajustadas a la demanda prevista a medida que los conductores estaban más próximos a los puntos de consumo.

Adicionalmente, las configuraciones de explotación de las redes de distribución, en general, han venido siendo radiales, lo cual lleva a que los valores de tensión medidos o estimados en los nudos de la red aguas arriba han venido siendo mayores que los valores de la tensión en nudos aguas abajo. Esto ha condicionado los esquemas actuales de regulación de la tensión, así como los sistemas de protecciones implantados por los operadores de la red de distribución (DSO, Distribution System Operators).

Por otra parte, siendo la red trifásica, las conexiones a la red de las instalaciones de consumo se han venido realizando, en función de los niveles de carga y del tipo de aparatos receptores previstos, o bien en conexión trifásica, o bien en conexión bifásica. Aunque, lógicamente, en función del tipo de receptores que cada consumidor tenga en funcionamiento en cada instante, pueden darse situaciones con cierto desequilibrio de cargas en determinados momentos del año, éstos no deben afectar a los elementos de la red que ya han sido diseñados y dimensionados para ello.

Con todo, la aparición y confluencia de fuentes de generación distribuida en puntos de la red de baja y media tensión, generación que además puede darse en instantes en los que no se está produciendo consumo, puede dar lugar a flujos de potencia ascendentes

---

<sup>5</sup> Tensión igual o inferior a 1 kV en el caso de la baja tensión, y por encima de 1 y hasta 36 kV en el caso de la media tensión

<sup>6</sup> Tensiones por encima de 36 y hasta 132 kV en el caso de las redes de transmisión o de alta tensión, y por encima de 220 y hasta 400 kV en el caso de la red de transporte en España.

en determinadas horas del año, en sentido inverso al que ha venido siendo el de diseño de las redes, con lo que los aspectos mencionados anteriormente deben ser revisados y, en su caso, adaptados a la nueva situación mediante cambios en la sección de los conductores, ajuste de los esquemas de regulación de tensión, reconfiguración de los sistemas de protecciones, cambio de los procedimientos de operación, etc.

### **1.2.2. Aparición de congestiones y sobretensiones en puntos de las redes de baja y media tensión.**

En el diseño y dimensionamiento de las redes de distribución para el suministro a consumo, como se ha dicho, se prevé que los flujos de potencia vayan de la generación centralizada y los nudos de transporte hacia el consumo final. Además, en el dimensionamiento de las redes para consumo, se tiene en cuenta que no todos los consumidores demandan su potencia punta anual a la vez. Este hecho se contempla en el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias [10] al establecer un factor estadístico para el consumo, el denominado factor de simultaneidad ( $FS_C$ ), que tiene en cuenta este hecho. En la Tabla 1 se ha copiado la tabla de coeficientes de simultaneidad, función del número de viviendas, que figura en la ITC-BT-10<sup>7</sup> del mencionado reglamento electrotécnico. Se observa como, por ejemplo, para una, dos o tres viviendas se considera un factor de simultaneidad de 1 ( $FS_C=1$  o  $FS_C=100,0\%$ ) lo cual significa que la red de baja tensión que alimenta a esas viviendas debe preverse con una capacidad igual a la suma de las potencias punta previstas para cada vivienda. Sin embargo, en el caso de un bloque de 40 viviendas el factor de simultaneidad a tener en cuenta es  $FS_C=0,62$ , lo que nos lleva a que la red de baja tensión que alimenta el bloque de viviendas debe dimensionarse para una capacidad equivalente al 62% de la suma de potencias punta previstas para las 40 viviendas.

---

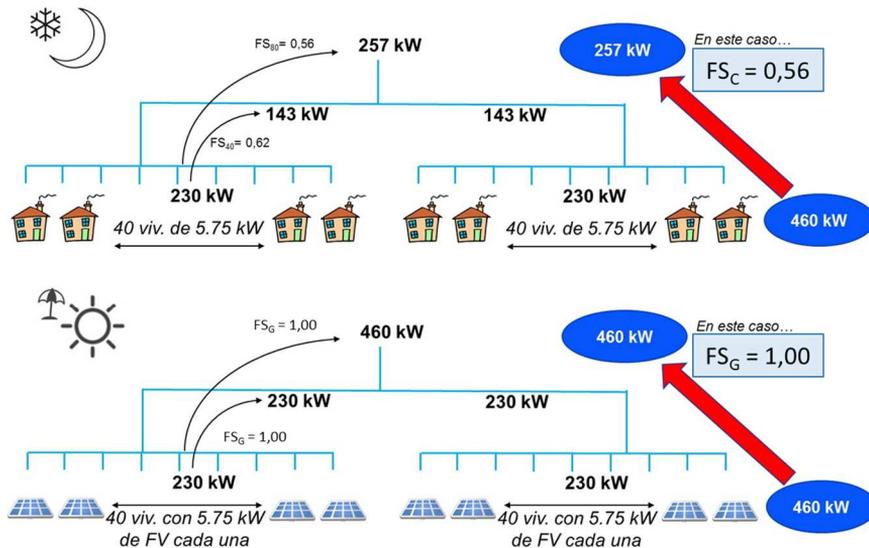
<sup>7</sup> ITC-BT-10: Instrucción técnica complementaria número 10 del reglamento electrotécnico para baja tensión.

Tabla 1: Tabla de coeficientes de simultaneidad, función del número de viviendas, que figura en la ITC-BT-10 del Reglamento electrotécnico para baja tensión (RD 842/2002)

RBT ITC-BT-10- Tabla 1. Coef. simultaneidad, según nº viviendas					
Nº Viv. (n)	Coef. Simult.		Nº Viv. (n)	Coef. Simult.	
1	1	100,0%	22	15,8	71,8%
2	2	100,0%	23	16,3	70,9%
3	3	100,0%	24	16,8	70,0%
4	3,8	95,0%	25	17,3	69,2%
5	4,6	92,0%	26	17,8	68,5%
6	5,4	90,0%	27	18,3	67,8%
7	6,2	88,6%	28	18,8	67,1%
8	7	87,5%	29	19,3	66,6%
9	7,8	86,7%	30	19,8	66,0%
10	8,5	85,0%	31	20,3	65,5%
11	9,2	83,6%	32	20,8	65,0%
12	9,9	82,5%	33	21,3	64,5%
13	10,6	81,5%	34	21,8	64,1%
14	11,3	80,7%	35	22,3	63,7%
15	11,9	79,3%	36	22,8	63,3%
16	12,5	78,1%	37	23,3	63,0%
17	13,1	77,1%	38	23,8	62,6%
18	13,7	76,1%	39	24,3	62,3%
19	14,3	75,3%	40	24,8	62,0%
20	14,8	74,0%	41	25,3	61,7%
21	15,3	72,9%	42	25,8	61,4%
n>21	15,3 + (n-21)*0,5				

Cuando en esa misma red empiezan a conectarse de forma distribuida pequeñas instalaciones de generación fotovoltaica, una por vivienda, la red de distribución existente puede no ser capaz de evacuar toda la generación fotovoltaica ya que el factor estadístico anterior deja de tener validez. Es evidente que todos los paneles fotovoltaicos conectados a la misma línea de baja tensión, o que confluyen sobre la red de distribución en zonas próximas, están recibiendo simultáneamente la misma radiación solar, por lo que desde el punto de vista de la generación fotovoltaica el factor de simultaneidad debe considerarse siempre  $FS_G=1$  a los efectos del dimensionamiento de la red. Hay que tener en cuenta además que la producción solar máxima no suele coincidir en las horas en que la demanda es más alta, por lo que la compensación que se pueda producir entre generación y consumo sólo mitiga en parte esta situación. La Figura 4 intenta ilustrar lo anterior con un ejemplo en el que se consideran 80 viviendas de 5,75 kW de consumo cada una, que son alimentadas desde dos líneas de baja tensión que acaban confluyendo en una troncal. Si bien la potencia de consumo del conjunto de viviendas es de 460 kW, la potencia máxima demandada (simultánea) que se prevé en la troncal de alimentación de baja tensión es de 257 kW ( $FS_G=0,56$ ), normalmente en invierno y en periodo nocturno. Si todas las viviendas instalaran un panel fotovoltaico de la misma potencia, la potencia máxima generada que se prevé en la troncal de baja tensión es de 460 kW ( $FS_G=1$ ), normalmente en verano y en periodo diurno. De esta forma, la actual red de distribución que es suficiente para el consumo de la zona, puede no ser suficiente para evacuar la generación fotovoltaica, a pesar de que no se instale más potencia de generación en cada vivienda de la que ya existe para el consumo y, por

tanto, a nivel individual de vivienda, no sea necesario incrementar la capacidad de su acometida eléctrica.



2

Figura 4: Ejemplo de aplicación del factor estadístico de simultaneidad para consumo (arriba) y para generación FV (abajo), considerando dos grupos de 40 viviendas de 5,75 kW de consumo y la instalación de la misma potencia de generación FV por vivienda

A partir del ejemplo anterior, es fácil deducir que, partiendo de una zona de distribución con una red diseñada y dimensionada para atender el consumo eléctrico de la misma, si los consumidores de la zona empiezan a instalar paneles fotovoltaicos, siempre que sea posible por disponer de cubiertas adecuadamente orientadas, habrá un momento en que empezarán a aparecer saturaciones y/o sobretensiones excesivas en diferentes puntos de la red de distribución. Si definimos el escenario base de partida como de cero-generación, de penetración fotovoltaica 0%, cabe esperar la aparición de congestiones y sobretensiones mayores para niveles de penetración FV crecientes.

### 1.2.3. Influencia sobre las pérdidas técnicas de la distribución.

Como es sabido, las pérdidas técnicas por efecto Joule que se producen en las redes de distribución son proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por dichas redes. Por eso, dado que en un principio cabría esperar que el autoconsumo, mediante la instalación de paneles solares en cubiertas en el mismo lugar donde está ubicado el consumo, redujera la necesidad de demanda de corriente de la red, los partidarios del fomento del autoconsumo (incluyendo partidos políticos y reguladores) han argumentado que, entre otras ventajas, la generación distribuida fotovoltaica

contribuiría a reducir las pérdidas en las redes [11, 12].

Sin embargo, son varios los estudios que han demostrado que a partir de determinados niveles de penetración de la generación FV pueden aparecer efectos negativos sobre la red, incluido el crecimiento de las pérdidas técnicas. En varias publicaciones, el mismo equipo Eguía *et al.* en [13, 14, 15], realiza un análisis de las pérdidas con modelos detallados de redes de transporte y distribución, y con valores de demanda real de energía. Para ello utiliza las redes reales de AT y MT que se requiere para la alimentación de tres zonas de red de Murcia, Madrid y Vizcaya, utiliza un conjunto representativo de 40 redes de BT para cada zona de red, y de ahí se realiza una estimación de las pérdidas para toda la red BT de cada zona. Al no disponer de datos relativos al tipo de vivienda ubicada en cada nodo de la red de BT, el trabajo determina diferentes grados de concentración de la generación FV siguiendo un procedimiento estadístico. Para el cálculo de pérdidas anuales el trabajo considera 8 días tipo, un laborable y un festivo para las 4 estaciones del año. Para cada una de las 24 horas de cada uno de estos días tipo, se tiene en cuenta la demanda media horaria de cada cliente de las tres zonas estudiadas. La generación fotovoltaica se calcula a partir de la irradiación horaria correspondiente al día medio del mes al que pertenece cada uno de los 8 días tipo estudiados. Con todo, las pérdidas anuales se estiman de forma aproximada por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas anuales} = 26 * \sum_1^4 \text{Pérdidas festivos} + 65 * \sum_1^4 \text{Pérdidas laborables}$$

Con relación a las pérdidas en el caso de autoconsumo FV diferido<sup>8</sup>, este equipo concluye que las pérdidas tienden a reducirse para bajas concentraciones de FV, pero tienden a incrementarse fuertemente para elevadas penetraciones de autoconsumo y especialmente si se producen concentraciones geográficas elevadas.

Por su parte Rodríguez-Calvo *et al.* [16] realizan un análisis del efecto que se produce sobre las pérdidas por el hecho de que las redes de baja tensión presenten generalmente desequilibrios de carga y tensión entre fases. Para ello se construyen unos escenarios de red a partir de algunos Modelos de Red publicados por The Joint Research Centre de la Comisión Europea, se modeliza la demanda suponiendo que todos los consumidores son residenciales con curvas de carga horaria tipo según perfiles publicados por Red Eléctrica de España (REE), y se obtienen datos horarios típicos de generación según información PV-SIG suponiéndola homogéneamente repartida. Con todo, el estudio realiza flujos de cargas por fases, para todas las horas del año, simulando diferentes niveles de desequilibrio entre fases, así como diferentes niveles de penetración de la FV. El estudio concluye, entre otras cosas, que las pérdidas de la red BT de un sistema desequilibrado pueden alcanzar un valor de 2,5 a 3,8 veces las de un sistema equilibrado. También concluye que el desbalance de cargas actúa como un potenciador o multiplicador del efecto sobre las pérdidas que en sí produce la penetración de generación FV, esto es, una mayor reducción de pérdidas para bajas penetraciones de FV, y un mayor incremento de pérdidas para niveles relevantes de FV.

---

<sup>8</sup> El estudio denomina de esta manera a los casos en que el consumidor instala su planta FV, hasta donde tiene capacidad, sin poner límites al vertido de excedentes a las redes.

Quezada *et al.* [17] presentan una aproximación teórica al cálculo de la variación de las pérdidas anuales para diferentes niveles de penetración y concentración de generación distribuida conectada a las redes de distribución incluyendo diferentes tecnologías tales como eólica, fotovoltaica, y células de combustible. En su estudio concluyen que la tecnología eólica es la que produce menor reducción de las pérdidas, en los primeros estadios de penetración, en comparación a la tecnología fotovoltaica.

Sreckovi *et al.* [18] realizan por primera vez cálculos detallados y realistas de las pérdidas en redes de media tensión de una zona urbana real, con extensiones y tipologías de red reales, con datos detallados de irradiación reales, teniendo en cuenta la superficie, orientación y sombras de los tejados de la zona. Siendo el objetivo de este trabajo el diseño y aplicación de un procedimiento para la identificación de las mejores cubiertas donde instalar generación FV en una zona urbana real concreta, sin necesidad de refuerzos de red, y logrando la máxima reducción de las pérdidas, se requiere de una modelización también detallada del consumo de la zona. Para ello elaboran unas curvas horarias de carga, a partir de medidas registradas en la red, a nivel de centro de transformación, para días tipo laborables y festivos de cada mes. La simulación se realiza para cada uno de estos días tipo y las pérdidas anuales se calculan mediante extrapolación de estos resultados a todos los días del año. El trabajo concluye, entre otras cosas, que ubicando las instalaciones FV en aquellos tejados donde resulta óptima la reducción de pérdidas, y obviamente sin requerir refuerzos ni reconfiguraciones de red, se puede llegar a alcanzar una reducción de pérdidas del 26%.

En el trabajo ya mencionado y publicado por Cohen *et al.* [19] se analiza también cómo diferentes niveles de penetración de la generación FV impactan en los sistemas de distribución. Para ello simulan el funcionamiento de diferentes arquitecturas reales de feeders de media tensión de California, con diferentes climatologías, con datos reales de generación FV cada 15 min., incluyendo el paso de nubes, y realizando flujos de cargas cada 15 min durante un año completo de operación. El trabajo valora el impacto sobre las pérdidas, sobre los picos de carga a nivel de subestación, sobre la vida de los transformadores y de los dispositivos de regulación de tensión, así como sobre el número de ocasiones en las que se registran flujos de cargas inversos en cada feeder de media tensión. En lo relativo a las pérdidas el trabajo concluye que, en la mayoría de los feeders, las pérdidas anuales, incluyendo líneas y transformadores, se reducen incluso para penetraciones de FV del 100%, si bien es preciso notar que en este estudio el nivel de penetración FV se define para cada feeder MT como la relación entre la potencia FV instalada en el feeder y la potencia pico demandada previamente en el mismo, y que nunca se llegan a tener en cuenta valores de penetración superiores al 100%, aunque se podría haber hecho perfectamente. En otros trabajos como los presentados por Karimi *et al.* [20], por Barker *et al.* [21] y por Hemdan *et al.* [22] se llega a conclusiones similares.

#### **1.2.4. Influencia sobre otros aspectos de la operación de la red de distribución.**

Aunque en conjunto este trabajo está enfocado fundamentalmente a un análisis de los efectos sobre la red de distribución del crecimiento de la generación fotovoltaica distribuida, con una visión de medio y largo plazo, vale la pena no perder de vista otros aspectos dinámicos que inciden en la operación de la red, también en la cuantificación

de las pérdidas, y que tienen que ver con esta tecnología y con las rápidas variaciones que se producen en la generación dependiendo de la meteorología.

De esta forma, Nguyen *et al.* realizan un trabajo [23] en el que desarrollan un procedimiento para valorar la influencia de la penetración de generación FV sobre distintos parámetros de la red de distribución en diferentes situaciones. Los parámetros sobre los que se valora el impacto son fundamentalmente las pérdidas, las variaciones de tensión y el número de actuaciones necesarias de los dispositivos de regulación de tensión. Las diferentes situaciones que se contempla pasan por simular múltiples casos con instalaciones FV individuales, con instalaciones de generación concentradas, simulación del paso de nubes, y todo ello sobre cinco feeders reales de baja tensión en zonas con distintas características de dispersión, rurales y urbanas. En este caso el trabajo se centra en simulaciones a lo largo de un día, pero con datos de producción solar que se obtienen de una cámara enfocada al cielo y que realiza capturas de imagen cada 30 s. recogiendo la irradiancia según el paso de nubes. El trabajo concluye que las pérdidas empiezan a crecer a partir de penetraciones FV por encima del 40-50% de la potencia pico de demanda. También concluye que los modelos de generación FV zonales habituales, que suponen un mismo perfil de generación para todas las instalaciones en una zona de estudio, tienden a dar resultados de impacto no realistas ya que el efecto local de las nubes puede dar lugar a perfiles significativamente distintos en áreas separadas por sólo unos centenares de metros. En concreto valora en un 3% la sobrevaloración de las pérdidas por este efecto.

Otros trabajos se han enfocado al desarrollo de simuladores que permiten la valoración en tiempo real del impacto de la generación FV sobre las redes de distribución, fundamentalmente sobre las variaciones rápidas de tensión, el desequilibrio entre fases, la aparición de armónicos y flickers, la descoordinación de los sistemas de protecciones, el envejecimiento prematuro de determinados activos, y otros impactos sobre los trabajos de operación de la red [24]. Para ello, Ebad *et al.* [25] modelizan rampas de generación comparables al paso de nubes sobre amplias zonas de distribución, provocando variaciones rápidas de tensión de hasta un 70% en menos de 10 segundos. Su trabajo concluye que el mayor impacto sobre las fluctuaciones rápidas de tensión viene originado por las instalaciones de generación FV centralizadas y alejadas de las subestaciones, lo cual lleva a un incremento del número de actuaciones de los dispositivos de regulación de tensión. También concluye que, si los reguladores tienen que actuar demasiado rápido, pueden sufrir algún daño por interferir entre ellos de forma dinámica, por lo que, para penetraciones FV superiores al 30% puede ser necesaria una reubicación de los dispositivos de regulación de tensión. Por su parte Borges *et al.* aportan un trabajo [26] en el que proponen una metodología basada en una aproximación analítica para analizar el impacto de la penetración FV en la fiabilidad, las pérdidas y la tensión.

Kreuwel *et al.* [27] utilizan diferentes mediciones directas de fluctuaciones rápidas de generación FV para demostrar que, en cortos intervalos de tiempo (algunos segundos) los picos de potencia FV que se producen pueden ser notablemente superiores a los considerados en escenarios de planificación de largo plazo (horas o días de máxima radiación con cielos despejados), superando los límites de tensión en periodos cortos y amenazando la estabilidad de la red. Por su parte, Gastalver-Rubio *et al.* [28] muestran cómo, utilizando la capacidad que incorporan las últimas generaciones de inversores fotovoltaicos de inyectar potencia activa y reactiva en cada fase, los operadores de red

pueden reducir notablemente los problemas mencionados anteriormente, así como los desequilibrios entre fases, con la mejora que ello conlleva.

También en esa línea, Bottacciolia *et al.* [29] desarrollan un simulador de generación FV que incorpora información digitalizada de la superficie geográfica de un distrito de la ciudad de Milán, con datos de superficie, orientación y sombras de tejados, datos meteorológicos, niveles de turbidez del cielo, etc. y que obtiene información de generación cada 15 min. Los resultados de generación se integran en un simulador de redes en tiempo real (RTS) con capacidad para valorar los datos de la red con la misma ratio de frecuencia que el reloj del ordenador (del orden de  $\mu$ s). Con todo se comprueba el impacto en la red, en forma de variaciones de tensión, que se produce en diferentes días del año (soleado verano - invierno), con diferentes situaciones meteorológicas (paso de nubes) y con diferentes niveles de penetración de la FV. Como conclusión se comprueba cómo la red actual puede no estar preparada para incorporar toda la capacidad de generación FV que puede ser instalada aprovechando todos los tejados disponibles.

Por su parte Haque *et al.* [30] desarrollan técnicas para la mitigación de los efectos producidos en la red de baja tensión debidos a elevados niveles de penetración FV. También Bouhouras *et al.* [31] proponen técnicas de reconfiguración para minimizar los efectos de la generación FV distribuida.

Más cercano a los estudios de planificación es el trabajo de Pillai *et al.* [32] en el que se analiza el nivel de recortes a la generación FV que sería necesario en una zona de distribución, en diferentes escenarios de penetración de la FV, para que no se lleguen a sobrepasar los límites de tensión. Los recortes de generación, si bien no son deseables, pueden ser el último recurso con el que pueda contar el operador de la red para evitar situaciones de congestión grave y problemas mayores. Para ello el trabajo parte de unos datos reales de generación FV horaria a lo largo de un año, y utiliza unas curvas de carga horarias tipo de consumo para varios días del año (un día por mes) sobre una red de estudio. Mediante un flujo de cargas simplificado identifica los nudos de la red donde se producen violaciones de la tensión y determina los recortes de la generación FV requeridos para evitar dichas violaciones. Calcula la energía "recortada" a la producción FV por niveles de penetración de FV, para diferentes grados de resolución de los datos (curvas horarias por semana-mes, o curvas horarias por días) y su valor económico. Una aproximación similar aparece en el ya mencionado trabajo de Cohen *et al.* [19].

### **1.2.5. Refuerzo y reestructuración de las redes de baja y media tensión.**

Algunos de los efectos sobre la red de distribución que puede producir un nivel de penetración elevado de generación FV distribuida, pueden ser paliados con medidas de operación, con ajustes de los sistemas de regulación, cambios en la configuración de explotación de la red, etc. Sin embargo, a partir de unos ciertos niveles de congestión o de sobretensión de los elementos de red puede ser recomendable la adopción de medidas estructurales de inversión. Esto es así al menos en el marco regulatorio general que aplica actualmente en la mayoría de países de nuestro entorno, ya que las empresas de distribución no tienen permitida la titularidad de recursos de flexibilidad, como pueden ser el almacenamiento o incluso activos de generación, con el objeto de que no

puedan arbitrar en los mercados de energía, ni tampoco existen de momento mercados locales de flexibilidad a los que pueda recurrir el DSO para solucionar congestiones en sus redes.

Medidas estructurales de inversión, que puedan mitigar problemas de congestión o de sobretensiones en determinados puntos de la red de distribución, pueden ser los refuerzos de red o sustitución de un elemento por otro de mayor capacidad, ya se trate de tramos de línea, tramos de cables subterráneos o transformadores de potencia, puede ser el mallado de redes conectando dos feeders de baja tensión entre sí de manera que puedan repartirse la carga entre ambos en función de las condiciones de explotación, o también pueden ser los desdoblamientos de líneas o de centros de transformación que implican la construcción de una nueva línea de baja tensión al lado o próxima a otra previamente existente para repartir las cargas entre ambas. Todas estas medidas permiten reducir las corrientes máximas que circulan por los elementos de red, eliminando congestiones, y reduciendo las pérdidas técnicas.

Algunos de los trabajos mencionados hasta el momento ya tienen en cuenta los niveles de congestión de la red, ya sea limitando la generación FV para evitarlos, ya sea identificando las ubicaciones en las que puede conectarse nueva generación permitiendo niveles de penetración FV más elevados sin tener que realizar refuerzos en la red. En esta línea, el trabajo de Mandiç *et al.* [33] sugiere además la elaboración de un algoritmo para identificar los puntos de conexión óptimos de la futura generación distribuida, para lo cual tiene en cuenta ya las corrientes inversas que se producen en determinados escenarios.

Por su parte Mateo *et al.* [34] valoran los incumplimientos<sup>9</sup> que se producen en las redes de media y baja tensión, por superación de los niveles de tensión o de saturación permitidos, para diferentes escenarios de penetración FV, aunque sin llegar a plantear y valorar posibles soluciones a dichos incumplimientos. Para ello utiliza un Modelo de Red de Referencia como el utilizado por el Regulador español (CNMC) para construir un conjunto de redes teóricas de media y baja tensión sobre zonas de distribución reales con un mercado que obtiene a partir de algunas curvas horarias tipo, y calcula flujos de cargas para el día de mayor radiación del año. Algunos trabajos como EPRI [35] y Wang *et al.* [36] desarrollan metodologías para identificar ubicaciones en la red donde la conexión de cierta capacidad de generación FV podría integrarse sin producir violaciones de límites de tensión ni saturaciones.

Otros estudios abordan ya la valoración de las inversiones necesarias para eliminar las congestiones o sobretensiones que pueden aparecer con una mayor penetración de generación FV distribuida y, de esta manera, hacer posible una mayor integración de generación renovable. Xiang *et al.* [37] revisan en profundidad diferentes metodologías de planificación de la red de distribución, tradicional y dinámica, con diferentes funciones objetivos y restricciones para, finalmente, concluir que, con la llegada de la generación distribuida y otros recursos como la gestión de demanda o el vehículo

---

<sup>9</sup> En [34] los incumplimientos que se han contemplado se definen para un único día del año, el de mayor radiación, y se cuantifican como número de nudos y horas en los que se supera la tensión en un 7% ó en un 10 % (dos escenarios), y número de tramos de red y horas en las que la saturación supera el 100%. Esta forma de cuantificar los incumplimientos es diferente a la utilizada más adelante en este trabajo, la cual contempla todo el año y que pondera en función de la longitud de los tramos, en el caso de la saturación, o de la energía suministrada a un punto de suministro, en el caso de la sobretensión.

eléctrico, las metodologías de planificación de la red van a requerir de una profunda revisión. En esta línea, otros trabajos realizan una valoración de los costes de inversión necesarios para integrar niveles de penetración crecientes de generación fotovoltaica con diferentes procedimientos. Así, por ejemplo, Pudjianto *et al.* [38] utilizan 15 modelos de red teóricos con diferentes características e índices de coincidencia del pico de demanda con el pico de generación en varios países de Europa para, a partir de ahí, utilizar modelos paramétricos para cuantificar las necesidades de refuerzo de las redes para asimilar hasta un 12% de la demanda eléctrica con energía renovable, sin llegar a analizar nunca penetraciones por encima del 18%. Con ello concluyen, para el caso de España, que los refuerzos en las redes de distribución para integrar la generación distribuida FV podría suponer un coste de inversión de alrededor de 0.28 €/MWh generado<sup>10</sup> para un 2% de penetración y de 1.04 €/MWh generado para el 4%, sin llegar a superar nunca ese valor hasta el 18% de penetración FV. Por su parte Schmalensee [39] utiliza un Modelo de Red de Referencia para diseñar varias redes teóricas prototipo sobre las que aplicar diferentes escenarios predeterminados de penetración FV. A partir de ahí obtiene las necesidades de red futura para asimilar la nueva generación dispersa utilizando un Modelo de Red de Referencia Incremental (Brownfield Network Model), creado para calcular costes y pérdidas adicionales. Como resultado obtiene que para un 20% de generación fotovoltaica con relación a la demanda anual, el coste total de distribución podría variar entre 10 y 30 USD/kW por capacidad fotovoltaica instalada dependiendo del tipo de red. Este coste no incluye las pérdidas, pero sí los costes de inversión y operación de redes de baja hasta alta tensión, incluyendo subestaciones.

Algunos estudios también realizan una cuantificación de la incidencia en las inversiones de red debida a la generación distribuida FV, pero considerando ya redes o zonas de distribución reales. Así, por ejemplo, Cohen *et al.* [40] realizan una estimación de los costes de inversión necesarios o, mejor dicho, de los ahorros en inversiones de red motivados por la implantación de diferentes niveles de penetración FV en una distribuidora de tamaño real en California. El método de valoración de ahorro en inversión se basa en un presupuesto previo aportado por la compañía para la previsión de demanda futura, y la valoración del retraso en inversiones debido al ajuste del pico de demanda al ir creciendo la penetración FV. Se valora hasta una penetración FV del 100% entendiendo como tal cuando la generación FV alcanza el valor del pico de demanda de cada feeder, por lo que difícilmente se van a producir corrientes inversas y, efectivamente, cabe esperar que el impacto en las inversiones de red sea siempre beneficioso. Gomes *et al.* [41] desarrollan una metodología que utiliza un modelo de planificación de la red de transmisión (TEP -Transmission Expansion Planning) sobre una red de estudio IEEE para, suponiendo 4 escenarios de penetración FV (0, 10, 15 y 20%), realizar una búsqueda de soluciones constructivas óptimas por medio de un modelo EPSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization). Al valorar sólo el impacto en la red de transmisión, el trabajo comprueba que prácticamente no hay impacto en dicha red con esos niveles de generación. Finalmente, Freitas *et al.* [42] utilizan un balance de potencia a nivel de transformadores MT/BT en una zona urbana de Lisboa para cuantificar el número de transformadores que pueden tener que ser reforzados en diferentes escenarios. Fundamentalmente utiliza dos escenarios: un primer caso en el que se utiliza todas las superficies de tejado según datos cartográficos y considerando sombras, y un segundo caso en el que, además, utiliza superficies de fachada con

---

<sup>10</sup> Coste de refuerzo de red por kWh fotovoltaico generado.

posibilidades de ser cubiertas con placas fotovoltaicas. La conclusión, aunque sin cuantificar, es que la capacidad de los actuales centros de transformación puede ser insuficiente en caso de que se utilice todo el potencial fotovoltaico que supone la superficie disponible en la zona urbana.

### **1.2.6. Monitorización y telecontrol en redes de baja y media tensión.**

Con las estructuras y configuraciones de red existentes hasta ahora, diseñadas para llevar la energía desde los nudos de conexión con el transporte aguas arriba hasta los puntos de suministro a consumo aguas abajo, generalmente es suficiente la monitorización de la tensión y de la corriente en las posiciones de cabecera de línea para disponer de una visión adecuada de la situación de explotación, del nivel de saturación de las redes, de la tensión de suministro al mercado y de la calidad de servicio general. En estas condiciones lo habitual suele ser disponer de interruptores o elementos de maniobra telecontrolados en las posiciones de cabecera de línea de media tensión para poder maniobrar en remoto dicha línea en función de las condiciones de explotación de la red. Menos habitual es disponer de este tipo de elementos en derivaciones de media tensión en zonas de menor densidad de mercado, o en cabecera de líneas de baja tensión, ubicadas en los centros de transformación MT/BT, ya que en este caso se requiere intervenir muy esporádicamente y las maniobras se realizan generalmente con personal en campo. En el caso de redes de media tensión que alimentan zonas urbanas densamente pobladas lo normal es utilizar cables subterráneos, en cuyo caso, se suelen desarrollar bucles o anillos que permiten, en caso de avería, cuya reparación suele ser muy costosa en tiempo, alimentar los centros de transformación de un semi-anillo desde el otro. En estos casos es necesario disponer, además de los de cabecera, de un elemento de maniobra telecontrolado en el extremo del anillo para poder realizar la maniobra descrita en remoto desde el centro de control.

Como se ha visto, la llegada masiva de generación distribuida FV, generalmente conectada muy próxima a los puntos de consumo sobre la red de media, pero especialmente sobre la de baja tensión, hace prever la aparición de flujos de potencia en sentido inverso que pueden llevar a congestiones y sobretensiones en puntos de la red no habituales alejados de los interruptores de cabecera de línea. Desde los puntos que actualmente se tienen monitorizados y telecontrolados descritos anteriormente se pueden estar observando valores de la corriente incluso inferiores a los habituales, ya que se está produciendo un neteo de la demanda aguas abajo, y sin embargo pueden estar apareciendo congestiones en derivaciones de media tensión o en feeder de baja tensión que pongan en riesgo las instalaciones y la calidad del suministro.

Para anticiparse a estas situaciones de riesgo es necesario avanzar en la digitalización de la red de distribución y llevar el nivel de monitorización y telecontrol más cerca de los puntos de suministro a consumo de lo que se venía haciendo hasta ahora. A medida que se vayan dando de alta instalaciones de generación FV para autoconsumo los DSO deberán ir ampliando el alcance de sus centros de control, como mínimo, a los puntos de la red de baja y media tensión sobre la que se produzca la confluencia de varias instalaciones FV.

Con relación a las características de la onda de tensión, como se ha dicho, también cabe esperar un incremento de los problemas con armónicos y flickers en determinadas

zonas en las que confluyan varias instalaciones FV con sus correspondientes convertidores. Para anticiparse a estos problemas y al impacto que pueden tener sobre la calidad de onda del suministro al resto de usuarios de la red, los operadores de red deberán dotarse de un mayor número de equipos de medida y diagnóstico de la calidad de onda, y adecuar sus procedimientos de medida y control de la misma.

### 1.2.7. Cambio de paradigma en la actividad de distribución.

Gran parte de la literatura que se ha mencionado comparte la necesidad de que los DSO jueguen un papel más activo en la gestión de la red. Siendo una prioridad lograr que la red pueda incorporar toda la generación renovable que sea posible, los operadores de la red deben asegurar que los beneficios derivados de este desarrollo no interfieran negativamente en la operación del sistema de distribución ni en la calidad del suministro. Es por ello que los DSO deben monitorizar y simular el impacto de la generación distribuida sobre los niveles de fiabilidad y seguridad del sistema, anticipándose a su aparición y avanzando las soluciones necesarias.

Además de avanzar en la digitalización de la red, como se ha dicho, es también necesario un cambio en el paradigma de la actividad. Si bien hasta ahora el marco regulatorio definía un papel “pasivo” del DSO en la gestión de la red, si se quiere alcanzar altos grados de penetración de la generación renovable sin multiplicar excesivamente el coste de las redes de distribución, es necesario modificar el marco regulatorio para que el DSO pueda adoptar un papel “activo” en la gestión de la red. Efectivamente, el marco normativo actual establece unos criterios para permitir el acceso de nueva generación a la red basados en el concepto de “conectar y olvidar” (“*fit and forget*”). Ante una solicitud de acceso y conexión a la red de un nuevo generador, el distribuidor debe realizar un estudio de capacidad de acceso en el que establece los escenarios más exigentes<sup>11</sup>, simula el funcionamiento del conjunto de la red en esos escenarios para todas las horas del año, y comprueba que no se superan determinados parámetros o restricciones electrotécnicas que tienen que ver con la seguridad de las instalaciones, la fiabilidad del suministro y la calidad del servicio<sup>12</sup>. Si no se cumple alguno de estos criterios, el distribuidor debe identificar el refuerzo o la nueva extensión de red que es necesario construir, previamente a la conexión del nuevo generador, para llevar todos los parámetros a niveles aceptables. Con todo, cuando finalmente el nuevo generador se conecta a la red, el sistema debe ser capaz de mantenerse en condiciones de seguridad y calidad de suministro en cualquier situación posible, todas las horas del año, por lo que el DSO se limita a conectar y supervisar, pero sin que se le permita intervenir sobre los niveles de generación o consumo de ninguno de los agentes conectados a las redes (gestión pasiva de la red).

Con este tipo de requerimientos, si se pretende integrar en la red gran cantidad de generación renovable, más aún si esta generación va a ser muy dispersa y con conexión

---

<sup>11</sup> Máxima generación simultánea de todas las instalaciones de generación existentes próximas al nudo en cuestión, mínima demanda del año, fallo de elementos importantes de la red (n-1), etc.

<sup>12</sup> Límites preestablecidos de los niveles de carga de los elementos de red, valores de la tensión de suministro entre determinados límites, etc.

fundamentalmente en baja tensión, sería necesario multiplicar sustancialmente las redes de distribución y multiplicar los costes de inversión y operación y mantenimiento, lo que no parece muy eficiente ni técnica ni económicamente. Es por ello que se requiere un cambio de paradigma y que el nuevo marco normativa permita al DSO una gestión activa de la red. Para ello, los criterios reglamentarios a aplicar por el DSO ante la solicitud de acceso y conexión de un nuevo generador deben ser mucho menos exigentes, permitiendo la posibilidad de que en el estudio de capacidad de acceso puedan superarse los parámetros o restricciones electrotécnicas en un número determinado horas del año, probablemente dejando atrás el criterio de fiabilidad n-1, y permitiendo por tanto la conexión de una mayor cantidad de instalaciones de generación renovable sin necesidad de condicionar dicha conexión a la multiplicación de refuerzos y nuevas extensiones de red.

Obviamente, en estas condiciones el DSO ya no puede “conectar y olvidar” puesto que con gran probabilidad durante el año van a ir dándose situaciones de explotación con sobretensiones y congestiones en nudos y elemento de la red, poniendo en riesgo la fiabilidad del sistema de distribución y la calidad de servicio. En este nuevo marco es imprescindible que el DSO monitorice y lleve a su centro de control toda la información necesaria de supervisión de la red en los nudos en los que confluya la generación renovable, pero además, debe permitírsele actuar de forma proactiva ante la proximidad de situaciones de congestión de dos maneras complementarias:

- Capacidad para exigir la reducción de la generación inyectada a la red en determinadas condiciones de explotación. Los generadores “elegibles” lo pueden ser si voluntariamente así lo acuerdan en las condiciones del contrato de acceso (contrato de acceso flexible), indicando claramente en el mismo en qué situaciones se les puede requerir la modulación de su carga. Como contrapartida a esta flexibilidad, que supone una posible pérdida de producción unas pocas horas del año, el generador va a poder instalar una mayor capacidad de generación, sin tener que asumir el coste de refuerzo de las redes, y va a poder producir más energía renovable durante la mayor parte de las horas del año.
- Aprovechando la llegada de recursos energéticos flexibles distribuidos, ya sea de demanda<sup>13</sup>, de almacenamiento<sup>14</sup>, o de generación<sup>15</sup>, facultar al DSO para que pueda crear y gestionar mercados locales de flexibilidad. De esta forma, si el distribuidor anticipa la posibilidad de una situación de congestión, puede abrir una sesión de mercado y demandar, para unas horas concretas, una determinada reducción de carga al consumo, o una inyección de potencia a los almacenamientos, ya sea de forma directa o a través de agregadores<sup>16</sup>. El

---

<sup>13</sup> Consumos flexibles son aquellos que pueden trasladar sus requerimientos de energía a diferentes momentos sin perjuicio en el uso final de energía. Sería el caso de la recarga de vehículos eléctricos, la climatización con acumulación, determinados usos domésticos o de servicios, etc.

<sup>14</sup> La disponibilidad de elementos de almacenamiento energético en una instalación, ya sea de consumo o de generación, permite modular en gran medida el uso de la conexión a la red por parte de su titular.

<sup>15</sup> Un generador puede estar dispuesto a perder parte de su posible producción en unas pocas horas del año, a cambio de incrementar las horas de generación en el resto del tiempo.

<sup>16</sup> La figura del agregador, aunque todavía pendiente de regular, se contempla como un agente necesario para poder agrupar múltiples consumidores con cierta capacidad de gestión de su demanda, o pequeños generadores-autoconsumidores, o pequeños almacenamientos para, aunando la capacidad de gestión del

resultado de dicha sesión de mercado sería la reducción o mitigación de las congestiones previstas a cambio de un precio que cobraría el agente que hubiera finalmente aportado el recurso de flexibilidad.

Todo lo anterior va a llevar a la necesidad de dotar de mayor capacidad a los centros de control de los DSO, creando en paralelo plataformas de intercambio de información en tiempo real con otros centros de control como el del Operador del Sistema, o los de los agregadores.

Siendo la distribución una actividad regulada, estas nuevas funciones de los DSO, sus inversiones y costes asociados, deberán ser parte de su actividad y remuneración regulada [43]. En el ámbito de la Unión Europea, la Directiva (UE) 2019/944 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, así como el Winter Package propuesto por la Comisión Europea, proponen la asignación de nuevas responsabilidades y funciones al DSO en línea con lo comentado en los apartados anteriores [11].

---

conjunto de ellos, poder ofrecer servicios de demanda, de flexibilidad o de regulación para participar en el mercado eléctrico o en mercados de congestiones y, de esta manera, poner en valor la gestionabilidad de cada uno de sus participantes que, de otra manera, tendrían muy difícil poder participar en este tipo de mercados individualmente.

## 2. VARIACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DEBIDAS A LA GENERACIÓN FV

---

### 2.1. Objetivos

Una vez analizadas las cuestiones del capítulo anterior y los estudios previos al respecto, en este capítulo se profundiza en el análisis de la inversión de flujos de potencia en la red, se cuantifica y clasifica tanto congestiones como sobretensiones que aparecen en las redes de baja y medio tensión, y se valora la variación de las pérdidas técnicas de la red de distribución con el incremento de la penetración de generación distribuida fotovoltaica.

Efectivamente, el objetivo fundamental de este capítulo es analizar de la forma más realista posible el impacto sobre la red de distribución, y en particular sobre los niveles de congestión y sobretensión, y sobre las pérdidas técnicas, de niveles crecientes de penetración de generación fotovoltaica distribuida (autoconsumo en instalaciones sobre tejados). A diferencia de la mayoría de artículos previos analizados, en este trabajo se ha considerado una red de distribución real, con características reales (trazados y topología, longitudes, secciones, impedancias, etc.), tanto de baja como de media tensión, que alimenta una zona real con un volumen y diversidad de clientes real, y que combina una diversidad de áreas urbanas, semiurbanas y rurales, lo cual permite inferir conclusiones suficientemente significativas.

Otra diferencia importante respecto a los artículos previos analizados es la utilización de puntos de suministro reales georreferenciados. Cada punto de suministro viene caracterizado por el número de clientes agrupados en el mismo (por ejemplo, un edificio de 20 viviendas sería un punto de suministro conectado a la red de distribución en el que se agrupan 20 clientes), por el total de su potencia contratada, por la potencia adscrita<sup>17</sup> del punto, la tensión de suministro, y el punto de conexión a la red de distribución real. Esta granulometría de la información de suministros y la confluencia de los mismos sobre las redes de distribución, es muy relevante ya que, como se podrá comprobar, el impacto de la generación FV sobre las pérdidas tiene efectos locales muy importantes, de manera que estudios globales basados en hipótesis o simplificaciones generales tienden a distorsionar o encubrir algunos resultados.

Igual de importante, para una valoración realista de las pérdidas, es el grado de

---

<sup>17</sup> La potencia adscrita es aquella para la cual fue dimensionada la red que alimenta al suministro. Un cliente puede contratar la potencia que desee, siempre y cuando sea igual o menor a la potencia adscrita. En el caso de que deseara o necesitara una potencia contratada mayor, debería gestionar con la empresa distribuidora la solicitud de incremento capacidad de acceso y conexión de su red.

coincidencia en el tiempo del consumo del conjunto de clientes que están conectados sobre una misma red. En este sentido, otra de las diferencias importantes de este trabajo, respecto a otros artículos previos analizados, es la utilización de un escenario realista completo con la demanda individual horaria en las 8,760 horas del año para todos los clientes, construido a partir de tipologías de consumidores y una muestra de más de 12.000 curvas de carga horarias de puntos de suministro de baja tensión disponibles gracias al despliegue en España de los contadores inteligentes.

A lo anterior se añade la construcción de unos escenarios de penetración creciente de la generación FV construidos de forma realista considerando, no sólo la irradiación solar horaria en la ubicación geográfica considerada, sino también la limitación de superficie de tejados y la capacidad máxima de las líneas eléctricas existentes que alimentan a los consumos previamente existentes.

Con todo lo anterior, es posible balancear el consumo/generación en todos y cada uno de los puntos de conexión sobre las redes de distribución, para todas las horas del año, y así ejecutar 8,760 flujos de carga con los que cuantificar de forma realista las pérdidas técnicas de las redes de distribución a lo largo de un año, así como evaluar las posibles congestiones y sobretensiones en la red.

En todo este análisis se ha considerado que el mercado está perfectamente balanceado entre sus tres fases, lo cual en general es una asunción optimista, y no se han tenido en cuenta refuerzos de las redes existentes (red constante) con el objetivo de valorar únicamente el impacto en pérdidas de la generación distribuida FV y poder cuantificar, en el siguiente capítulo, las mejoras cuando se van adecuando las redes para no incurrir en incumplimientos excesivos.

## 2.2. Metodología e hipótesis

En este apartado se expone la metodología y las principales hipótesis adoptadas en este trabajo para valorar la influencia, sobre las redes de baja y media tensión, de una penetración creciente de generación distribuida FV de cubierta.

### 2.2.1. Métricas utilizadas para valorar la penetración de la generación fotovoltaica

En primer lugar, antes de profundizar en la metodología, conviene definir el indicador de penetración de la generación FV a adoptar en este trabajo, y su relación con otros precedentes, ya que no existe un estándar universalmente aceptado en la literatura. Así, por ejemplo, Ebad *et al.* [25] utilizan la ratio de potencia FV instalada respecto a la potencia máxima demandada en los alimentadores de baja tensión de una zona determinada (indicador que denominaremos S<sub>PeakP</sub> por su denominación en inglés). Por su parte Eguía *et al.* [13] emplean como indicador la relación entre la potencia FV instalada y la potencia instalada que, a lo largo del año, produciría la misma energía anual que es demandada en la zona de estudio (indicador que denominaremos P<sub>ZeroD</sub>). Este mismo equipo, en un trabajo algo posterior [14], utiliza la ratio número de suministros con instalación FV de cubierta respecto al número de suministros total de la zona (indicador que denominaremos TotSP). En el presente trabajo se ha

adoptado un indicador alternativo con la idea de tener en cuenta, de una forma realista, las limitaciones dadas en la práctica por dos factores: por un lado la limitación dada por la superficie de cubierta o tejado disponible, y por otro la capacidad de la línea de baja tensión que alimenta previamente al punto de suministro<sup>18</sup> (casa o edificio). Con esto, la potencia máxima instalable en cada punto de suministro sería la menor de la potencia máxima dada por la superficie de cubierta y la capacidad máxima de la línea de baja tensión que alimenta la instalación. De esta forma, el indicador propuesto y que denominaremos SMaxP, se define como la relación entre la potencia FV instalada y la suma de potencias máximas instalables en cada punto de suministro de la zona de estudio. En próximos apartados, concretamente en la Tabla 6, se muestra la equivalencia de estos indicadores de penetración FV para el caso de estudio considerado.

### 2.2.2. Estimación realista de la superficie de cubierta disponible en cada edificio

Ha sido necesario desarrollar un modelo para determinar la superficie de tejado disponible en cada edificio ( $S$ ) teniendo en cuenta, para cada municipio, su tamaño medido en número de puntos de suministro del mismo ( $Ns$ ), la altura típica de los edificios (número de plantas) y la superficie promedio por vivienda.

Para ello se ha asumido una altura máxima<sup>19</sup> ( $H_{max}$ ) de los edificios en función del tamaño de cada municipio (ver Tabla 2), la cual se tiene en cuenta para estimar la altura de cada edificio (número de plantas,  $H$ ) de acuerdo al número de suministros o apartamentos en el mismo ( $NF$ ) según la siguiente función:

$$H = \min\{H_{max}, \text{int}(\sqrt{NF})\} \quad (1)$$

El número de viviendas por planta en cada edificio ( $NF_{\beta}$ ) resulta de dividir el número total de apartamentos del edificio por la altura en plantas del mismo y redondeándolo a su número entero más cercano:

$$NF_{\beta} = \text{int}(NF/H) \quad (2)$$

A partir de ahí, la superficie total de cubierta disponible por edificio ( $S$ ) se estima según la expresión

$$S = NF_{\beta} * \phi * 90 \text{ m}^2/\text{edificio} \quad (3)$$

donde se ha asumido que la superficie media por vivienda bajo tejado es de 90 m<sup>2</sup>, y donde  $\phi$  representa un factor corrector que minora la superficie útil de la cubierta en función de su orientación, de las sombras y de la ocupación de espacios para otros usos como pueden ser los equipos de servicios de climatización, maquinaria de ascensores, etc. Este factor se ha obtenido empíricamente, situándose en torno a un valor de 0,5,

<sup>18</sup> Si bien un consumidor siempre puede decidir una ampliación de su acometida, en general esta decisión comporta una inversión en la instalación propia de la vivienda o edificio y en un refuerzo de la red de baja tensión existente, por lo que se ha adoptado este criterio de limitación.

<sup>19</sup> En este trabajo, como término medio, se ha tomado una altura máxima municipal de cinco pisos para edificios residenciales, en base a los datos del Instituto Nacional de Estadística:

[http://www.ine.es/censos2011\\_datos/cen11\\_datos\\_inicio.htm](http://www.ine.es/censos2011_datos/cen11_datos_inicio.htm).

dependiendo del número de viviendas por planta, tal y como se representa en la Tabla 3. La superficie promedio (90 m<sup>2</sup>/vivienda) se ha obtenido cartográficamente a partir de una muestra de viviendas tomadas de datos de Málaga [44] y Sevilla [45].

*Tabla 2: Número máximo considerado de plantas por edificio en función del tamaño del municipio*

$N_s$ (número de puntos de suministro)	$H_{max}$ (número de plantas)
[1-1,000]	1
[1,000-10,000]	2
[10,000-30,000]	3
[30,000-50,000]	4
>50,000	5

*Tabla 3: Fracción de la superficie de cubierta disponible para paneles FV función del número de viviendas por planta*

$N_s$ (número de viviendas por planta)	$\phi$
1	0.45
2	0.5
3	0.55
4	0.6
>4	0.65

### 2.2.3. Obtención de las curvas horarias de generación FV y de consumo neto para diferentes niveles de penetración en el área de estudio

Se han seguido los pasos que se describe a continuación para construir los diferentes escenarios de penetración creciente de la generación fotovoltaica distribuida y de consumo neto:

1. Se realiza una selección aleatoria en la zona de estudio de los suministros, o agrupaciones de suministros<sup>20</sup>, que estando conectados a la red de baja tensión, deciden instalar paneles fotovoltaicos en su tejado. Se asume que las agrupaciones de consumidores corresponden a edificios residenciales.

<sup>20</sup> En este trabajo se entiende que una agrupación de suministros corresponde a un conjunto de clientes finales de energía eléctrica cuyos puntos de conexión tienen las mismas coordenadas (x, y, z). Puede tratarse de un cliente individual, como sería el caso de viviendas unifamiliares, granjas, etc., o de un edificio de viviendas con varios pisos o apartamentos.

2. Para cada agrupación de suministros seleccionada la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se determina como el mínimo de los siguientes valores:
  - La capacidad de la acometida o línea de baja tensión que alimenta al edificio
  - La máxima potencia fotovoltaica dada por la superficie disponible de cubierta
3. Empezando por el escenario de penetración FV 0%, sin generación fotovoltaica, se construyen escenarios de penetración fotovoltaica creciente (5%, 10%, etc.) añadiendo agrupaciones de suministros de forma aleatoria. Según el indicador SmaxP previamente definido, un 20% de penetración FV significa que en la zona de estudio se ha llegado a instalar una potencia fotovoltaica cinco veces menor que la máxima instalable en toda la zona.
4. Además de las ratios de penetración FV obtenidos para el conjunto del área de estudio definidos en el punto anterior, cada línea eléctrica individual de baja tensión se caracteriza, en cada escenario, por su propia ratio de penetración FV cuantificado con el mismo indicador. De esta forma, en el escenario de penetración del 30% en la zona, por ejemplo, podremos encontrar líneas BT con un 80% y líneas con 0% de FV. El primer caso significa que el conjunto de agrupaciones de suministro alimentadas por esa línea de BT ya han instalado el 80% de toda la capacidad fotovoltaica instalable. El segundo caso significa que, hasta el momento, ninguno de los suministros alimentados por la línea BT ha instalado aún paneles fotovoltaicos. Esta información resultará útil más adelante para valorar cómo diferentes líneas de baja tensión de distinta naturaleza (longitud, número de derivaciones, densidad de suministros, etc.) coexisten en el mismo escenario pudiendo dar lugar a situaciones muy diversas de carga, congestión, etc.
5. Para cada edificio con instalación FV se obtiene la generación FV y el consumo neto horarios para las 8,760 horas de un año:
  - El consumo horario para cada agrupación de suministros se obtiene por suma de los consumos horarios de cada consumidor individual perteneciente a la misma agrupación. Para ello, como se ha dicho, se dispone de las curvas horarias de consumo de todos los suministros de la zona de estudio gracias a la instalación de contadores inteligentes que se ha completado recientemente en España.
  - La generación FV horaria se obtiene, para cada punto, a partir de la potencia pico FV nominal instalada en cada uno de ellos, y las curvas horarias de radiación solar correspondientes a cada zona geográfica.
  - Las curvas horarias de consumo neto para cada agrupación de suministros se obtienen por diferencia entre el consumo (bruto) y la generación FV, hora a hora. Nótese que el consumo neto puede ser negativo en determinadas horas del año en las que la generación fotovoltaica supera a la demanda.

Se han utilizado los datos horarios de radiación solar correspondientes a la provincia de Barcelona<sup>21</sup>. La serie de datos considerada en este trabajo es la correspondiente al año 2,015, que incluye datos reales relativos a días con cielo despejado y días con diferentes grados de nubosidad.

#### 2.2.4. Obtención de los indicadores energéticos más representativos de los balances de energía para cada nivel de penetración fotovoltaica

Partiendo de la información disponible del apartado anterior, es posible determinar el balance de energía horario de cada punto de suministro y en cada punto de conexión a la red. La Figura 5 representa el balance de energía individual, de cada suministro, para cada hora  $h$  del año, en dos situaciones posibles: (a) con autoconsumo y (b) con exceso de generación o vertido a la red.

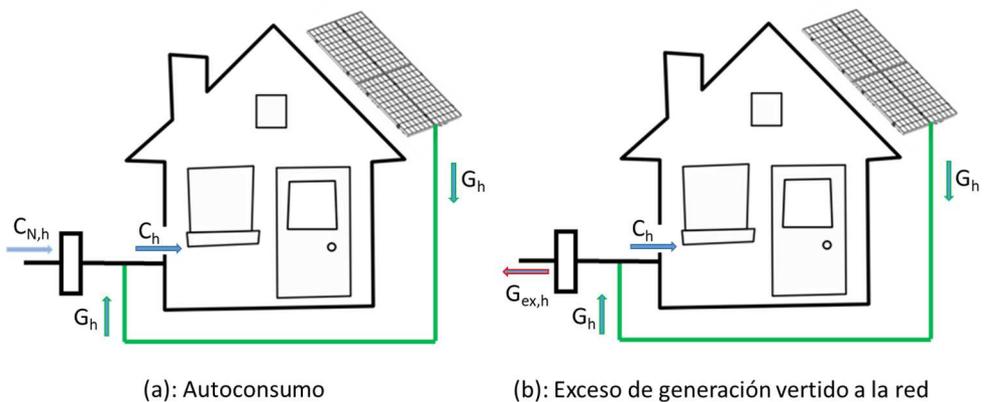


Figura 5: Balance de energía en un suministro individual. Dos situaciones

En el caso (a) el consumo en una hora determinada  $h$  ( $C_h$ ) supera a la generación fotovoltaica ( $G_h$ ). En este caso no hay vertido a la red ( $G_{ex,h}$ ), se está produciendo autoconsumo horario ( $AC_h$ ), y se está demandando energía de la red ( $C_{N,h}$ ):

$$\text{Siendo } C_h > G_h \quad (4)$$

$$AC_h = G_h$$

$$C_{N,h} = C_h - G_h$$

$$G_{ex,h} = 0$$

En el caso (b) el consumo en una hora determinada  $h$  es inferior a la generación fotovoltaica. En este caso se produce vertido a la red y no se demanda energía de la red:

$$\text{Siendo } C_h \leq G_h \quad (5)$$

<sup>21</sup> SoDa Service (<http://www.soda-pro.com/>) facilita el acceso a diferentes fuentes de información relativas a radiación solar en distintas localizaciones geográficas de Europa, África, Océano Atlántico y Oriente Medio con una resolución de entre 3 y 5 km. El resultado es la base de datos HelioClim-3.

$$AC_h = C_h$$

$$C_{N,h} = 0$$

$$G_{ex,h} = G_h - C_h$$

Dentro de la anterior categoría, además del autoconsumo individual de un único consumidor, podemos englobar aquellos casos de autoconsumo colectivo, entre varios consumidores, que utilizan para ello su red interior particular, sin hacer uso de las redes de distribución de baja tensión, es decir, que están conectados al mismo punto de conexión a la red. Este sería el caso de autoconsumo en edificios de viviendas o centros comerciales.

La Figura 6 representa el balance de energía que se produce entre suministros próximos subsidiarios de un mismo centro de transformación MT/BT y, por tanto, que utilizan la red de baja tensión para realizar autoconsumo colectivo. En este caso se está produciendo autoconsumo colectivo horario ( $ACC_h$ ) ya que existe un excedente de generación que es vertido a la red de baja tensión en esa hora  $h$  ( $\Sigma G_{ex,h}^i$ ) y simultáneamente hay consumidores que no tienen suficiente autogeneración y necesitan tomar energía de la red para su consumo ( $C_{N,h}^1$  y  $C_{N,h}^2$ ). La energía horaria demandada que no llega a ser cubierta por el conjunto de la generación fotovoltaica de la zona en esa hora es la energía horaria demandada de la red de media tensión ( $C_{MT,h}$ ). En los casos en que la generación horaria producida en el conjunto de la zona sea superior al consumo,  $C_{MT,h}$  tomaría valores negativos ( $C_{MT,h} < 0$ ), lo que significa que se estaría inyectando energía fotovoltaica desde a red de baja tensión hacia la red de media tensión ( $G_{exMT,h}$ ).

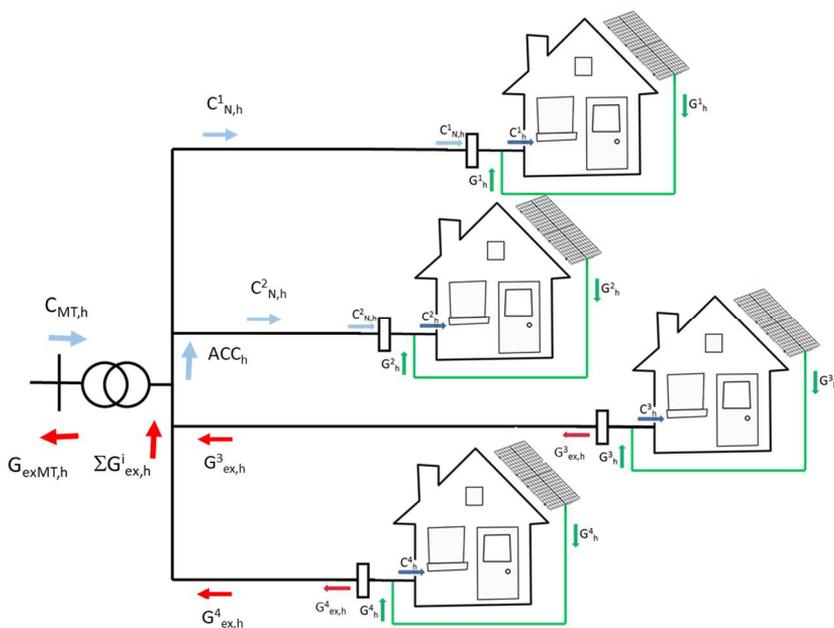


Figura 6: Balance de energía en agrupación de suministros utilizando la red BT. Autoconsumo colectivo

Como se ha dicho, en el autoconsumo colectivo que hace uso de la red de baja tensión subsidiaria de un centro de transformación MT/BT también pueden darse dos situaciones:

Situación (a) en la que se requiere tomar energía de la red de media tensión:

$$\text{Siendo } \Sigma C_{N,h}^i > \Sigma G_{ex,h}^i \quad (6)$$

$$ACC_h = \Sigma G_{ex,h}^i$$

$$C_{MT,h} = \Sigma C_{N,h}^i - \Sigma G_{ex,h}^i$$

$$G_{exMT,h} = 0$$

Situación (b) en la que se vierte energía excedentaria hacia la red de media tensión:

$$\text{Siendo } \Sigma C_{N,h}^i \leq \Sigma G_{ex,h}^i \quad (7)$$

$$ACC_h = \Sigma C_{N,h}^i$$

$$C_{MT,h} = 0$$

$$G_{exMT,h} = \Sigma G_{ex,h}^i - \Sigma C_{N,h}^i$$

## 2.2.5. Cálculo de las pérdidas técnicas a partir de la realización de flujos de carga para las 8,760 horas del año

En cada escenario de penetración FV, disponiendo de las curvas horarias de consumo neto en cada punto de conexión a la red de baja tensión, se resuelve un flujo de cargas sobre las redes reales de media y baja tensión de la zona, para cada una de las 8,760 horas del año, utilizando el Modelo de Red de Referencia (MRR) descrito por García-Conejo *et al.* en [46], de características similares a las de la herramienta regulatoria utilizada por el Regulador español (ver Apéndice).

El MRR utiliza información de la red de distribución real relativa a la topología, longitudes, conectividad, niveles de tensión, impedancias, etc. Dado que no se dispone de información relativa a la fase concreta a la que se conecta cada uno de los puntos de suministro, los flujos de carga se han ejecutado bajo la hipótesis de que las cargas en la red de baja tensión están perfectamente equilibradas.

A partir de los flujos de carga, es posible calcular las pérdidas técnicas horarias para cada elemento de la red de baja y media tensión. En el caso de los transformadores MT/BT las pérdidas se obtienen diferenciando entre las que se producen en el hierro o en vacío, independientemente del nivel de carga, y las pérdidas que se producen en el cobre debidas a la carga. Las pérdidas anuales de la zona se obtienen agregando las pérdidas calculadas en cada hora del año y en cada uno de los elementos de la red. Los valores obtenidos también se pueden agregar por líneas de baja tensión, por municipios, zonas, etc.

## 2.2.6. Valoración de incumplimientos de restricciones técnicas

Como se podrá comprobar, a pesar de que la potencia FV instalada en cada punto de suministro no supera la capacidad de la línea de baja tensión a la que se conecta, una alta confluencia de instalaciones fotovoltaicas sobre una misma línea o centro de transformación puede dar lugar a congestiones en la red aguas arriba de dicho punto (violaciones inaceptables de los límites de tensión o sobrecargas en elementos de red).

Con el objeto de cuantificar específicamente las variaciones en las pérdidas técnicas en función de los niveles de penetración FV, en este capítulo se ha asumido la hipótesis de "red constante". Esto significa que, aunque en algunos escenarios se superen los límites normativos o recomendados de saturación y sobretensión de elementos de red, no se realiza ninguna adaptación de la red previamente existente para corregirlos, es decir, ni extensiones de red, ni reconfiguraciones, ni refuerzos, etc., dejando esa posibilidad para un capítulo posterior.

Sin embargo, como resultado de los flujos de carga, sí se han cuantificado los diferentes niveles de incumplimiento de las restricciones técnicas en que se ha incurrido según distintos escenarios de penetración FV.

En la práctica, desde una perspectiva de planificación de medio-largo plazo, una congestión será más o menos importante dependiendo de su frecuencia, alcance (valorado como número de clientes afectados), duración y profundidad. Así, por ejemplo, una única sobrecarga del 120% de un elemento de la red durante unos minutos al año es probablemente menos crítica que una sobrecarga del 105% pero que se repite durante gran parte de las horas del año. Por esta razón, se define a continuación unos índices de incumplimiento acumulado de las restricciones técnicas por línea de baja tensión que intentan tener en cuenta estos factores:

- Índice de sobretensión acumulada por energía *EVVI* (*Energy-cumulated Voltage Violation Index*):

$$EVVI = \sum_{h=1, i=1}^{H, NP} (E_{i,h} * \% \Delta V_{i,h}), \text{ donde} \quad (8)$$

*i, h*: Punto de suministro y hora del año

*NP*: Número total de puntos de suministro alimentados por la línea BT

$\% \Delta V_{i,h}$ : Sobretensión en % en el punto *i* registrado en la hora *h*

*H*: Horas del año en las que la tensión supera el 7% (límite normativo) en el punto *i*

$E_{i,h}$ : Energía demandada por el punto *i* en la hora *h* en que tiene lugar la sobretensión

- Índice de saturación acumulada por longitud de tramo *LSSI* (*Length-cumulated Section Saturation Index*):

$$LSSI = \sum_{h=1, i=1}^{H, NS} (L_{i,h} * \% \Delta S_{i,h}), \text{ donde} \quad (9)$$

$i, h$ : Tramo de línea BT y hora del año

$NS$ : Número total de tramos de línea BT

$\% \Delta S_{i,h}$ : Sobrecarga en % del tramo de línea  $i$  registrado en la hora  $h$

$H$ : Horas del año en las que el tramo de línea  $i$  está sobrecargado

$L_{i,h}$ : Longitud del tramo de línea  $i$  (en metros) donde se produce sobrecarga en la hora  $h$

En general, muchos de los incumplimientos, los que denominaremos “moderados”, pueden solventarse mediante estrategias de operación de la red, tales como cambio de toma de los transformadores, reconfiguraciones de red, utilización de baterías de condensadores, etc.). Sin embargo, los incumplimientos que denominaremos “excesivos” requieren de algún tipo de inversión de adaptación de la red, ya sea mediante refuerzos de elementos existentes, mallados, o construcción de nuevas líneas o centros de transformación. Para diferenciar y clasificar los distintos niveles de incumplimiento de las restricciones técnicas, se ha adoptado los siguientes valores límite para cada índice de incumplimiento acumulado:

- Los incumplimientos se consideran excesivos si:

$$\cdot EVVI \geq 1 \text{ MWh} * 10\% \quad \text{ó,} \quad (10)$$

$$\cdot LSSI \geq 100 \text{ m} * 100 \text{ h} * 120\% \quad (11)$$

- Los incumplimientos se consideran moderados si:

$$\cdot 0 < EVVI < 1 \text{ MWh} * 10\% \quad \text{y} \quad (12)$$

$$\cdot 0 < LSSI < 100 \text{ m} * 100 \text{ h} * 120\% \quad (13)$$

## 2.3. Caso de estudio empleado

La metodología descrita se ha aplicado sobre una zona real de distribución que engloba parte de la provincia de Barcelona, incorporando tanto áreas más urbanas como zonas de suministros diseminados, aunque sin incluir el núcleo urbano de la ciudad de Barcelona, buscando que en conjunto se pudiera considerar una zona de distribución suficientemente representativa, con diferentes tipos de consumidores, densidades de caga y tipologías de red.

### 2.3.1. Extensión geográfica y datos de red

La Figura 7 muestra el área geográfica considerada con la red de media (azul oscuro) y de baja (azul claro) tensión que alimenta el mercado de la zona.

La zona de estudio comprende alrededor de 1,700 m<sup>2</sup>, con un total de 80,256 clientes conectados en BT y 190 en MT, alcanzando 720 MW de potencia contratada y un consumo anual de 460 GW<sup>7</sup>. Todo ello representa alrededor del 0.2% de la demanda y el 0.3% de la superficie de la España peninsular. Debido a la agrupación de consumidores en núcleos urbanos, donde aparecen edificios con varias viviendas (agrupaciones de suministros) el número de puntos de suministro o de conexión a la red se reduce a 41,625.

Según la regulación española todo el mercado se puede clasificar en cuatro zonas de calidad<sup>22</sup>, esto es, urbana (U), semiurbana (SU), rural concentrada (RC) y rural dispersa (RD). La Tabla 4 muestra cómo se distribuye el mercado de la zona de estudio según las zonas de calidad y nivel de tensión a la que están conectados los puntos de suministro.

---

<sup>22</sup> La regulación española (Artículo 99 del RD 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) considera cuatro tipos de zonas en lo que a los requerimientos de calidad de servicio se refiere: Urbana (U), Semiurbana (SU), Rural Concentrada (RC) y Rural Dispersa (RD). La zona U se define como la agrupación de municipios por provincia y empresa con más de 20,000 suministros y capitales de provincia, la zona SU considera municipios entre 2,000 y 20,000 suministros, la RC municipios entre 200 y 2,000 suministros, y la zona RD municipios con menos de 200 suministros y los suministros que se sitúan fuera de núcleos de población (diseminados).

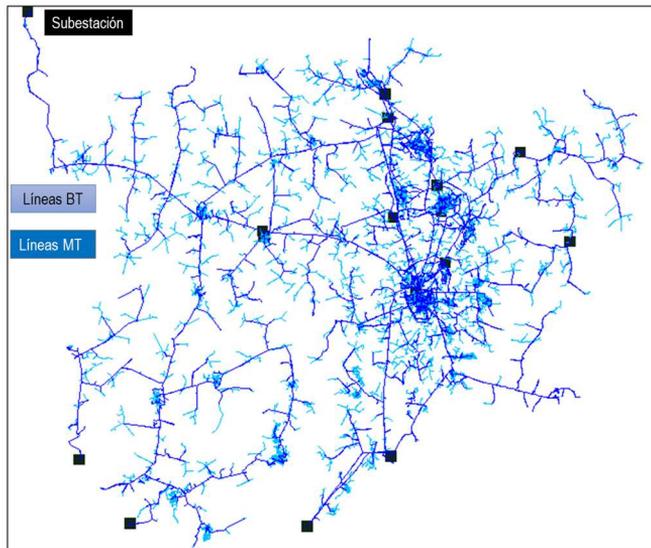


Figura 7: Red de distribución real (MT y BT) que alimenta la zona de estudio en un área de la provincia de Barcelona

La Tabla 5 muestra la extensión de la red de distribución de media y baja tensión necesaria para abastecer en condiciones adecuadas de calidad la zona de estudio. La red de media tensión de la zona incorpora 66 líneas, con un total de 1,509 km, suministrando a 1,827 centros de transformación MT/BT, mientras que la red de baja tensión incorpora 4,319 circuitos BT de una longitud de 2,191 km en total. Conviene notar que la potencia instalada en centros de transformación MT/BT es de 537 MVA, apenas el 75% de la potencia contratada total de los clientes de baja tensión, lo cual pone de manifiesto el hecho, ya comentado, de que el factor de simultaneidad al nivel de la demanda en BT es claramente inferior a uno.

Para cada suministro, individual o agregado, se dispone de las coordenadas (x, y, z) de su punto de conexión a la red real. Adicionalmente se dispone de las curvas de consumo horario de 12,000 consumidores de baja tensión, gracias a la implantación de los contadores inteligentes en España. A partir de ahí se ha construido un escenario completo de demanda horaria, para las 8,760 horas del año y la totalidad de los consumidores de la zona. La Figura 8 muestra varios perfiles de carga en los que se representa el total de la energía consumida en cada hora equivalente de todos los días del año. La Figura 9 muestra cómo se distribuyen los 333 GWh de consumo anual en BT en las horas equivalentes. Así, por ejemplo, la energía total consumida en BT en la zona de estudio a las 7 p.m. de todos los días del año se sitúa alrededor de los 15 GWh.

Tabla 4: Segmentación de los consumidores de la zona de estudio por zonas de calidad de servicio

<b>Baja Tensión</b>					
Zona de Calidad de Servicio	Número de clientes	Potencia contrata (kW)		Energía anual demandada (MWh)	
		Total	Promedio	Total	Promedio
RD	4.731	48.024	10,15	34.913	7,38
RC	25.767	173.979	6,75	111.839	4,34
SU	24.138	155.594	6,45	87.714	3,63
U	25.620	187.436	7,32	98.403	3,84
<b>TOTAL</b>	<b>80.256</b>	<b>565.033</b>	<b>7,04</b>	<b>332.869</b>	<b>4,15</b>

<b>Media Tensión</b>					
Zona de Calidad de Servicio	Número de clientes	Potencia contrata (kW)		Energía anual demandada (MWh)	
		Total	Promedio	Total	Promedio
RD	53	50.110	945,47	42.719	806,02
RC	63	58.788	933,14	33.345	529,29
SU	26	19.676	756,77	17.189	661,12
U	48	26.169	545,19	34.181	712,10
<b>TOTAL</b>	<b>190</b>	<b>154.743</b>	<b>814,44</b>	<b>127.434</b>	<b>670,71</b>

Tabla 5: Red de distribución MT y BT de la zona de estudio

<b>Red de distribución MT y BT</b>				
Tensión (kV)	Nº de circuitos	Longitud (km)	Centros de transformación	
			Número	Potencia instalada (MVA)
25	66	1.509	1.827	537
0,4	4.319	2.191		

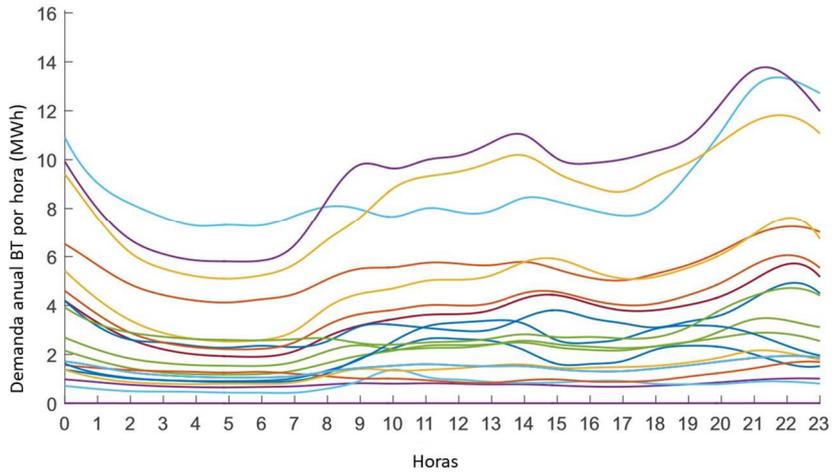


Figura 8: Demanda anual por perfiles de 24 h representativas del conjunto del año

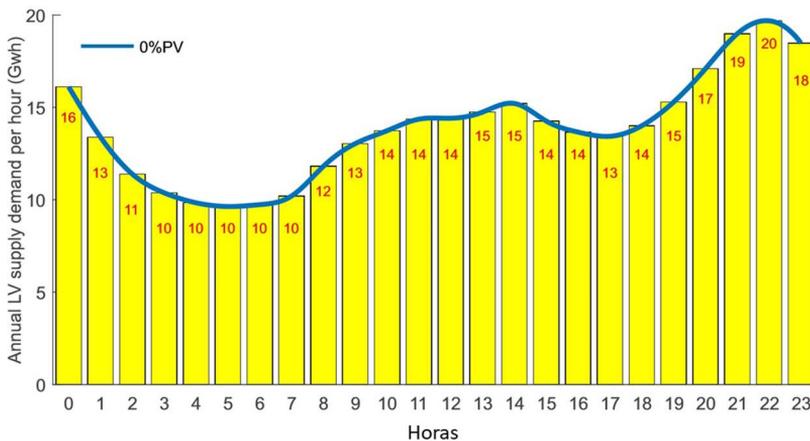


Figura 9: Demanda anual equivalente por hora

### 2.3.2. Datos de generación fotovoltaica

Como se ha descrito en el apartado 2.2.2, se ha considerado que la máxima capacidad de generación fotovoltaica para autoconsumo viene limitada por la superficie disponible de cubierta o por la capacidad máxima de la línea de conexión a cada punto de suministro previamente existente.

En lo que respecta a la superficie de cubierta, aplicando la metodología descrita en el apartado mencionado sobre la zona de estudio, se obtiene una superficie total de 2.42

km<sup>2</sup>. Teniendo en cuenta que módulos FV comerciales<sup>23</sup>, con ratios de eficiencia entre el 15 y el 17%, entregan una potencia de alrededor de 150 Wp/m<sup>2</sup>, se obtiene que la máxima potencia que se podría llegar a alcanzar en la zona de estudio se situaría en torno a los 364 MWp.

Sin embargo, si se tiene en cuenta el límite de capacidad de las líneas individuales que alimentan a los consumos previamente existentes, una a una, la capacidad fotovoltaica máxima instalable se situaría en los 308 MW, lo cual supone un 43% de la suma total de potencias contratadas (BT y MT).

Teniendo en cuenta la radiación solar en el área de Barcelona, suponiendo que los módulos FV estarán adecuadamente orientados, se puede obtener la generación fotovoltaica horaria y anual a través de herramientas abiertas como PVGIS<sup>24</sup>. En el caso de la zona de estudio se obtiene una generación anual de 505 GWh, la cual es un 10% superior a la demanda de la zona (460 GWh).

## 2.4. Resultados y Discusión

En los siguientes puntos se exponen y analizan los principales resultados obtenidos aplicando la metodología descrita sobre la zona de estudio.

### 2.4.1. Comparativa entre diferentes indicadores de penetración FV

En la Tabla 6 se realiza una comparación, tanto en términos absolutos como relativos, del valor que adoptan los cuatro indicadores de penetración de la generación FV descritos en el apartado 2.2.1 en los 10 escenarios de generación utilizados sobre la zona de estudio.

Tabla 6: Comparación de diferentes indicadores de penetración FV aplicados a escenarios de generación creciente sobre la zona de estudio

		Escenario de generación FV									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Potencia FV instalada	(MW)	31	62	92	123	154	185	216	246	277	308
Indicador de penetración											
SMaxP		10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0
TotSP		10,1	20,1	30,2	40,1	50,1	60,1	70,2	80,0	90,0	100,0
PZeroD	(%)	15,2	30,3	45,5	60,7	75,9	91,0	106,2	121,4	136,6	151,7
SPeakP		21,8	43,7	65,5	87,4	109,2	131,1	152,9	174,8	196,6	218,4

Se observa que los indicadores SMaxP y TotSP son casi coincidentes, es decir,

<sup>23</sup>Amerisolar. AS.6P Polycrystalline module.

<sup>24</sup> www.soda-pro.com.

prácticamente resulta el mismo valor del indicador de penetración si la potencia FV instalada se cuantifica con relación a la potencia máxima instalable o si se calcula con relación al número de suministros que, aleatoriamente, deciden instalar paneles fotovoltaicos. Sin embargo, se producen diferencias notables con los otros indicadores de penetración, lo cual debe tenerse en cuenta a la hora de comparar resultados de diferentes estudios que utilicen distintos indicadores. Así por ejemplo, cuando se alcanza el 100% según el indicador SMaxP, el indicador PZeroD se sitúa en algo más del 150%, lo cual significa que cuando en la zona de estudio se ha alcanzado la totalidad de la potencia fotovoltaica instalable, teniendo en cuenta las limitaciones físicas de superficie de tejado y de capacidad de la acometida, la generación fotovoltaica anual resultante es excedentaria y supera en un 50% la demanda anual de los consumidores de la zona.

En adelante, mientras no se indique lo contrario, se va a adoptar por defecto el indicador SMaxP, si bien, con la idea de facilitar la comparación de resultados con otros posibles trabajos, también se van a ir presentando resultados utilizando simultáneamente los indicadores SMaxP, PZeroD y SPeakP.

#### **2.4.2. Indicadores energéticos más representativos de los balances de energía. Consumo neto**

Para cada escenario de penetración FV, se obtienen los indicadores energéticos más representativos de los balances de energía tal como se describe en el punto 2.2.4, así como el consumo neto de la zona.

La Figura 10 muestra el consumo neto anual en la zona de estudio para diferentes escenarios de penetración FV. Se puede observar cómo, a partir del 66% de penetración FV<sup>25</sup>, y para el conjunto del año, la zona de estudio resulta ser exportadora de energía hacia niveles de tensión superior MT.

En la Figura 11 se añade además la demanda vista desde el nivel de MT. Se observa en este caso que a partir de niveles de penetración FV del 90-95%<sup>26</sup> el conjunto de la zona resulta exportadora neta de energía hacia niveles de alta tensión.

La Figura 12 representa el consumo neto anual, en el nivel de tensión BT, repartido por las horas equivalentes del año<sup>27</sup>. Se observa que a partir de una penetración FV del 20%, y a medida que va creciendo dicha penetración, cada vez son más amplias las franjas horarias en las que la zona de estudio resulta ser exportadora de energía hacia el nivel de tensión superior MT. Cuando se alcanza el 100% la zona es exportadora neta entre las 9 am y las 7 pm.

En la Figura 13 se representa el consumo neto horario de los días correspondientes a los solsticios de verano y de invierno. Nótese que, a pesar de la latitud de la provincia de Barcelona, incluso en los días de menor radiación solar de invierno, cuando se supera el

---

<sup>25</sup> Equivalente al 100% según la escala PZeroD, por la propia definición del indicador.

<sup>26</sup> Equivalente al 150% según la escala PZeroD

<sup>27</sup> Como se ha descrito en casos anteriores, por ejemplo, la hora 15 equivalente incorpora todo el consumo neto de todas las horas 15 de todos los días del año

35% de penetración FV hay horas durante el día en las que la zona de estudio resulta exportadora neta de energía hacia el nivel de tensión MT.

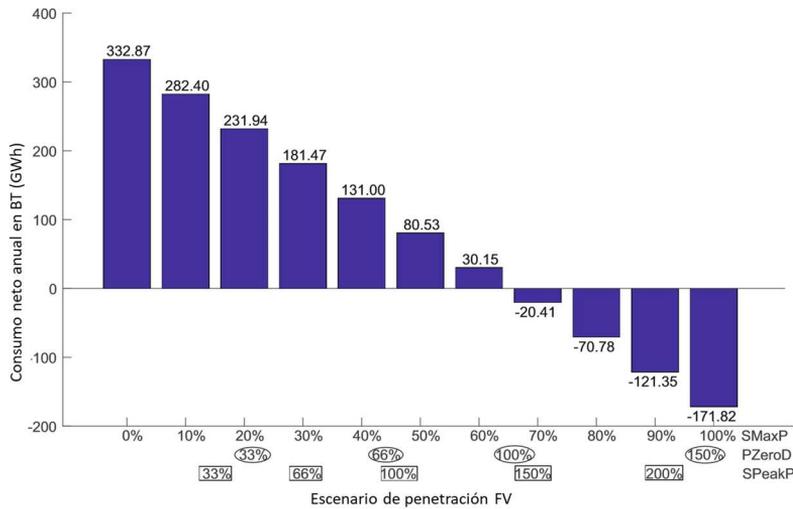


Figura 10: Consumo neto anual en BT para escenarios de penetración FV crecientes

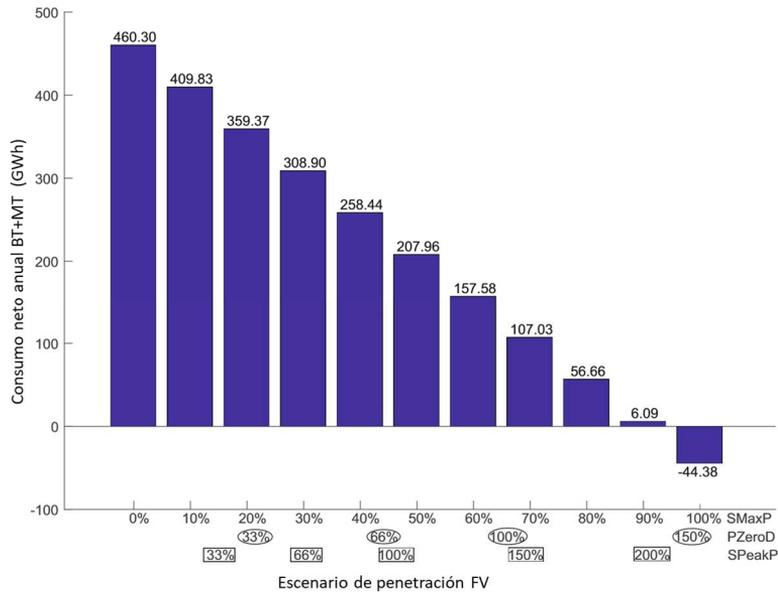


Figura 11: Consumo neto anual (BT+MT) para escenarios de penetración FV crecientes

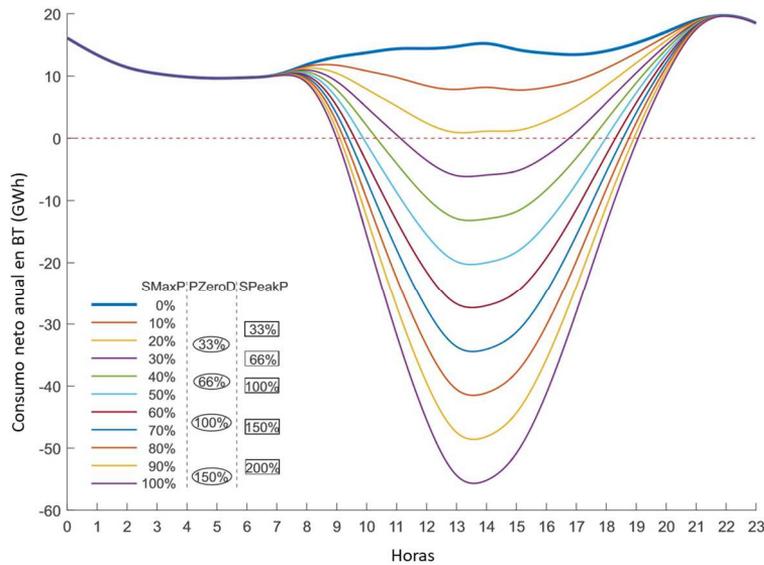


Figura 12: Consumo neto anual BT, en cada hora equivalente del año, para escenarios de penetración FV crecientes

La Figura 14 muestra el resto de parámetros del balance de energía, considerando la suma de los balances de energía individuales, para el conjunto de suministros de la zona de estudio, y según diferentes niveles de penetración fotovoltaica. Dentro del concepto de autoconsumo individual, en este trabajo se incluye todo aquel consumo que es cubierto con generación fotovoltaica producida en el mismo punto de conexión y sin utilizar la red de baja tensión, esto es, viviendas u otro tipo de suministros individuales, pero también agrupaciones de suministros que comparten punto de conexión, como es el caso de edificios de viviendas.

Habiendo asumido la hipótesis de que la demanda de energía es invariable, y creciendo la generación fotovoltaica con el nivel de penetración FV, se observa cómo, lógicamente, el nivel de autoconsumo individual y el de los excesos de generación que son vertidos a la red crecen linealmente a medida que aumenta la penetración fotovoltaica, mientras que la demanda que es abastecida tomando energía de la red se va reduciendo. Conviene observar que existe excesos de generación desde los primeros niveles de penetración FV ya que, para cualquier suministro concreto, a lo largo del año se dan horas diurnas en las que la generación puede superar al consumo. De la misma manera, conviene observar cómo el autoconsumo no es suficiente para satisfacer las necesidades de energía del consumo ni siquiera en elevados niveles de penetración FV, ya que a lo largo del año es muy elevado el número de horas sin generación fotovoltaica o con generación insuficiente para cubrir la energía horaria consumida. Se comprueba también cómo a partir del 66% SMaxP de penetración fotovoltaica la red de baja tensión se convierte en exportadora neta de energía anual fotovoltaica hacia la media tensión (lógicamente, por definición esto se produce en el 100% PZeroD tomando como referencia este otro indicador de penetración FV).

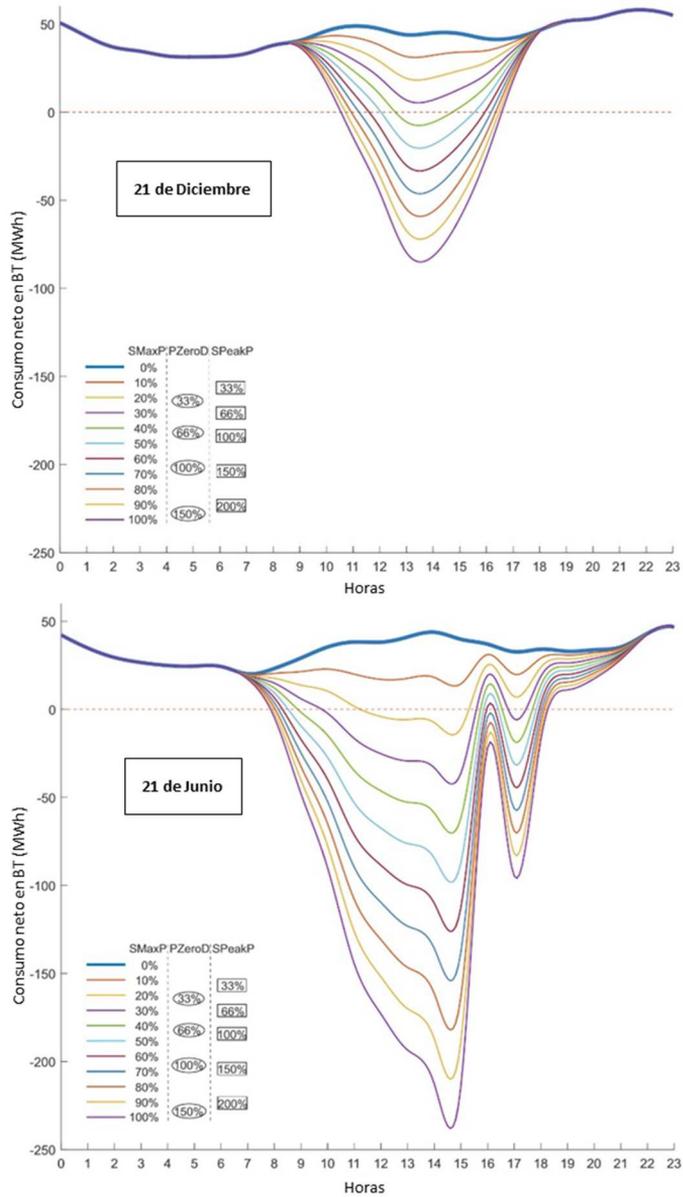


Figura 13: Consumo neto anual BT, en cada hora equivalente del año, para escenarios de penetración FV crecientes, en los solsticios de verano e invierno

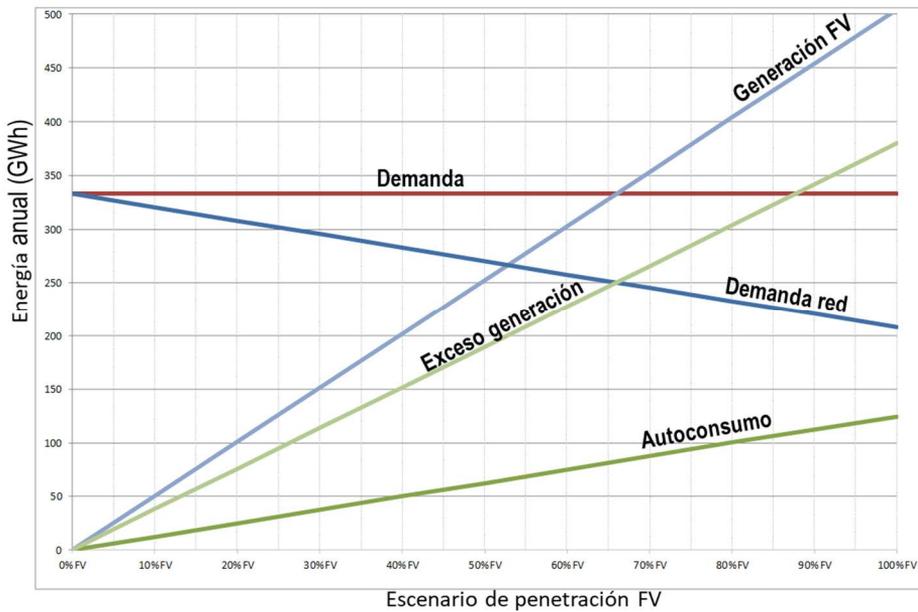


Figura 14: Agregación de balances de energía a nivel BT de autoconsumo individual, y colectivo en el mismo punto de conexión a la red

El área por debajo de la recta de exceso de generación viene a ser la energía renovable que se dejaría de aprovechar en el caso de considerar la instalación de dispositivos anti-vertido, como ocurre en algún marco normativo. Por otra parte, en el análisis de estos resultados hay que tener en cuenta que no se han considerado posibles incrementos o refuerzos de la acometida o instalación de conexión existente para cada vivienda. En estas condiciones, por ejemplo, se consiguen niveles de autoconsumo individual del 15% de la demanda (50 GWh / 332 GWh) para una penetración del 40% SMaxP de generación fotovoltaica, y del 30% (100/332) para el 80% de penetración.

La Figura 15 complementa a la anterior mostrando la evolución del autoconsumo colectivo para diferentes niveles de penetración fotovoltaica, según se describe en el punto 2.2.4. El autoconsumo colectivo se refiere al que utiliza excedentes de generación que son vertidos en otros puntos de la red de baja tensión, en ese mismo instante, considerando para ello toda la red de baja tensión subsidiaria de un mismo centro de transformación.

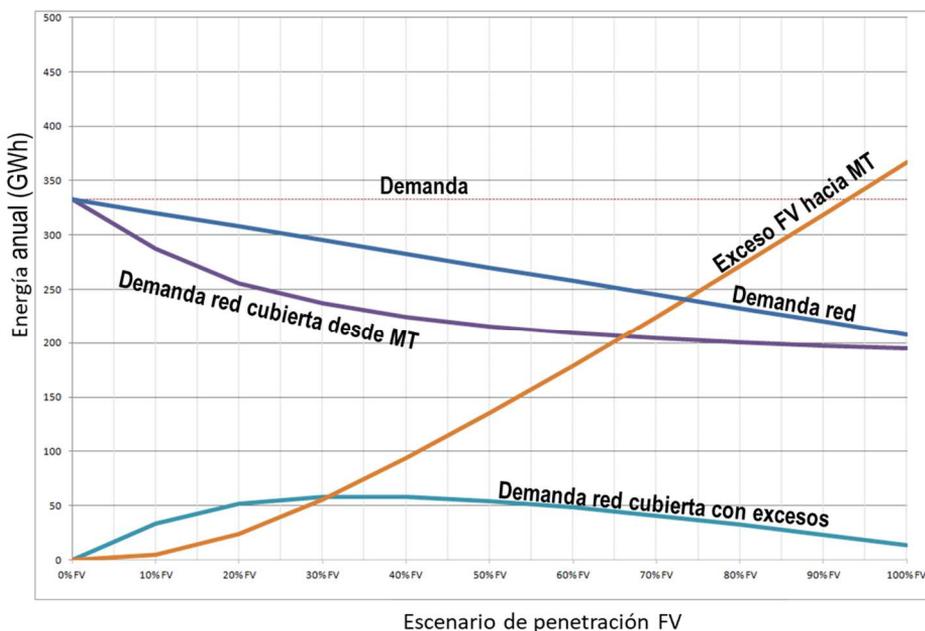


Figura 15: Agregación de balances de energía de autoconsumo colectivo utilizando la red BT

De forma similar al caso anterior, se observa cómo desde los primeros niveles de penetración fotovoltaica ya existen horas del año en las que se producen excedentes de generación que son vertidos a la red de baja tensión y aprovechados para cubrir parte de la demanda de otros suministros conectados a la misma red de distribución. Sin embargo, no se empiezan a producir vertidos de energía apreciables desde la red de baja tensión hacia la media tensión hasta que no se llega al 10% SMaxP de penetración FV. Este vertido crece de manera prácticamente lineal a partir del 30% SMaxP.

Es interesante observar también la evolución no lineal del autoconsumo colectivo que utiliza la red de baja tensión, lo que en la figura se ha denominado “demanda red cubierta con excesos”, que crece de manera apreciable desde el 0% hasta el 15-20% SMaxP de penetración FV, que alcanza un máximo bastante amplio entre el 30-45% SMaxP en el que llega a abastecer el 16% de la demanda de la zona (55 GWh / 332 GWh), y que a partir de ahí va descendiendo paulatinamente para niveles elevados de penetración fotovoltaica. Esto es así porque, aunque la generación fotovoltaica va creciendo, esta generación se dedica preferentemente a cubrir las necesidades de consumo del propio titular del punto de conexión (autoconsumo individual sin utilizar la red de distribución), quedando de esta manera menos demanda para ser cubierta tomando energía de la red de baja tensión.

### 2.4.3. Pérdidas en la red

#### – Pérdidas horarias

A partir de los consumos netos horarios en cada punto de suministro, y con los datos

de topología y características de toda la red de baja y media tensión, es posible resolver un flujo de cargas utilizando el MRR, para las 8,760 horas del año, y para los 10 escenarios de penetración de la generación fotovoltaica.

En la Figura 16 se representan la demanda y las pérdidas anuales, a nivel BT, repartidas según las horas equivalentes, para el escenario base en el que no existe generación fotovoltaica (0% generación FV). Se puede observar que las pérdidas en las redes BT se sitúan en torno al 1% de la demanda<sup>28</sup>. También se observa, como cabía esperar, que el mayor (menor) ratio de pérdidas se produce en las horas de mayor (menor) demanda ya que, para un mismo nivel de tensión, dependen de la carga siguiendo una función cuadrática. Sin embargo, también se puede apreciar que los perfiles de ambas curvas no mantienen exactamente la misma forma, lo cual es una prueba de la heterogeneidad horaria de la demanda en cada punto de la red, ya que, en cada hora del año, las pérdidas dependen de qué líneas o elementos de la red son los que soportan las mayores cargas y estas son diferentes en distintos momentos del año.

Por su parte, la Figura 17 muestra las pérdidas anuales en la red BT, repartidas entre las horas equivalentes del año, para diferentes niveles de penetración FV por debajo del 40%. Se puede apreciar cómo, para niveles bajos de penetración FV (10-20%), las pérdidas horarias se mantienen siempre por debajo de las del escenario base (0% generación FV). Sin embargo, para niveles de penetración FV a partir del 30% en las horas centrales del día las pérdidas superan a las que se producían en la red en ausencia de generación. Por encima del 35-40% de generación FV las pérdidas a mediodía exceden ampliamente incluso a las que se producen en las horas de máximo consumo por la noche.

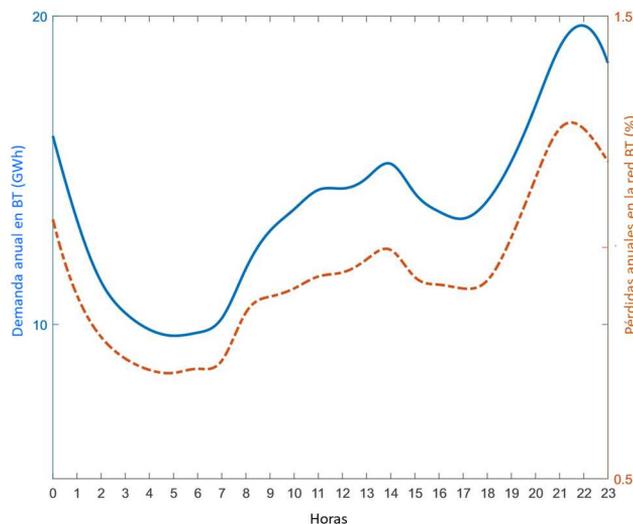


Figura 16: Demanda y pérdidas anuales a nivel BT por horas equivalentes para el escenario base sin generación (0% FV)

<sup>28</sup> Conviene recordar que se está suponiendo un régimen equilibrado de cargas entre fases, lo cual tiende a minusvalorar las pérdidas que se producen en situaciones reales con cargas horarias repartidas entre fases de manera desigual.

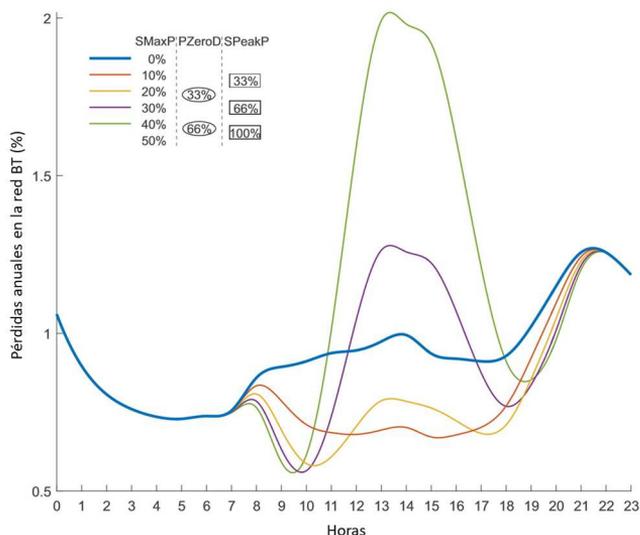


Figura 17: Pérdidas horarias relativas en BT, por horas equivalentes, para diferentes escenarios de generación FV

#### – Pérdidas anuales

Las pérdidas anuales, para cada escenario de penetración FV, se obtienen por la suma de las calculadas previamente para las 8,760 horas del año. Adicionalmente, las ejecuciones del MRR permiten obtener las pérdidas técnicas producidas en cada elemento de red BT y MT.

De esta forma, las Figuras 18 y 19 representan las pérdidas anuales absolutas y relativas, respectivamente, para cada escenario de penetración FV, repartidas entre los distintos elementos de la red de distribución en los que se producen. Como se ha dicho, las pérdidas originadas en las líneas de BT y MT, así como las correspondientes a los centros de transformación MT/BT (pérdidas en el hierro y en el cobre), se han calculado asumiendo que no se realiza ningún tipo de refuerzo o adaptación de las redes. Se puede observar que las pérdidas técnicas en el escenario base (sin generación FV) alcanzan el 4.9% distribuyéndose de la siguiente forma:

- 1.0% pérdidas en las líneas BT
- 3.3% pérdidas en los centros de transformación MT/BT
- 0.6% pérdidas en las líneas MT

Estos resultados son similares a los obtenidos en otros trabajos, como por ejemplo el de Eguía *et al.* [13], el de Gasperic [47], o el de Gawlak *et al.* [48].

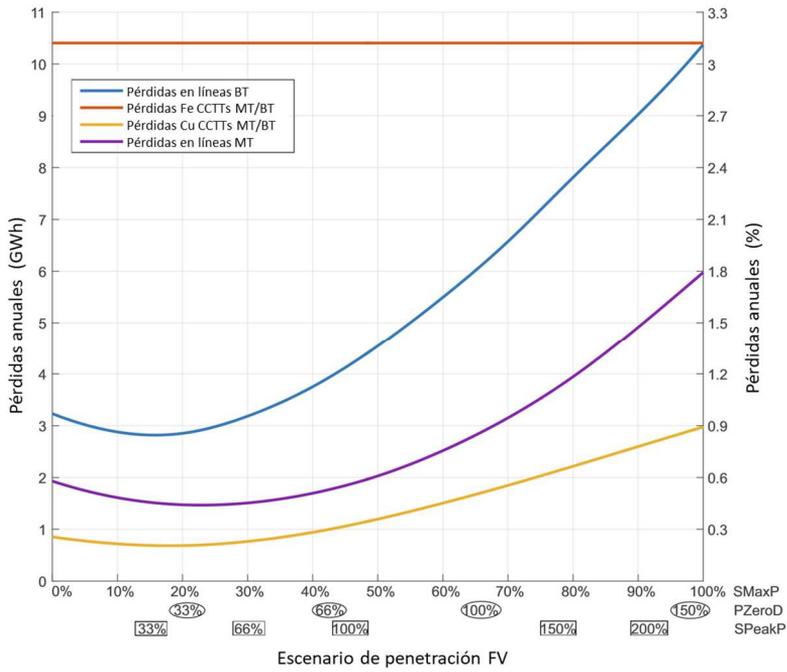


Figura 18: Pérdidas anuales repartidas por elementos de la red para diferentes escenarios de generación FV

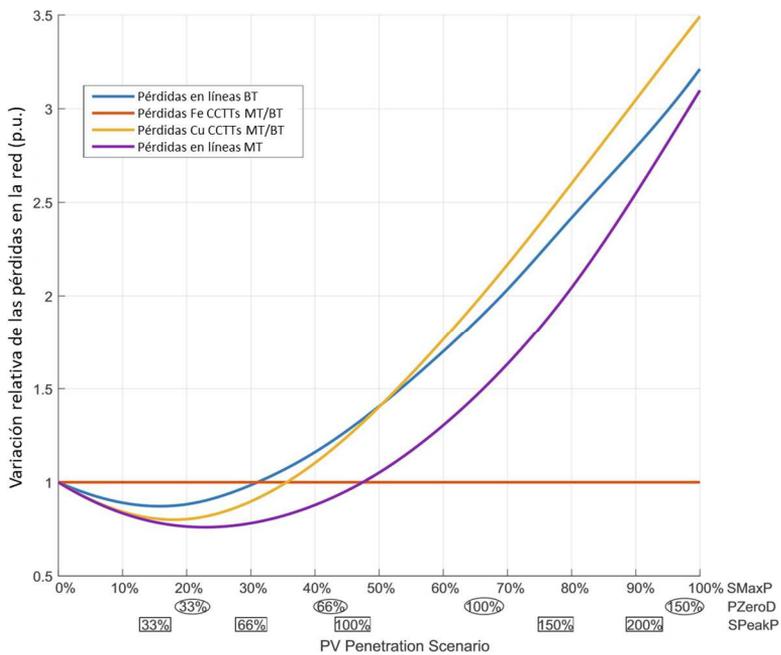


Figura 19: Pérdidas anuales, repartidas por elementos de la red, relativas a las del escenario 0% FV, para diferentes escenarios de generación FV

En las Figuras 18 y 19 se puede apreciar claramente cómo las pérdidas se ven reducidas en los primeros niveles de penetración FV con relación a las que se producirían en el escenario base sin generación fotovoltaica. Después de alcanzar un mínimo, que tiene lugar antes para las pérdidas en la BT que, para las pérdidas en la MT, se produce un crecimiento casi cuadrático, con una pendiente muy pronunciada en el caso de las líneas y especialmente en las de BT.

Considerando la zona de estudio de un tamaño y diversidad de mercado suficientemente representativo, como se ha dicho, se observa que las pérdidas que se producen en las líneas de BT se reducen a medida que va llegando la generación FV alcanzando su mínimo en el 15% de penetración FV (45% según la escala PZeroD). A partir del 30% de penetración FV las pérdidas en las líneas BT empiezan a superar a las del escenario base y, por ejemplo, para una penetración FV del 53% (80% según la escala PZeroD) las pérdidas se han multiplicado por 1.5, es decir, superan en un 50% a las del escenario base.

La forma de la curva es parecida para las pérdidas originadas en las líneas MT, aunque algo más suave. De esta manera las pérdidas en la MT se van reduciendo hasta un escenario de penetración FV del 47%, pasando por su mínimo en el 25% de FV, y superando en más de un 50% a las pérdidas del escenario base a partir de una penetración FV del 66%.

La evolución de las pérdidas es similar en los diferentes elementos de la red de distribución (primero reduciéndose para luego crecer casi de forma cuadrática), salvo en el caso de las pérdidas del hierro de los transformadores (pérdidas en vacío) que son constantes e independientes del nivel de carga y, por tanto, también independientes del nivel de penetración FV.

Se puede comprobar que el impacto más directo sobre las pérdidas se produce en la red BT ya que es ahí donde se está dando la llegada masiva de instalaciones de generación FV (consumidores conectados a la red BT que instalan paneles en sus cubiertas). En los primeros niveles de penetración la generación FV principalmente se dedica al autoconsumo y, en algunos casos, puede llegar a producir algunos excedentes, aunque de poca relevancia, con lo que los niveles de carga de la red BT bajan y las pérdidas se reducen. A partir de penetraciones más altas los excedentes de generación empiezan a ser mayores y, al producirse de forma simultánea en una misma zona, llegan a provocar inversión de flujos y sobrecargas en las líneas donde confluyen más instalaciones de generación, repercutiendo todo ello en un incremento notable de las pérdidas. Si la generación FV sigue creciendo, como se ha visto, puede producirse exportación neta de generación desde la red BT hacia niveles de tensión MT en un número de horas cada vez mayor. Estos excedentes que alcanzan a la red MT son inicialmente compensados por los consumos que tienen su punto de conexión directamente sobre la red MT, lo cual explica por qué la saturación de la red MT llega más tarde, con niveles de penetración FV mayores.

Llegados a este punto es posible realizar una valoración económica simple de los ahorros en pérdidas y en CO<sub>2</sub> que pueden alcanzarse, para el conjunto del país, asumiendo, por ejemplo, un escenario de penetración FV del 15%, que es justamente aquel en el que se consigue la máxima reducción de las pérdidas. Para ello:

- La demanda anual de consumidores en BT a nivel nacional [49] es aproximadamente de 106 TWh. Según los resultados obtenidos en la zona de estudio, las pérdidas técnicas en las redes de BT son del orden del 1%.
- En un escenario óptimo del 15% de penetración FV las pérdidas en la red BT se reducirían del 1% al 0.89% (Figura 19), logrando un ahorro de energía anual aproximado de 120 GWh.
- Considerando un precio medio del mercado de energía eléctrica en España de 40.6 €/MWh en 2016 [50], el ahorro en pérdidas atribuible al autoconsumo se podría valorar en 5 M€/año.
- Aplicando un factor medio de emisiones de CO<sub>2</sub> en España para 2016 de 0.24 tCO<sub>2</sub>/MWh, resulta un ahorro de 29,000 tCO<sub>2</sub> al año debido a la reducción de pérdidas.

Tratando de identificar un comportamiento diferente según el tipo de zona de distribución, en la Figura 20 se ha representado la variación de las pérdidas relativas, referidas al escenario base 0%, diferenciando las zonas de calidad de servicio tal y como se definen en la normativa española. En este análisis no se ha tenido en consideración las pérdidas en el hierro de los centros de transformación MT/BT, por ser relativamente grandes e independientes de la carga. Las pérdidas en cada tipo de zona, para cada escenario de penetración FV, son producto de la combinación de varios factores como son el número y longitud de tramos de líneas BT y MT, el número y longitud de derivaciones de línea a partir de las troncales, el número de puntos de suministro que confluyen en tramos comunes de línea y que instalan paneles fotovoltaicos, etc.

Se observa que el impacto mayor sobre las pérdidas se produce en las zonas semiurbanas (SU), donde es relativamente frecuente encontrar varias derivaciones de línea desde los tramos troncales con varios suministros confluyendo sobre ellas. A priori cabía esperar un mayor impacto sobre las pérdidas en las zonas urbanas (U) debido a la mayor concentración existente de agrupaciones de suministros. Sin embargo, de una observación más detallada se deduce que hay dos factores que limitan dicho impacto: (1) la limitación de superficie de cubierta disponible, que es mayor en zonas U que en zonas SU ya que en estas últimas es mayor la proporción de casas adosadas, unifamiliares o de poco más de dos alturas; (2) el hecho de que las líneas BT son en general más cortas y con mayor capacidad, debido en parte a una mayor proporción de emplazamientos para la ubicación de centros de transformación<sup>29</sup> (ver Figura 21).

---

<sup>29</sup> La regulación española prevé que los promotores de viviendas, que requieran potencias superiores a los 100 kW en baja tensión, reserven un espacio en el edificio accesible desde el exterior para la instalación, si fuera necesario, de un centro de transformación MT/BT.

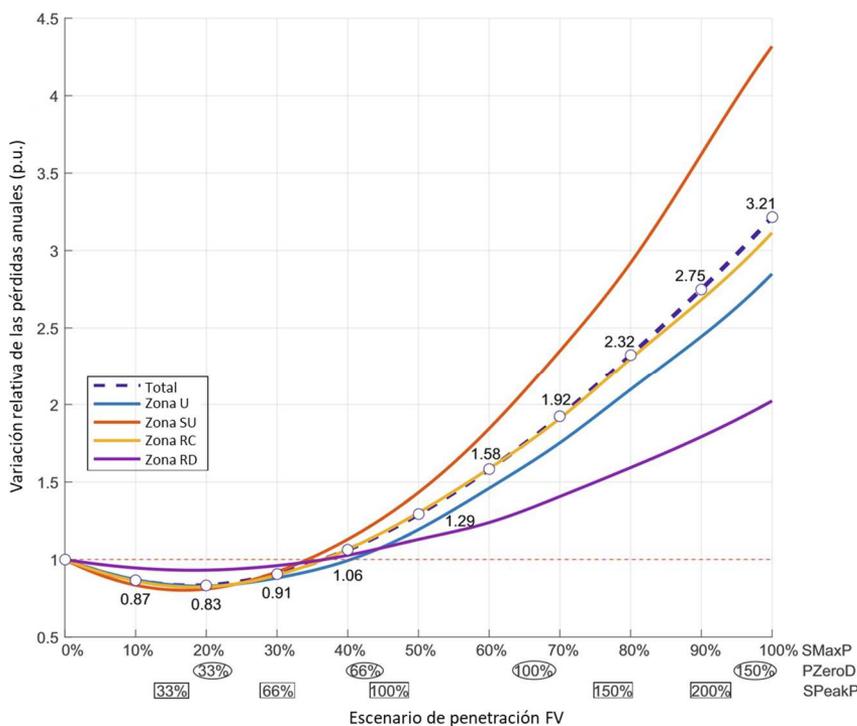


Figura 20: Pérdidas anuales por tipo de zona, relativas a las del escenario 0% FV, para diferentes escenarios de generación FV

Nota: No incluye las pérdidas en el hierro de los transformadores MT/BT

Por otra parte, se observa que el menor impacto en las pérdidas se produce en las zonas rurales dispersas (RD), donde la estructura de la red es más ramificada, pero con un número limitado de suministros confluyendo y una proporción menor de derivaciones. De nuevo el comportamiento de las pérdidas en las zonas rurales concentradas (RC) es algo diferente a lo que se hubiera esperado en un principio. Tal como intenta ilustrar la Figura 22, en una zona RC es frecuente encontrar núcleos de población pequeños y medianos, con casas de pocas alturas, con relativamente pocos centros de transformación MT/BT y, consecuentemente, con líneas y derivaciones BT relativamente largas sobre las que confluyen un número relevante de puntos de suministro. Esta estructura justifica que las pérdidas en las zonas RC se vean más afectadas por la generación FV que en el caso de las zonas RD.

#### – Pérdidas anuales por tipos de líneas BT

El impacto de la generación FV sobre las pérdidas en una zona de distribución amplia, como la del estudio, no deja de ser la suma de múltiples situaciones locales. Así, por ejemplo, es un escenario de baja penetración FV, el conjunto de la zona se puede estar beneficiando de una cierta reducción de las pérdidas, pero a la vez, pueden darse situaciones locales de congestión con fuertes incrementos de pérdidas en esos puntos. Esto ocurrirá en aquellas líneas de BT que alimenten a un número mayor de suministros susceptibles de instalar paneles fotovoltaicos y en las que la confluencia de

generación FV de manera simultánea en las horas de sol va a ser mayor.



Figura 21: Detalle de redes de MT y BT en unas zonas urbana y semiurbana

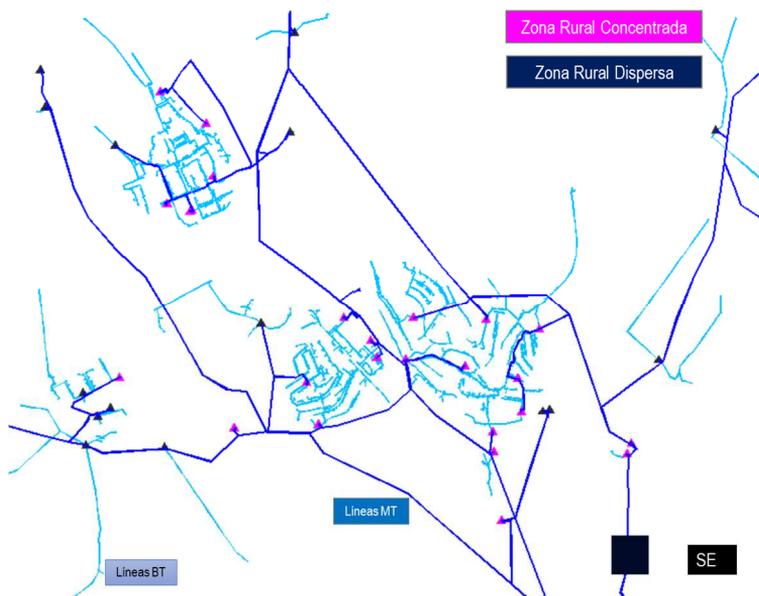


Figura 22: Detalle de redes de MT y BT en zonas rurales concentrada (CTs color fuxia) y dispersa (CTs color negro)

Para ilustrar e intentar cuantificar este efecto se han clasificado todas las líneas BT incluidas en la zona de estudio según el número de suministros que alimentan (ver Figura 23). Se puede apreciar cómo, por ejemplo, de los 4,319 circuitos BT de la zona, 1,500 de ellos alimentan a un único suministro, mientras que 80 circuitos llegan a 9 suministros y aproximadamente 100 circuitos más alimentan entre 40 y 50 grupos de suministros. En general, los circuitos con un único punto de suministro no verán incrementadas sus pérdidas por el hecho de que el consumidor asociado a dicho

suministro decida instalarse paneles solares para autoconsumo. En estos casos, un 100% de penetración FV referida a los consumidores que son únicos en su línea BT no va a producir un incremento notable de las pérdidas, al menos en la BT. Esto, en parte, contribuye a explicar el menor impacto de la generación FV en las pérdidas en zonas urbana y rural dispersa, precisamente donde los circuitos BT presentan menos derivaciones y alimentan a un número menor de agrupaciones de suministros.

Sin embargo, en los circuitos BT que alimentan a dos o más agrupaciones de suministros, el impacto en las pérdidas por la llegada de la generación FV será mucho más notable. La razón es que, mientras las líneas han sido dimensionadas para alimentar el mercado (pico de demanda) con un factor de simultaneidad  $FS_C < 1$ , en la hora de insolación toda la generación fotovoltaica coincidirá sobre el mismo circuito BT con  $FS_G = 1$ , con lo que la corriente máxima de generación (flujo invertido) puede superar ampliamente a la prevista durante el pico de demanda. Esto es lo que explica en parte el que el impacto en las pérdidas sea más acentuado en zonas semiurbanas y rurales concentradas, donde existen más derivaciones y se alimenta a un mayor número de suministros por circuito.

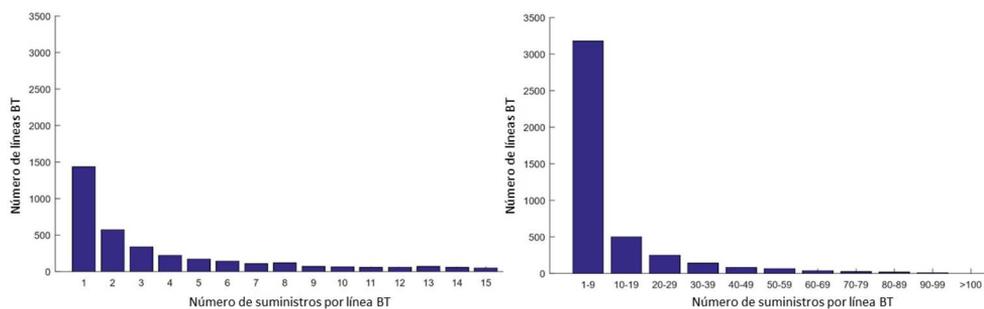


Figura 23: Histograma de líneas BT de acuerdo al número de suministros que alimentan

Las Figuras 24-27 presentan un histograma de circuitos BT, segmentados según su nivel de penetración FV individual, mostrando cómo se distribuyen las pérdidas entre ellos para los escenarios de penetración FV global del 20%, 40%, 60% y 80%. El indicador "Ratio p.u. Estand" representa la contribución en p.u. de cada segmento de circuitos BT al total de las pérdidas, de manera que el área bajo la línea de puntos representa el crecimiento total de las pérdidas, en p.u., con relación al escenario base 0% generación FV. De nuevo la referencia del 30% de penetración FV adquiere cierto significado: los circuitos que presentan una penetración FV individual menor al 30% contribuyen a reducir las pérdidas del conjunto de la zona; los circuitos con penetraciones FV individuales superiores al 30% contribuyen al incremento de las pérdidas.

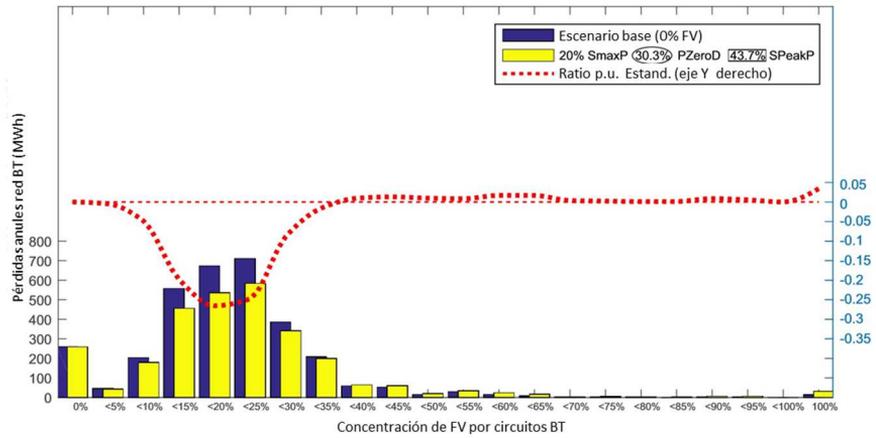


Figura 24: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 20% FV)

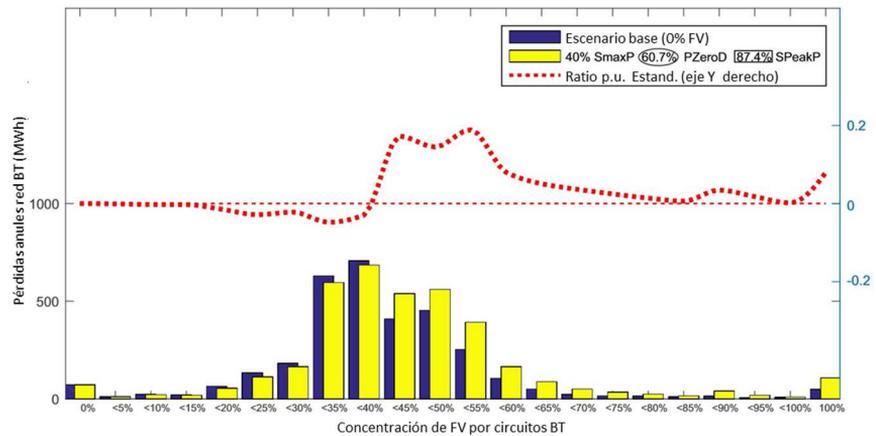


Figura 25: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 40% FV)

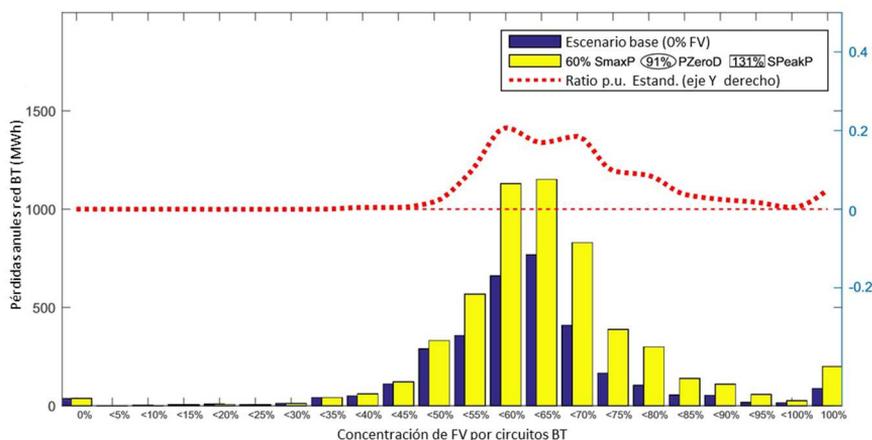


Figura 26: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 60% FV)

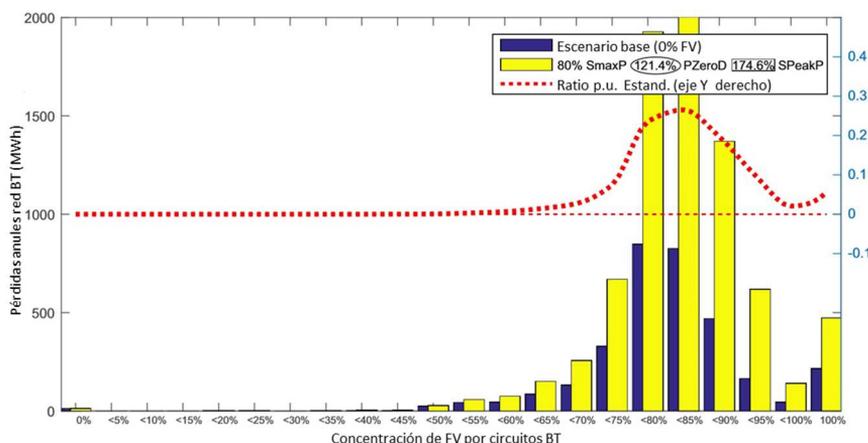


Figura 27: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 80% FV)

#### 2.4.4. Congestiones en la red

Como se ha comprobado hasta aquí, a pesar de que los consumidores que deciden instalar paneles solares en su vivienda (siempre que sea posible) limiten individualmente la potencia de su instalación FV a la máxima de la línea BT existente para su consumo, debido a que la generación solar en una zona se produce simultáneamente ( $FS_G=1$ ), se espera que ocurran congestiones en las redes de distribución a medida que la penetración FV vaya creciendo. Adicionalmente, dichas congestiones pueden aparecer incluso en niveles de baja penetración FV.

En la Figura 28 se muestran de nuevo las pérdidas en la red de BT para escenarios de generación FV creciente pero, en esta ocasión, dichas pérdidas se han segmentado por grupos de circuitos BT, dependiendo de si se produce la violación de restricciones técnicas, por sobretensiones (arriba) o por congestiones (abajo), y también por barras de distinto color, en función de si las violaciones pueden considerarse moderadas o excesivas, según la propuesta de metodología realizada en el apartado 2.2.6.

Se puede observar que, en general, el primer tipo de incumplimientos excesivos que aparecen son las sobretensiones, que se producen ya en escenarios de penetración FV del 20-30%. Los incumplimientos excesivos por congestiones empiezan a aparecer un poco más tarde, en escenarios de penetración FV a partir del 30-40%. Si bien, como se ha dicho, este estudio se ha realizado con la hipótesis de “red constante”, a partir de que aparecen incumplimientos excesivos sería necesario realizar adaptaciones o refuerzos en las redes, los cuales, además de eliminar los problemas de congestión o sobretensión, contribuirían a reducir las pérdidas, como se analizará en el siguiente capítulo.

En la Figura 29 se puede apreciar cómo evolucionan los tramos de red que empiezan a tener problemas con el crecimiento de la generación FV. Se observa que hasta un 30% de penetración FV prácticamente no se originan incumplimientos excesivos. También se puede comprobar cómo las congestiones no se producen de manera uniforme en toda la zona, sino que aparecen y se intensifican en determinados puntos donde puede haber disponibilidad de superficie de cubiertas para la instalación de paneles fotovoltaicos, y en los elementos de red donde confluyen instalaciones FV.

Conviene recordar que a lo largo de este estudio se ha supuesto que las cargas estaban perfectamente equilibradas entre fases. Tal y como Rodríguez-Calvo *et al.* demuestran en [16], las pérdidas en BT en un sistema desequilibrado pueden llegar a multiplicar por 2.5 a las de un sistema equilibrado, por lo que el impacto en las pérdidas que se ha valorado en este trabajo hay que tomarlo como un valor mínimo.

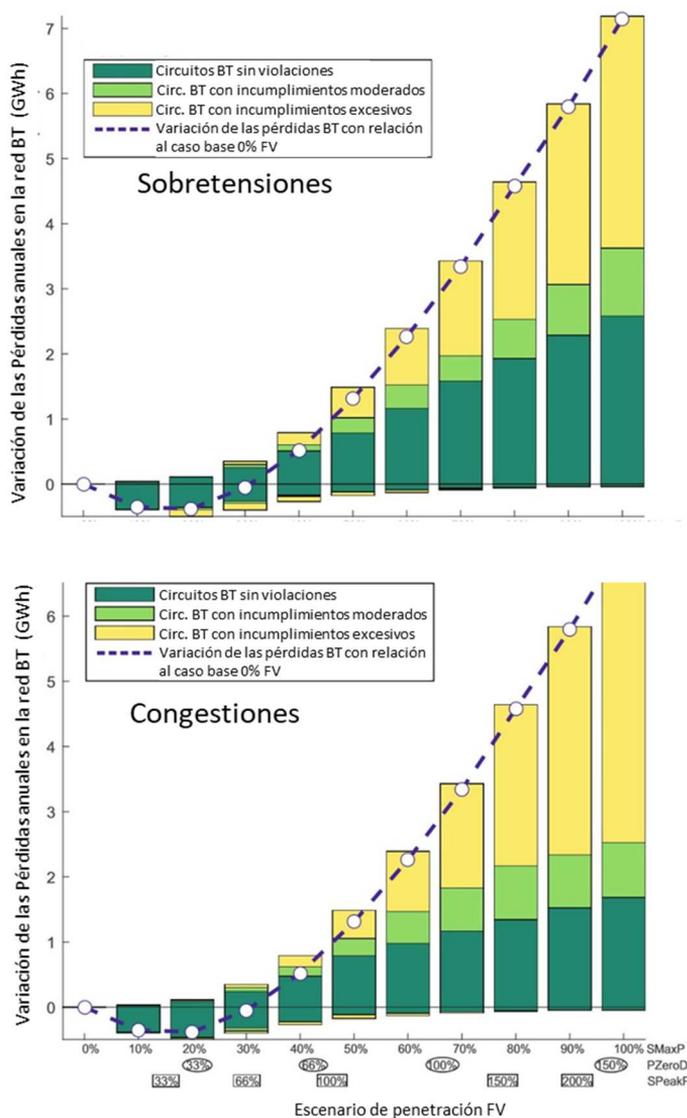


Figura 28: Pérdidas en red BT segmentadas por circuitos según su grado de incumplimiento de restricciones técnicas

Otra de las hipótesis consideradas en este trabajo es que la energía solar vertida a la red, en el caso de producirse excedentes en la instalación de cada consumidor, se inyecta con un factor de potencia igual a la unidad. Cabe suponer que, con la implementación de los futuros códigos de red<sup>30</sup>, las instalaciones solares futuras podrán aportar cierta regulación de la tensión, mitigando así parte de los incumplimientos y reduciendo eventualmente las pérdidas.

<sup>30</sup> REGLAMENTO (UE) 2016/631 DE LA COMISIÓN de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red

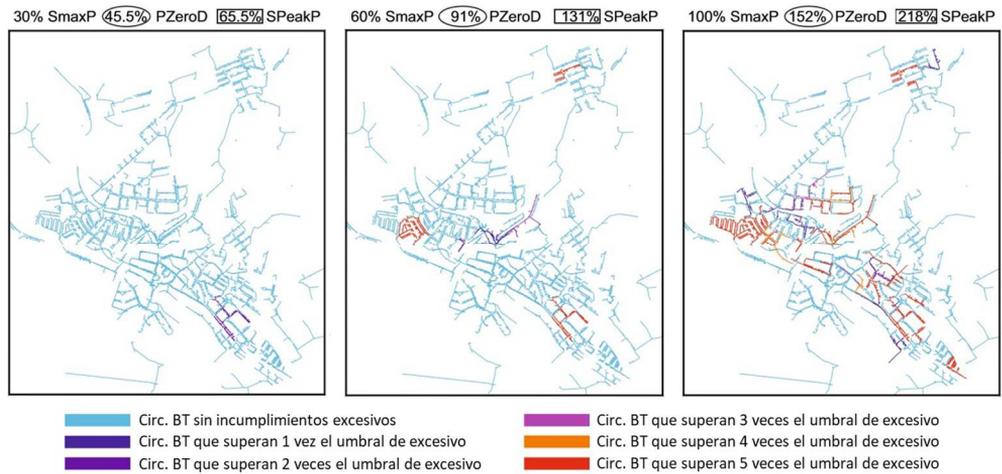


Figura 29: Detalle de una zona con la evolución de incumplimientos excesivos por congestión con el crecimiento de la penetración FV

## 2.5. Resultados y Conclusiones

Se resumen a continuación algunos de los principales resultados obtenidos en este capítulo:

- Se producen vertidos de generación FV a la red desde los primeros niveles de penetración FV ya que, a lo largo del año, se dan horas diurnas en las que para cada suministro la generación puede superar a la demanda.
- El autoconsumo no es suficiente para satisfacer las necesidades de energía del consumo ni siquiera en elevados niveles de penetración FV, ya que es muy elevado el número de horas del año con generación insuficiente para cubrir la energía horaria demandada.
- En el conjunto de una amplia zona de distribución, se consiguen niveles de autoconsumo individual del 15% de la demanda para una penetración FV del 40% y del 30% para una penetración FV del 80% .
- En esa misma zona de distribución, el porcentaje de consumo que se cubre con excesos de generación a través de la red BT (autoconsumo colectivo utilizando la red) crece desde cero hasta un máximo del 16% de la demanda para una penetración FV del 30-45%. A partir de ahí ese porcentaje se va reduciendo paulatinamente a medida que crece la penetración FV.
- A partir de una penetración FV del 20% empiezan a ser más las horas del año en las que la red BT es exportadora neta de energía hacia el nivel de tensión superior de MT. A partir del 66% de penetración fotovoltaica la red de baja tensión se convierte en exportadora neta de energía anual fotovoltaica hacia la red de media tensión.
- El crecimiento de la generación FV distribuida en forma de autoconsumo, aprovechando cubiertas existentes donde ya había previamente un punto de

suministro o consumo, afecta fundamentalmente, y de forma local, a la red BT. Aquellos circuitos BT que no llegan a acumular más de un 30% de penetración FV contribuyen positivamente a la mejora de las pérdidas. Los que superan este nivel de penetración contribuyen a empeorarlas.

- Globalmente, en el conjunto de una zona de distribución de tamaño real, de nuevo el nivel del 30% de penetración FV es una referencia: hasta ese valor de penetración las pérdidas en la red BT tienden a situarse por debajo de las que se producirían sin generación FV, alcanzando la máxima reducción en el 15% de penetración FV. A partir del 30% de penetración FV en el conjunto de la zona, las pérdidas superan a las que se hubieran producido sin generación FV y aumentan de forma casi cuadrática. En un escenario con el 53% de penetración FV las pérdidas en la red BT se incrementan un 50% respecto a las que se producirían sin generación FV.
- Los efectos de la generación FV sobre las pérdidas en la red MT son similares, aunque algo más atenuados: las pérdidas se reducen, con relación a la situación sin generación, en penetraciones FV hasta el 47%, alcanzando su valor mínimo en el 25%; con una penetración FV del 66% las pérdidas se incrementan en un 50% respecto al caso base.
- El mayor impacto en las pérdidas de la BT se produce en las zonas semiurbanas donde es más frecuente encontrar líneas con derivaciones y agrupaciones de suministros, con superficies de cubierta disponible, confluyendo sobre los mismos circuitos.
- En las zonas urbanas hay dos factores que tienden a limitar el impacto de la generación FV sobre las pérdidas: (1) las limitaciones en las superficies de cubiertas donde instalar paneles fotovoltaicos; (2) la topología de circuitos BT, más cortos, con menos derivaciones y con mayor número de centros de transformación MT/BT.
- El menor impacto sobre las pérdidas se produce en las zonas rurales dispersas, donde la estructura de la red BT es más radial y con menos agrupaciones de suministros por derivación.
- Una penetración relevante de generación FV dispersa produce un incremento de las violaciones electrotécnicas, sobretensiones y congestiones. A partir de escenarios con una penetración del 20-30% se empiezan a producir incumplimientos excesivos por sobretensión. Los incumplimientos por congestiones aparecen un poco más tarde, a partir de penetraciones FV del 30-40%.

Todo lo anterior se ha obtenido bajo la hipótesis de “red constante”. En el caso de adaptar y reforzar la red para solventar las situaciones de incumplimiento excesivo, cabe esperar una reducción de las pérdidas a cambio de incurrir en un coste de inversión, todo lo cual será el objeto de siguiente capítulo.

# 3. REFUERZO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN POR CRECIMIENTO DE GENERACIÓN FV DISTRIBUIDA

---

## 3.1. Objetivos

Como se ha dicho, todos los resultados del capítulo anterior se han obtenido bajo la hipótesis de “red constante”, esto es, sin realizar ningún tipo de refuerzo o adaptación en las redes previamente existentes, a pesar de que, con el crecimiento de la generación distribuida fotovoltaica, se van produciendo incumplimientos importantes de restricciones técnicas, fundamentalmente sobretensiones y congestiones. De esta manera se ha podido valorar de forma separada el impacto en pérdidas de la generación distribuida FV.

En este capítulo se introduce la posibilidad de realizar las adaptaciones que sean necesarias en la red para resolver los incumplimientos excesivos. Para ello, a la metodología desarrollada en el capítulo anterior, hay que añadirle nuevos elementos como son, la priorización de los incumplimientos excesivos a resolver en cada escenario de penetración FV, la identificación de las adaptaciones o refuerzos de red que con menor coste de inversión logran resolver los incumplimientos más graves, y la valoración económica de las actuaciones necesarias.

Con todo, se persigue realizar una valoración realista del impacto estructural sobre la red de distribución del crecimiento de la generación distribuida fotovoltaica, en la forma de autoconsumo, desde una perspectiva de planificación de largo plazo, asumiendo que el DSO puede recurrir a herramientas operativas adecuadas para hacer cumplir las restricciones de red habituales. Dicha valoración tiene en cuenta los costes de inversión en refuerzos y adaptaciones de la red necesarios para corregir las violaciones electrotécnicas que se van produciendo con la creciente penetración de generación FV, manteniendo así los parámetros de funcionamiento normales y la calidad de servicio (tensión y saturaciones), los costes de operación y mantenimiento asociados a esas instalaciones, y la variación de las pérdidas resultante de la combinación de una mayor generación distribuida y las adaptaciones de red realizadas. Por lo tanto, los problemas relacionados con la operación de la red a corto plazo están más allá del alcance de este trabajo.

Para ello, se utiliza el mismo caso de estudio del capítulo anterior, extraído de una zona real de distribución de la provincia de Barcelona, con redes y mercado real, y con curvas de consumo y de generación reales horarias.

Como principales hipótesis que se han considerado en la valoración cabe destacar alguna de ellas:

- Como en el capítulo anterior, a falta de información de demanda por fase, se ha considerado que el mercado está perfectamente balanceado entre sus tres fases, lo cual en general es una asunción optimista.
- Se ha supuesto que los primeros niveles de incumplimiento de restricciones electrotécnicas, los que en el capítulo anterior se definieron como incumplimientos moderados, pueden resolverse mediante actuaciones de operación o, en caso de que la regulación evolucione tal y como se prevé en el futuro marco europeo, mediante la convocatoria de mercados locales de flexibilidad<sup>31</sup>. De esta forma en este trabajo sólo se van a prever adaptaciones y refuerzos de red para la resolución de lo que en el capítulo anterior denominamos incumplimientos excesivos.
- En los costes de inversión sólo se han tenido en cuenta las acciones directas sobre la red, esto es, líneas y transformaciones. No se han valorado elementos de control, ampliaciones del centro de control y comunicaciones y sistemas asociados, a pesar de que, para la monitorización de posibles incumplimientos de restricciones electrotécnicas en BT y MT con la integración de la creciente generación distribuida, van a ser también imprescindibles<sup>32</sup>.

## 3.2. Metodología e hipótesis

En este punto se describe la metodología que se ha desarrollado, a partir de la previamente implementada en el capítulo anterior, para completar la valoración del impacto en la red de la generación distribuida FV de cubierta. Un aspecto central de la metodología es la utilización del Modelo de Red de Referencia (MRR) para identificar las inversiones de menor coste que permiten resolver incumplimientos excesivos.

Partiendo del escenario base sin generación (0% generación FV), y para cada nuevo escenario de crecimiento de la generación distribuida FV, se siguen los pasos que se describen en los siguientes apartados.

### 3.2.1. Determinación del balance de energía horario en cada punto de suministro

Como se ha visto en el capítulo precedente, a partir de la demanda y de la generación

---

<sup>31</sup> El futuro marco regulatorio europeo prevé que los distribuidores puedan convocar mercados locales de flexibilidad para la resolución de congestiones en sus redes. Con esto, en algunos casos, se evitarían determinadas inversiones en la red de distribución, adoptando criterios de fiabilidad menos estrictos que los actuales (p.e. no garantizando el n-1 en un punto de la red unas determinadas horas al año), y sustituyendo dichas inversiones por aportaciones de flexibilidad de consumidores y/o generadores conectados a sus redes que permitan evitar la congestión de la red (p.e. aceptando una determinada reducción de potencia consumida o generada en esas determinadas horas del año).

<sup>32</sup> Es ampliamente reconocido que, en el nuevo contexto de necesidad de integración de grandes volúmenes de generación renovable distribuida en niveles de BT y MT, es imprescindible evolucionar hacia lo que se ha venido en denominar “redes inteligentes”, con menos inversiones en cobre (en redes) y más en silicio (digitalización), para lograr esa integración a un coste razonable y manteniendo los niveles de seguridad del suministro y calidad del servicio.

FV horarias en cada punto de suministro, se puede obtener el resto del balance horario de energía, esto es, la energía autoconsumida en el punto, la energía tomada de la red y la energía vertida a la misma, o excedentes.

Por agregación en cada hora, de la misma forma es posible obtener el balance de energía horaria a nivel de cada centro de transformación MT/BT, identificando la totalidad de la energía generada a nivel BT, la energía que es tomada de la red MT y, en su caso, la energía excedentaria que es inyectada a la red MT a través de cada centro de transformación.

### 3.2.2. Resolución de flujos de cargas horarios e identificación y cuantificación de violaciones de restricciones electrotécnicas (sobretensiones y/o congestiones)

Por medio del MRR se resuelve un flujo de cargas en cada una de las 8,760 horas del año. A partir de ahí se identifican todos los puntos de suministro que presentan sobretensiones por encima de los límites regulatorios (>7%) y todos los tramos de circuito BT y MT, así como centros de transformación MT/BT, que presentan alguna sobrecarga o congestión (carga >100%).

Quan *et al.* [51] proponen un conjunto de indicadores para cuantificar el comportamiento del sistema, incluyendo las pérdidas de potencia activa y reactiva, el número de nudos en los que se vulneran los límites establecidos para la tensión y el número de líneas en las que se sobrepasa el 100% de carga. Sin embargo, dado que el objetivo planteado en este capítulo se enfoca principalmente a la identificación de las inversiones necesarias para resolver incumplimientos excesivos (asumiendo, como se ha dicho, que los incumplimientos moderados podrán solventarse mediante acciones de operación), se ha preferido adoptar los índices de incumplimiento acumulado de las restricciones técnicas definidos en el punto 2.2.6 mediante las expresiones (8) y (9), referidos a cada circuito  $j$  de baja tensión:

- Índice de sobretensión acumulada por energía  $EVVI$  del circuito  $j$  (*Energy-cumulated Voltage Violation Index*):

$$EVVI_j \quad (8)$$

- Índice de saturación acumulada por longitud de tramo  $LSSI$  del circuito  $j$  (*Length-cumulated Section Saturation Index*):

$$LSSI_j \quad (9)$$

Conviene recordar que, en el punto referido anteriormente, se diferenciaba entre incumplimientos moderados y excesivos, en función de las expresiones (10), (11), (12) y (13):

- Los incumplimientos se consideran excesivos si:
  - .  $EVVI \geq 1 \text{ MWh} * 10\%$  ó, (10)
  - .  $LSSI \geq 100 \text{ m} * 100 \text{ h} * 120\%$  (11)
- Los incumplimientos se consideran moderados si:
  - .  $0 < EVVI < 1 \text{ MWh} * 10\%$  y (12)
  - .  $0 < LSSI < 100 \text{ m} * 100 \text{ h} * 120\%$  (13)

Aplicando estos índices y límites, después de resueltos los 8,760 flujos de carga del año, se obtiene una relación del conjunto de incumplimientos individuales incurridos a lo largo del año.

### 3.2.3. Identificación de los incumplimientos excesivos detectados que es necesario resolver en cada uno de los escenarios de generación

Supongamos dos circuitos BT próximos,  $j$  y  $k$ , en los que se han identificado incumplimientos excesivos. Para cada uno de ellos los incumplimientos excesivos se pueden estar produciendo en diferentes horas del año, e incluso se puede tratar de violaciones de las restricciones electrotécnicas de distinta profundidad y naturaleza (sobretensiones en un caso, congestiones en el otro...). Adicionalmente, siendo circuitos próximos, es posible que al adaptar la red para resolver los incumplimientos de uno de los circuitos se estén resolviendo también, aunque sea parcialmente, algunos de los incumplimientos del otro circuito.

Debido a lo anterior, no es evidente sobre qué circuito actuar en primer lugar, sobre qué tramo del mismo, ni en qué hora del año en que se producen incumplimientos y, por tanto, no es inmediato averiguar qué adaptación de la red es la más eficaz y económica para el conjunto de la zona.

Con todo, después de tantear distintos procedimientos, se ha optado por definir un indicador combinado de gravedad para el conjunto de circuitos, el cual se utiliza para guiar y evaluar las alternativas de adecuación de la red:

- Sea  $F$  el conjunto de todos los circuitos BT bajo estudio,  $F_x$  el subconjunto de circuitos con incumplimientos excesivos según los índices LSSI y EVVI, y  $hm(j)$  la hora del año en la que el indicador LSSI <sub>$j$</sub>  para el circuito  $j$  adquiere su valor máximo.
- Se define el índice de gravedad  $EX_j^{hm(j)}$  del circuito  $j$  como la suma de los índices de incumplimiento por sobretensión y por congestión, de ese circuito, a la hora  $hm(j)$ , ponderada respecto a los mismos índices de todos los circuitos del conjunto  $F$ .

$$EX_j^{hm(j)} = \frac{LSSI_j^{hm(j)}}{\sum_{i \in F} LSSI_i^{hm(i)}} + \frac{EVVI_j^{hm(j)}}{\sum_{i \in F} EVVI_i^{hm(i)}} \quad (14)$$

- Este índice de gravedad también se puede calcular para el conjunto de todos los circuitos  $F$ , así como para el subconjunto de los circuitos que registran incumplimientos excesivos  $F_x$ .

$$EX_F = \sum_{j \in F} EX_j^{hm(j)} \quad (15)$$

$$EX_{F_x} = \sum_{i \in F_x} EX_j^{hm(j)} \quad (16)$$

- Mientras se cumpla que  $EX_{F_x} > 0$ , significa que sigue habiendo circuitos en la zona con incumplimientos excesivos. Siempre que eso ocurra, se consideran un conjunto de actuaciones candidatas de adaptación o refuerzo de la red, orientadas a reducir el valor de  $EX_F$ , bajo la condición de que  $EX_j^{hm(j)}$  no se incremente en ningún circuito perteneciente a  $F$ . Del conjunto de actuaciones candidatas, se escoge la de mayor efectividad por coste incurrido, tal y como se explica en el siguiente punto.

### 3.2.4. Valoración y selección de las actuaciones de refuerzo o adaptación necesarias para corregir los incumplimientos excesivos

Dado que obtener la secuencia óptima de actuaciones de refuerzo, capaces de resolver todas las violaciones de restricciones electrotécnicas al mínimo coste, resulta un problema de combinatoria muy complejo, más aún sobre una zona de tamaño real como la analizada, se ha optado por proponer un procedimiento heurístico<sup>33</sup> mucho más simple que prioriza y resuelve de manera secuencial todos los incumplimientos excesivos que aparecen en el área de estudio. Para ello, se introduce la siguiente notación:

- “Spotlighted feeder” (SF) o circuito BT sobre el que se pone el foco de atención en la búsqueda de soluciones de adaptación para resolver sus incumplimientos excesivos.
- “Nudos involucrados” son los nudos del circuito SF con sobretensiones excesivas, o los que son alimentados por tramos congestionados del circuito SF. Nótese que, mientras no sean resueltos sus incumplimientos como consecuencia de haberse ya implementado alguna actuación de refuerzo o adaptación, todos los circuitos que han sido incluidos en el subconjunto  $F_x$  pueden llegar a ser SF.
- “Candidate feeders” (CF) o circuitos candidatos, son un subconjunto de circuitos que, para un circuito SF dado, pueden verse involucrados en las soluciones requeridas para resolver los incumplimientos de SF. Este subconjunto corresponde a todos los circuitos BT subsidiarios del centro de transformación MT/BT del cual se alimenta cada SF, más los circuitos BT correspondientes a los tres centros de transformación más próximos al primero.

---

<sup>33</sup> Este procedimiento es similar a algunos de los que en la práctica se vienen utilizando en las empresas de distribución por parte de sus responsables de planificación de zona.

Para cada nudo involucrado, de cada SF, se consideran las siguientes alternativas posibles de adaptación y/o refuerzo:

- Refuerzo del tramo aguas arriba de la línea BT: consiste en un cambio del conductor (incremento de la sección) manteniendo la misma traza del tramo principal que alimenta al nudo involucrado, logrando así un aumento de su capacidad.
- Conexión adicional desde líneas BT próximas (mallado o interconexión): consiste en la construcción de un nuevo tramo que conecte el nudo involucrado, y los tramos aguas abajo de la línea, con cualquier otro nudo perteneciente al subconjunto CF considerado. Para mantener una explotación radial, se asume que el nudo involucrado se desconecta del tramo de línea que lo alimentaba originalmente en explotación normal. Se analizan y comparan todas las posibles conexiones.
- Desdoblamiento del tramo aguas arriba de la línea BT: consiste en la construcción de una nueva línea desde el centro de transformación MT/BT, en paralelo con el tramo aguas arriba que alimenta al nudo involucrado, para asumir toda la carga aguas debajo de dicho nudo. La carga aguas arriba del nudo involucrado y la de éste mismo sigue siendo alimentada por el tramo de línea previamente existente.

Para cada una de las alternativas de adaptación o refuerzo consideradas se valora su coste de inversión a partir de valores unitarios estándar o de referencia. Con esta finalidad se han adoptado los valores unitarios de referencia publicado por el regulador español en [52].

Igualmente, para cada una de las alternativas de adaptación o refuerzo consideradas, se obtiene el beneficio logrado en términos de reducción del indicador combinado de gravedad  $EX_F$  ( $\Delta EX_F$ ). Esto implica recalculer los 8,760 flujos de carga considerando las adaptaciones de red en el MRR. En esta evaluación de alternativas al ir resolviendo los incumplimientos para circuito SF, sólo se toman en consideración aquellas adaptaciones que no suponen incumplimientos a su vez en otros circuitos BT.

Una vez que se dispone de las simulaciones y costes de inversión asociados a cada una de las acciones candidatas, se selecciona aquella que logra la mayor reducción del índice combinado de gravedad por coste incurrido: ( $\Delta EX_F / \text{Coste inversión}$ ). Seleccionada dicha acción, se realizan los 8,760 flujos de carga horarios del año, se actualizan todos los índices de incumplimiento y de gravedad  $LSSI_j$ ,  $EVVI_j$ ,  $EX_F$  y  $EX_{Fx}$ , y se identifica una nueva lista de adaptaciones candidatas para reducir los incumplimientos excesivos. Este proceso se repite hasta que  $EX_{Fx} = 0$  o hasta que no se logra encontrar nuevas adaptaciones candidatas para reducir el valor de  $EX_{Fx}$ .

Finalmente, una vez que el conjunto de circuitos BT ha sido adaptado para cada escenario de penetración FV, se analiza si existe algún centro de transformación MT/BT que alcance un nivel de sobrecarga que supere el 120% durante más de 100 horas al año, lo que se consideraría incumplimiento grave. En ese caso, se sustituye el centro de transformación por otro con la potencia instalada necesaria para eliminar la congestión.

### 3.2.5. Valoración económica de la solución para cada escenario de penetración FV

La valoración económica de las soluciones de adaptación o refuerzo obtenidas en el punto anterior debe tener en cuenta al menos tres componentes: 1) la variación en las pérdidas técnicas con relación al escenario base 0%PV; 2) los costes de inversión de las adaptaciones realizadas para mantener la seguridad y la calidad de servicio; 3) los costes de operación y mantenimiento (O&M) de esas infraestructuras. A continuación, se realiza una breve descripción de cómo se ha realizado el cálculo de cada uno de esos componentes:

- 1) Valoración económica de las pérdidas: Una vez que todos los incumplimientos excesivos han sido resueltos para todos los circuitos BT de la zona de estudio y para cada escenario de penetración FV, la ejecución de los 8,760 flujos de cargas permite obtener las pérdidas horarias en la zona, así como las pérdidas anuales. Por diferencia, obtenemos la variación de las pérdidas con relación al escenario base (0% generación FV). Aplicando el precio de mercado horario a la variación de las pérdidas, para todas las horas del año, se obtiene el coste total de la energía que es necesario ir a obtener en el mercado para compensar esa variación anual de las pérdidas.
- 2) Costes de inversión de las adaptaciones realizadas: Mediante el procedimiento desarrollado en los apartados 3.2.3 y 3.2.4 anteriores, se han obtenido los refuerzos y nuevas extensiones de red de distribución necesarios para asumir el salto en el nivel de penetración de la generación fotovoltaica respetando los niveles de calidad de servicio del escenario base, es decir, eliminando todos los posibles incumplimientos excesivos detectados inicialmente. Se dispone pues de las unidades físicas que se han ido añadiendo a las infraestructuras de la zona (km de nuevas líneas de baja tensión, km de tramos con cambio de conductor, kVA de mayor potencia de transformación, etc.). Aplicando los costes unitarios de inversión de referencia [52] a esas unidades físicas, se determina el nivel de inversión en euros necesario en la zona.
- 3) Costes de operación y mantenimiento (O&M): Los costes unitarios de referencia publicados por el Regulador español [52] también incluyen los relativos a O&M. Aplicando estos costes a variación en unidades físicas obtenidas en los apartados anteriores, se obtienen los costes anuales asociados a cada escenario de penetración FV. Lógicamente en este cálculo se descuentan los costes de O&M de aquellas instalaciones de red que se retiran para ser sustituidas por otro elemento con mayor sección o capacidad, si es el caso.

Conviene hacer notar que no todos los costes valorados en los puntos anteriores tienen la misma recurrencia. Mientras los costes de inversión se materializan una vez, en el momento en que se realiza la actuación, los costes de O&M y de variación de las pérdidas son recurrentes, es decir, se repiten todos los años de la vida útil de los correspondientes elementos de red.

Debido a lo anterior, para obtener el coste total asociado a cada escenario de penetración FV, es necesario referir a una misma base temporal los tres tipos de costes evaluados. Teniendo en cuenta que, desde un punto de vista regulatorio, la vida útil de los activos de red se establece en 40 años, se ha adoptado este periodo de tiempo como

el de referencia para el cálculo del coste total correspondiente a cada escenario de penetración %FV ( $CT_{\%FV}$ ):

$$CT_{\%FV} = I_{\%FV} + OM^{40\%FV} + L^{40\%FV}, \text{ siendo:} \quad (17)$$

$I_{\%FV}$ : Inversión para adecuar la red de distribución en el salto al nivel de penetración %FV desde el nivel anterior

$OM^{40\%FV}$ : Valor actual neto del incremento de costes de operación y mantenimiento anuales en el salto al nivel %FV desde el nivel anterior, calculado a 40 años y con una tasa de retribución IRR (*Internal rate of return*)

$L^{40\%FV}$ : Valor actual neto (*present value*) del incremento de pérdidas anuales en el salto al nivel %FV desde el nivel anterior, calculado a 40 años y con una tasa de retribución IRR.

Para facilitar el análisis del impacto en la red producido únicamente por el crecimiento de la generación FV distribuida, se ha asumido la hipótesis de que la demanda se mantiene constante en los 40 años de vida útil de las instalaciones.

La Figura 30 muestra un esquema simplificado de la metodología descrita.

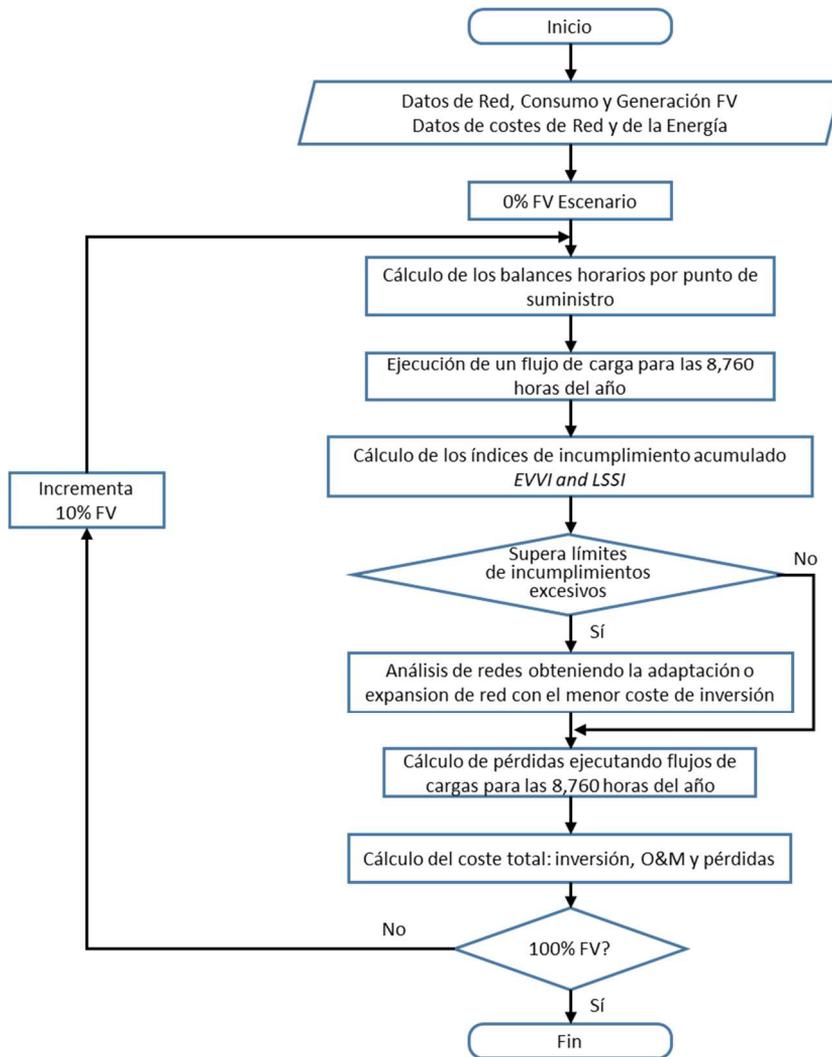


Figura 30: Esquema simplificado de la metodología utilizada

### 3.3. Caso de estudio empleado

Se mantiene la misma zona de estudio descrita en el punto 2.3. A los datos ya descritos anteriormente, para poder realizar la valoración económica de inversiones, O&M y pérdidas, se han añadido los costes unitarios [52] para los elementos de red considerados en adaptaciones y nuevas extensiones. La Tabla 7 muestra la gama de elementos de red utilizados juntos con sus costes unitarios. Adicionalmente, se han utilizado con costes horarios del mercado<sup>34</sup> español registrados durante el año 2017 para valorar las pérdidas. Por otra parte, como tasa de retribución IRR (*Internal rate of*

<sup>34</sup> Costes publicados en [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

return) para los activos de red se ha tomado un valor de 5.58%, propuesto por el Regulador español (CNMC) en 2018.

Tabla 7: Gama de elementos de red considerados para adaptaciones y nuevas extensiones, con sus costes unitarios de referencia

Elementos de la red de distribución	Sección (mm <sup>2</sup> )	Rango sección (mm <sup>2</sup> )	Coste unitario Inversión (€/km)	Coste unitario O&M (€/km/año)	Máximo amperaje (A)
Circuito simple BT subterráneo	50	S<75	26,620	276	150
	95	S≥75	32,536	338	230
Circuito simple BT aéreo	95	S<150	48,384	502	260
	150	S≥150	59,136	614	330

### 3.4. Resultados y Discusión

A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos después de aplicar la metodología descrita sobre la zona de estudio. Antes que nada, para facilitar la comprensión del procedimiento heurístico propuesto para la resolución de incumplimientos excesivos, se ilustra la aplicación del mismo sobre un detalle de la zona de estudio.

#### 3.4.1. Ilustración de un ejemplo de adaptación de la red para resolución de incumplimientos excesivos

La Figura 31 representa un detalle de la zona de estudio con un ejemplo de cómo, mediante la aplicación del procedimiento heurístico propuesto, se resuelve un problema de congestión real. Partiendo de una situación con una penetración FV del 50% y la red perfectamente adaptada (sin incumplimientos), se pasa al siguiente escenario del 60% de generación FV, lo cual da lugar a la aparición de nuevas congestiones (en color rojo).

El circuito A consta de un tramo inicial troncal de 61 metros que presenta durante 780 horas al año una saturación valorada como excesiva, mientras que el circuito B también presenta saturaciones excesivas en sus primeros 202 metros de la sección troncal durante 311 horas al año. A las 13 horas del 25 de mayo (hora H), ambas salidas presentan su máxima saturación, que asciende al 178% del circuito A y el 143% en el circuito B. Comenzando el procedimiento de adecuación conjunta del escenario que contiene a los circuitos A y B en la hora H, se selecciona la creación de un nuevo circuito (A') desde el CT para alimentar a la rama central del circuito A, previo seccionamiento (s1) de esta rama con 55 clientes de su circuito original. Esto implica la instalación de un nuevo tramo subterráneo (95 mm<sup>2</sup>) de 61 metros, paralelo al existente, con un coste de inversión de 3,000 €. Esta actuación, escogida por presentar el mayor valor beneficio/coste, permite que el circuito A reduzca su saturación al 135%.

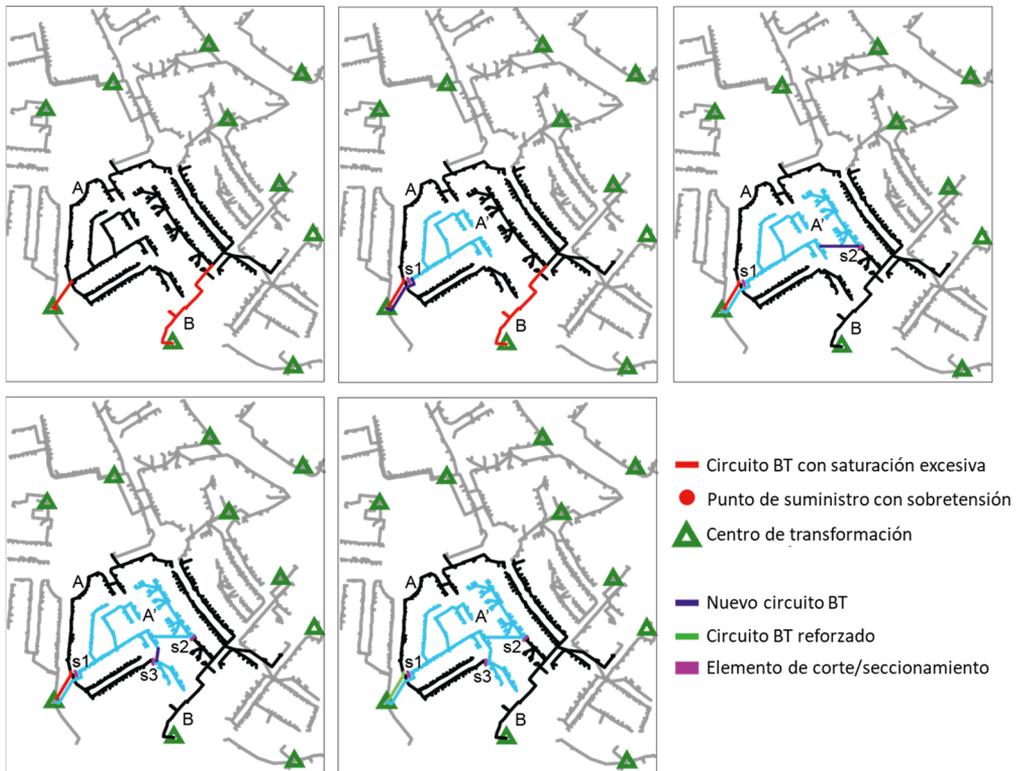


Figura 31: Ejemplos de adaptación de la red para resolver incumplimientos excesivos

La siguiente actuación decidida es deslastrar parte del circuito B, con 32 clientes, al nuevo circuito A'. Para esto se crea un nuevo tramo subterráneo (95 mm<sup>2</sup>) de 53 metros con un coste de inversión de 2,565 € y se instala el elemento de seccionamiento s2. Con esta actuación se consigue eliminar totalmente la saturación del circuito B resultante. Finalmente, para eliminar la congestión que todavía quedaría en el circuito A, se decide deslastrar 13 clientes del circuito A al circuito A', construyendo un tramo de 19 metros subterráneo (95 mm<sup>2</sup>) con un coste de inversión de 919 € y ubicando el seccionador s3. El circuito A' adquiere esta sección de red sin llegar a presentar saturación consiguiendo que la saturación del circuito A descienda a 122%. El agotamiento de la capacidad del circuito A' implica que la siguiente actuación decidida para reducir la saturación del tramo troncal de A sea su refuerzo a una sección de 150 mm<sup>2</sup>, lo que supone un coste de inversión de 2,886 €. El coste total de inversión de las actuaciones sobre estas dos salidas asciende a 9,370 €. Se comprueba que la red adecuada no presenta ninguna hora en el año en la que aparezcan incumplimientos de capacidad o sobretensión.

### 3.4.2. Violación de restricciones técnicas antes y después de las adaptaciones de la red

Partiendo del escenario base sin generación y con la red inicial, se ha aplicado la

metodología representada en la Figura 30 para ir incrementando la penetración de generación fotovoltaica, paso a paso, en escalones del 10% de generación FV. En la Figura 32 se representan las longitudes de circuitos BT que, en cada escenario de penetración FV, registran incumplimientos moderados (barras color verde) y excesivos (barras color amarillo). También para cada escenario se representan dos barras: la primera, la de la izquierda, corresponde a la situación inicial en cada escalón, después de haber incrementado en un 10% la generación FV con la red preexistente incurriendo en varios incumplimientos; la segunda, la de la derecha, corresponde a la situación final una vez que la red ha sido adaptada para eliminar los incumplimientos excesivos.

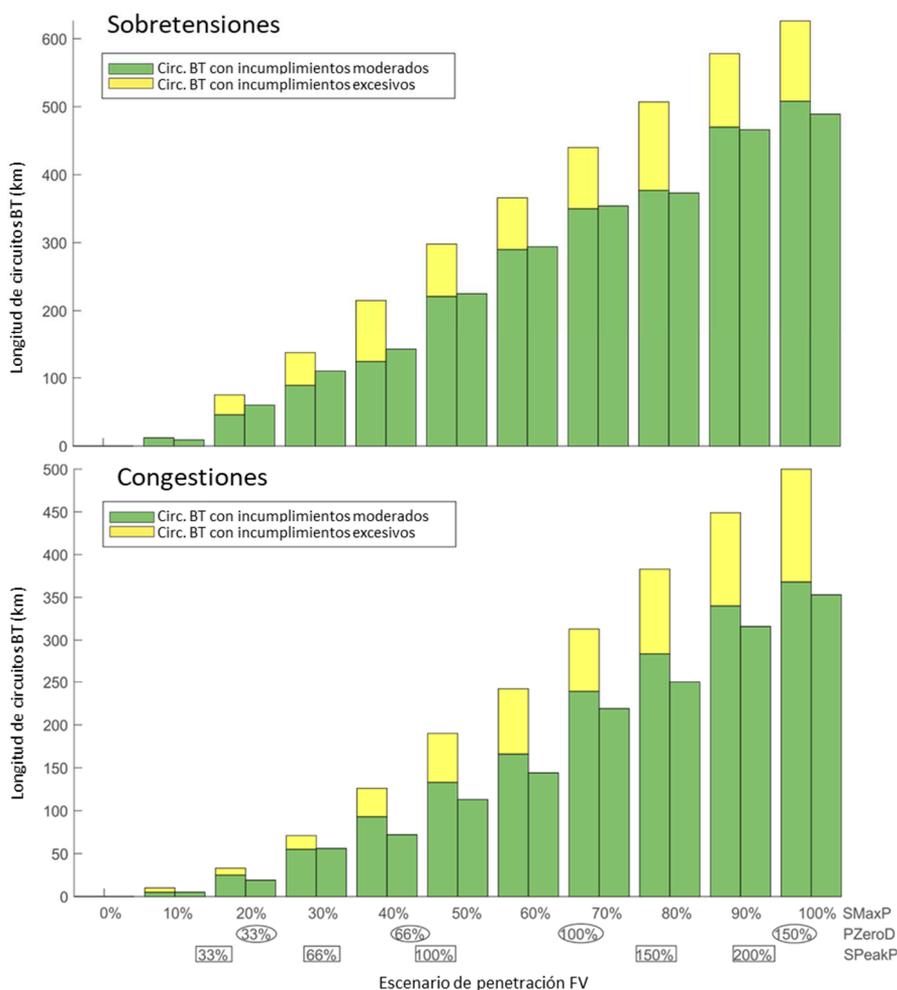


Figura 32: Longitud de circuitos BT con violaciones electrotécnicas antes (barra izquierda) y después (barra derecha) de las adaptaciones de red

Nótese que las barras de color amarillo (circuitos con incumplimientos excesivos) desaparecen después de haber sido adaptada la red. Quedan circuitos con

incumplimientos moderados que, según se ha supuesto desde un principio, se espera que puedan ser eliminados por medio de actuaciones de operación, si bien es cierto que el número de circuitos BT que van teniendo este tipo de problemas crece con el nivel de penetración FV, lo que hace pensar que esta hipótesis pueda haber sido excesivamente conservadora.

### 3.4.3. Inversiones en adaptación de la red y pérdidas resultantes

En la Tabla 8 se resume el incremento de activos de red de distribución necesarios, en unidades físicas, para ir adaptando la red BT a escenarios crecientes de generación FV sin incurrir en incumplimientos excesivos en la zona de estudio.

Tabla 8: Adaptaciones de red necesarias para eliminar incumplimientos excesivos

Elementos de red	Escenario penetración FV									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
<b>Red BT aérea adaptada</b>										
Refuerzo de circuitos (km)	0.11	0.81	2.16	5.43	3.39	3.39	2.52	6.09	6.70	7.53
Nuevos circuitos (km)	-	0.15	2.07	1.10	3.66	2.47	7.41	9.81	8.21	12.42
<b>Red BT subterránea adaptada</b>										
Refuerzo de circuitos (km)	-	0.01	-	0.09	0.05	0.07	0.59	0.20	0.41	0.29
Nuevos circuitos (km)	0.03	0.15	1.06	3.69	6.30	9.19	12.21	18.17	15.62	17.99
<b>Centros de transformación</b>										
Potencia trafos sustitución (MVA)	0.10	-	0.70	2.28	5.69	19.88	19.03	31.22	44.12	42.71
Potencia adicional (*) (MVA)	0.05	-	0.35	-	3.46	7.63	7.41	11.46	15.83	14.30

(\*): Es el incremento de potencia resultante. Diferencia entre la potencia instalada de nuevos trafos menos la de los trafos sustituidos

Los costes de inversión resultantes se representan en la Figura 33, diferenciando entre refuerzos y nuevas extensiones en redes aéreas y subterráneas, así como la inversión necesaria en centros de transformación.

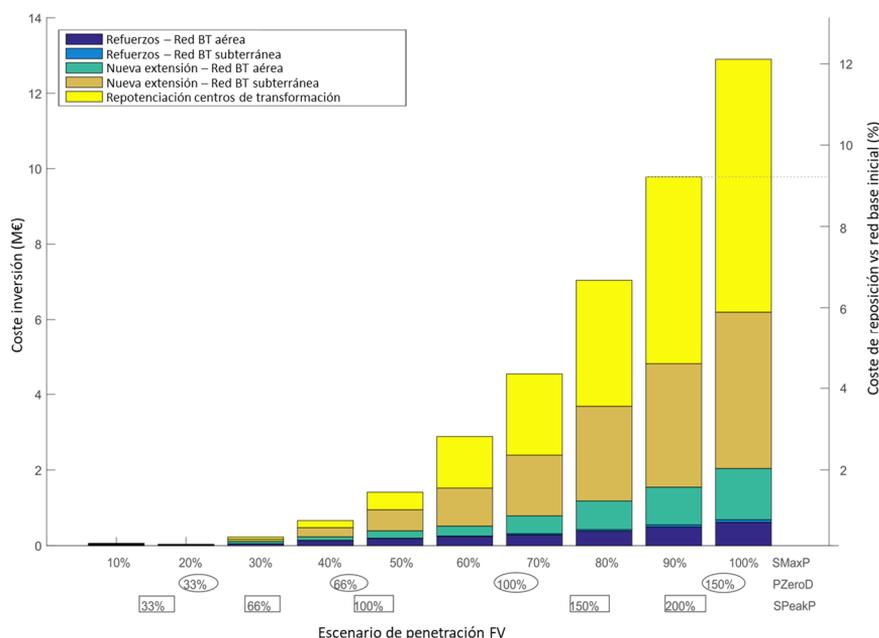


Figura 33: Inversiones necesarias en la red de distribución para eliminar incumplimientos excesivos

Se puede observar cómo hasta que no se alcanzan escenarios de generación FV por encima del 30%, en realidad, no aparecen demasiadas necesidades de actuaciones estructurales en la red de baja tensión, es decir, no se requieren actuaciones de inversión significativas para mantener la calidad de servicio en la zona dentro de los niveles normales. Sin embargo, a partir de penetraciones FV del 40-50 % las necesidades de inversión crecen más que linealmente, debido a que al principio lo que más se produce son refuerzos de líneas BT y de centros de transformación, pero, a partir de una penetración FV del 50%, se empiezan a requerir nuevas extensiones de red de manera notable, lo cual implica tener que identificar nuevos emplazamientos donde ubicar centros de transformación y nuevos trazados para líneas y cables.

En general, poder integrar un 50% de generación distribuida FV en la red de distribución requiere de la actualización y/o expansión del 1.4% de la red previamente existente en el área, con un coste de inversión que representa el 1.5% del valor de reposición (valor como nuevo) de los activos existentes. Para acomodar el 90% de la generación fotovoltaica, se requiere que el 6,1% de la red de BT se actualice, con un costo de inversión del 9,3% del valor de reposición.

Como consecuencia de las adaptaciones realizadas para integrar mayor cantidad de generación FV, la capacidad de la red de distribución se ve incrementada y, consecuentemente, es de esperar que se reduzcan las pérdidas técnicas. Este efecto se puede observar en la Figura 34, en la que se representa la evolución de las pérdidas de la red BT (incluyendo los centros de transformación), en p.u., a medida que va creciendo la penetración de generación FV, en el caso en que la red se mantiene constante y en el caso en que se va adaptando para eliminar los incumplimientos

excesivos.

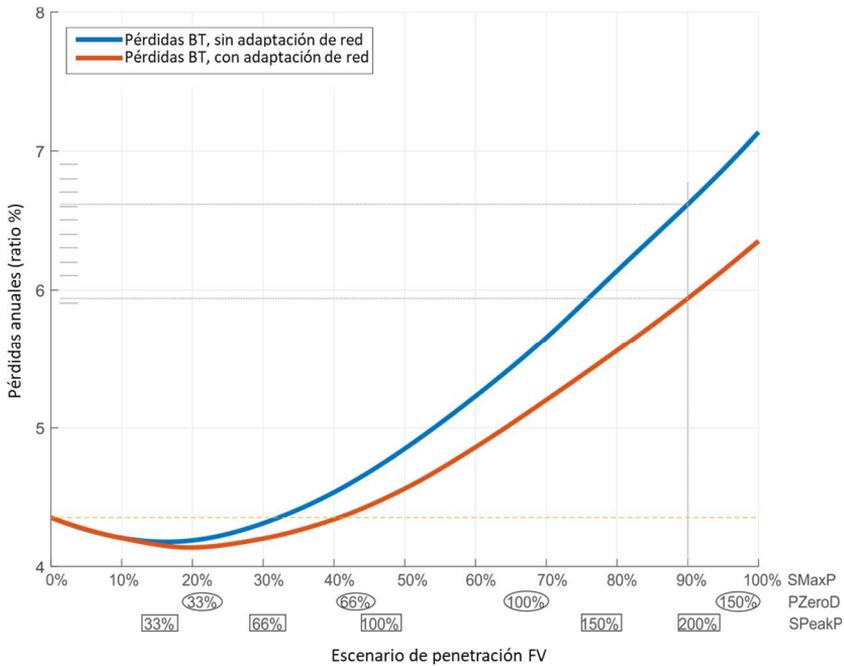


Figura 34: Pérdidas anuales, según escenarios crecientes de penetración FV, para dos casos: con y sin adaptación de la red

Como se esperaba, las pérdidas crecen a un ritmo menor en el caso en que la red se va adaptando. Así, por ejemplo, en un escenario de penetración FV del 50% las pérdidas se reducen del 4.86% al 4.57% (reducción del 6%) por el efecto de la adaptación de las redes, mientras que para un escenario FV del 90% esta reducción es del 10% (desde el 6.62% hasta el 5.93%). Como resultado de lo anterior, mientras que bajo la hipótesis de red constante el 30% es el umbral de penetración FV a partir del cual las pérdidas empiezan a superar a las del escenario base sin generación, en el caso de ir adaptando la red este umbral pasa a situarse en el 40% de penetración FV.

La Figura 35 muestra esta misma evolución de las pérdidas separando las que se producen en las líneas BT y las de los transformadores MT/BT. Se observa que las pérdidas producidas en cada uno de los componentes de la red crecen más lentamente en el caso en que se producen adaptaciones de la red, salvo en el caso de las pérdidas en vacío de los transformadores MT/BT que se mantienen independientes de la carga y se incrementan al haber más centros de transformación y potencia instalada en los mismos.

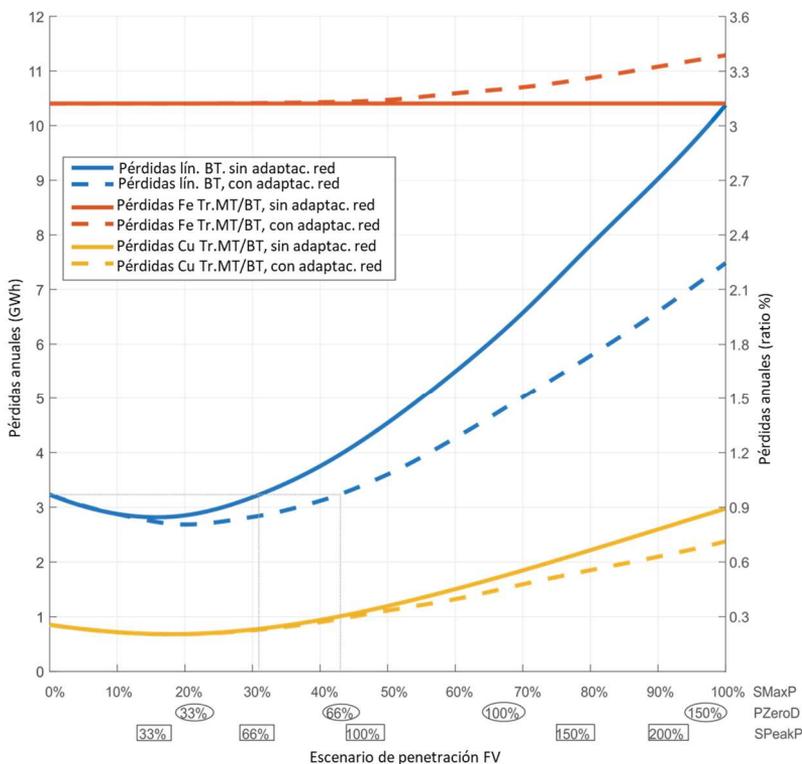


Figura 35: Pérdidas anuales por componentes de la red, para escenarios de penetración FV creciente, con y sin adaptación de la red

### 3.4.4. Valoración económica del impacto en las redes de distribución del crecimiento de la generación FV distribuida

Aplicando lo indicado en el punto 3.2.5, todas las componentes del coste (pérdidas, inversión y O&M) asociado a cada nivel de penetración FV se han valorado sobre la misma base de tiempo (40 años de vida útil de los elementos de red). El resultado se muestra en la Figura 36.

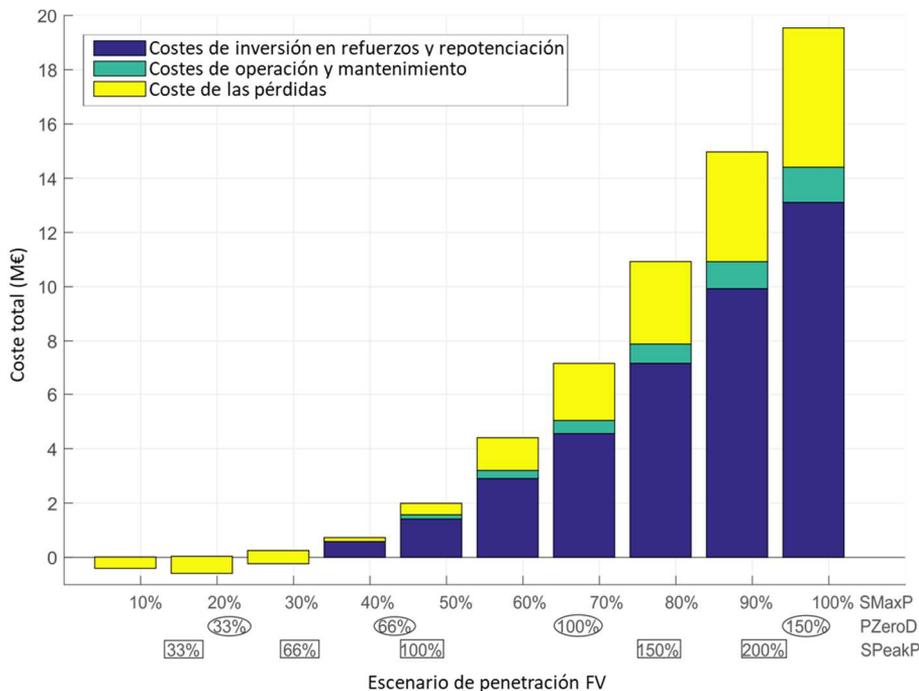


Figura 36: Coste directo total, por sus componentes, según escenarios crecientes de penetración FV

Se puede observar claramente cómo los costes directos resultan negativos para escenarios de penetración FV hasta el 30%, lo cual significa que, desde la perspectiva de planificación de la red a largo plazo, la generación fotovoltaica produce un efecto positivo sobre la red de distribución. El máximo beneficio se produce aproximadamente en el 18% de generación FV, mientras que a partir del 33% de generación FV se empiezan a producir sobrecostes en la red de distribución, creciendo de forma casi cuadrática con el nivel de penetración, siendo los costes de inversión los que tienen un mayor peso, seguidos por los costes en pérdidas.

Conviene recordar aquí que en este trabajo no se han valorado otro tipo de costes que pueden venir asociados al crecimiento de la generación fotovoltaica distribuida. De esta forma, no se han tenido en cuenta problemas en la operación de la red como las variaciones rápidas de tensión debidas al paso de nubes, los desequilibrios de cargas, la generación de armónicos y flickers, la inversión de flujos de cargas que pueden requerir de un ajuste en el diseño y coordinación de los sistemas de protecciones, el prematuro envejecimiento de algunos elementos de la red de distribución, etc.

Ya que en este trabajo no se ha planteado la resolución de los incumplimientos calificados como moderados (sólo se ha adaptado la red para resolver los incumplimientos excesivos), por una parte, se han limitado los costes de inversión necesarios para la adaptación de la red, pero por otra, se requiere realizar actuaciones de operación que no se han valorado o, en su caso, la implementación de mercados

locales de flexibilidad<sup>35</sup> [53, 54]. En ambos casos, tanto para la realización de actuaciones de operación como para la implementación de mercados de flexibilidad, se requeriría adicionalmente de un plan de inversiones específicas que llevaran a la digitalización de la red y su monitorización, con un mayor nivel de automatización y telecontrol, y con los sistemas asociados.

Con todo, la Figura 37 muestra la variación del coste directo total por potencia FV instalada (sin incluir las pérdidas) en función del crecimiento de la generación fotovoltaica. Como ya se ha venido anticipando, se observa que el coste directo crece más que linealmente con la penetración FV, pasando de valores de 0.50 €/kWp, para penetración FV del 10-15%, a valores de 10.18 €/kWp para un escenario FV del 50%.

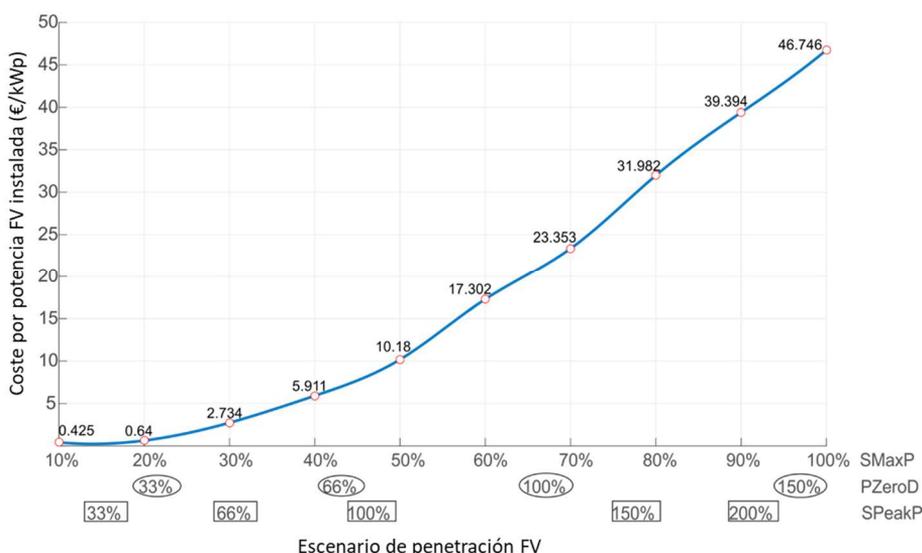


Figura 37: Costes de inversión y O&M por potencia FV instalada

### 3.5. Resultados y Conclusiones

Aplicando la metodología propuesta en este capítulo sobre el caso de estudio, con alrededor de 80,000 consumidores, caracterizados cada uno de ellos con sus curvas de carga horarias de todo el año, siendo suministrados a través de una infraestructura de red de aproximadamente 4,300 líneas de baja tensión (con 2,200 km) subsidiarias de 1,800 centros de transformación MT/BT, se llega a algunos resultados, que se consideran suficientemente representativos de una zona de distribución de tamaño

<sup>35</sup> Se considera que el vehículo eléctrico, los dispositivos de almacenamiento, la climatización eléctrica y el alumbrado público, entre otros, pueden ser recursos de flexibilidad y participar en los mercados locales de distribución que aún están por definir en el marco regulatorio.

real, y que se resumen a continuación:

- Hasta niveles de penetración de la generación fotovoltaica del 30% no son necesarias adaptaciones de la red significativas para mantener los niveles de saturación y sobretensión dentro de límites razonables. Se considera que en esos niveles de penetración FV los incumplimientos moderados que aparecen pueden ser resueltos mediante actuaciones de operación o, en su caso, mediante la implementación de mercados locales de flexibilidad.
- A partir del 40-50% de penetración FV los costes de inversión en adaptaciones estructurales de la red de distribución, necesarias para resolver incumplimientos excesivos, comienzan a crecer de forma más que cuadrática. Así, por ejemplo, para integrar en la red un 50% de generación FV es necesaria una inversión equivalente al 1.5% del valor de reposición de la red inicial del caso base. Para alcanzar un nivel de penetración FV del 90% se requeriría una inversión equivalente al 9.3% de dicho valor.
- Al invertir en adaptar la red, a medida que se va integrando un mayor nivel de generación FV distribuida, también se contribuye a reducir las pérdidas técnicas con relación a las que se hubieran producido manteniendo constante la red del escenario base de partida. De esta forma, mientras que bajo la hipótesis de red constante las pérdidas se mantienen por debajo de las del caso base sin generación hasta una penetración FV del 30%, en el caso de que la red se vaya adaptando gradualmente este umbral se sitúa en el 40% de generación FV.
- Valorando el impacto sobre la red de distribución en términos económicos, (inversión, costes de O&M y pérdidas) y desde una perspectiva de planificación de la red a largo plazo, la generación distribuida FV produce un efecto positivo (reducción de costes), que alcanza su máximo aproximadamente en el 18% de penetración FV. A partir del 33% de penetración FV el impacto comienza a ser negativo creciendo los costes de forma cuadrática con el nivel de penetración FV. Esta valoración no tiene en cuenta otros costes relacionados con la operación como los derivados de las variaciones rápidas de tensión, los desequilibrios de carga, la generación de armónicos, la necesidad de reajustar los sistemas de protección para adaptarse a la aparición de flujos inversos, etc.
- Sin considerar la variación de las pérdidas, los costes directos por potencia FV instalada alcanzan los 2.73 €/kWp para escenarios con el 30% de penetración FV y los 10.18 €/kWp para escenarios del 50% de generación FV.
- En la valoración anterior, no se han considerado otras inversiones necesarias en este proceso como las relativas a digitalización de la red, monitorización, automatización y sistemas. Tampoco se ha valorado económicamente la implementación de mercados locales de flexibilidad o posibles actuaciones de operación para mitigar los incumplimientos que han sido clasificados como moderados.

Con todo, desde un punto de vista regulatorio, y mientras no se implementen tarifas dinámicas más eficientes aprovechando las posibilidades que ofrecen los nuevos contadores inteligentes [55], los resultados obtenidos sugieren que no debería aplicarse ningún tipo de recargo en las tarifas de acceso de los consumidores con instalaciones de autoconsumo hasta que el nivel de penetración de la generación fotovoltaica distribuida

no supere el nivel del 30%. Otros costes no valorados en este trabajo, como los necesarios para paliar los problemas de operación mencionados en el punto 1.2.4, así como los relativos a la digitalización, monitorización, automatización y sistemas necesarios para asumir la integración en la red de toda esa generación distribuida, deberían ser necesariamente reconocidos en el esquema retributivo de la actividad de distribución.

# 4. CONCLUSIONES Y FUTUROS TRABAJOS

---

## 4.1. Conclusiones

En este trabajo se desarrolla y presenta una metodología para valorar el impacto que, desde una perspectiva de planificación de la red de medio y largo plazo, puede tener sobre la red de distribución el crecimiento de la generación fotovoltaica de tejado o cubierta. Sólo se contempla generación fotovoltaica en forma de autoconsumo, es decir, previendo la instalación de placas solares en aquellos emplazamientos donde, por existir previamente un consumidor de energía eléctrica, ya se dispone de una red de distribución diseñada y planificada para atender ese consumo. Se trata por tanto de valorar cuánta generación renovable FV cabe en esa red de distribución ya existente, y a partir de qué niveles de penetración de FV empieza a haber impacto sobre la red.

Con el objeto de que los resultados sean lo más realistas posible, se ha trabajado sobre un caso de estudio real, a partir de una extensa zona de distribución de la provincia de Barcelona, con más de 80,000 consumidores conectados a la red de distribución, de la que se dispone de sus dimensiones y características reales. Tanto el consumo como la generación fotovoltaica se han caracterizado, suministro a suministro, por sus curvas horarias anuales, en el caso del consumo a partir de datos disponibles procedentes de los contadores inteligentes, y en el caso de la generación a partir de un modelo que tiene en cuenta la limitación de superficie de cubierta y la curva horaria de irradiancia anual característica de la zona.

La valoración del impacto en la red se ha realizado para diferentes escenarios de penetración FV, primero, cuantificando las congestiones, tanto por saturación como por sobretensión, segundo, valorando la variación de las pérdidas técnicas respecto a la situación inicial sin generación, y tercero, cuantificando las inversiones de adaptación de la red, y costes de O&M asociados, necesarias para mantener los niveles de calidad de servicio.

De la metodología desarrollada cabe destacar:

- Modelo de estimación de la superficie disponible de cubierta para la instalación de paneles fotovoltaicos, por punto de suministro, en función del tamaño del municipio y del número de plantas de cada edificio (en el caso de viviendas).
- Cálculo realista de las pérdidas técnicas anuales a partir de la realización de 8,760 flujos de cargas utilizando un Modelo de Red de Referencia.
- Metodología para la identificación, cuantificación y clasificación de incumplimientos electrotécnicos, saturaciones y sobretensiones, tanto a nivel de circuito eléctrico como a nivel agrupado.
- Metodología para determinar la extensión y refuerzo de redes necesarios para

la corrección de incumplimientos de restricciones electrotécnicas con la menor inversión estimada mediante un Modelo de Red de Referencia.

De las conclusiones y resultados que se han ido obteniendo a lo largo del trabajo, merece la pena extraer aquí algunas de las que se considera más importantes y de aplicación práctica, como son:

- En el conjunto de una zona de distribución de tamaño real, hasta un nivel de penetración FV del 30 % las pérdidas en la red BT tienden a situarse por debajo de las que se producirían sin generación FV, alcanzando la máxima reducción en el 15% de generación FV. A partir de una penetración FV del 30% (30% SMaxP o 45% PZeroD) en el conjunto de la zona, las pérdidas superan a las que se hubieran producido sin generación FV y aumentan de forma casi cuadrática. En la red MT los efectos son similares, aunque algo más atenuados. El impacto sobre las pérdidas es menor en las zonas urbanas donde existe una menor disponibilidad de superficie de cubierta y una mayor capacidad de los circuitos de BT.
- A partir de penetraciones FV del 20-30% se empiezan a producir incumplimientos excesivos por sobretensión. Los incumplimientos por congestiones aparecen a partir de penetraciones FV del 30-40%. Por este motivo, no son necesarias adaptaciones significativas de la red de distribución hasta que no se alcanzan niveles de penetración FV del 30% (30% SMaxP o 45% PZeroD). Los costes de inversión en adaptaciones estructurales de la red de distribución, necesarias para resolver incumplimientos excesivos, comienzan a crecer de forma relevante a partir del 40-50% de generación FV (40-50% SMaxP o 61-76% PZeroD). Esas adaptaciones, a su vez, contribuyen a una reducción relativa de las pérdidas técnicas.
- En términos económicos, (inversión, costes de O&M y pérdidas) y desde una perspectiva de planificación de la red a largo plazo, la generación distribuida FV produce un efecto positivo (reducción de costes), que alcanza su máximo aproximadamente en el 18% de generación FV. A partir de una penetración FV del 33% el impacto comienza a ser negativo y creciente de forma cuadrática con el nivel de penetración FV.
- Sin considerar la variación de las pérdidas, los costes directos por potencia FV instalada alcanzan los 2.73 €/kWp para escenarios con penetración FV del 30% (30% SMaxP o 45% PZeroD) y los 10.18 €/kWp para escenarios del 50% de generación FV (50% SMaxP o 76% PZeroD).

Como ya se ha mencionado, en toda esta valoración no se han tenido en cuenta otros costes relacionados con la operación, ni se han considerado otras inversiones necesarias en este proceso como las relativas a digitalización de la red, monitorización, automatización y sistemas.

Partiendo de la base de que el autoconsumo fotovoltaico es uno de los elementos clave que tiene que desarrollarse en la transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado, y en vista de estos resultados, también se pueden deducir algunas conclusiones o recomendaciones atendiendo al marco regulatorio:

1. Los DSO van a tener que invertir en digitalización y sistemas que les permitan monitorizar la situación de la red de distribución BT y MT hasta niveles mucho más próximos al consumidor final y así poder anticiparse a

la posible aparición de congestiones en su red. Todos los sistemas hasta ahora estaban previstos para flujos de corriente desde el transporte hasta el consumo, pero esa situación va a cambiar drásticamente pudiéndose dar flujos de potencia en casi cualquier sentido de la red.

2. Los DSO también van a tener que incurrir en los costes que sean necesarios para la incorporación a sus procedimientos de soluciones a los problemas del corto plazo que van a aparecer en la operación de la red (impactos que se han dejado fuera del alcance de este trabajo).
3. Como ya prevé la Directiva Europea, conviene que el DSO pueda desarrollar mercados locales de flexibilidad con los que, utilizando recursos de flexibilidad (gestión de demanda, almacenamiento, recarga, posibilidades de variación de la generación...), pueda resolver congestiones o incumplimientos moderados, sin necesidad de multiplicar la dimensión y coste de las redes de distribución. Para ello, deberá construir su plataforma de flexibilidad con los elementos de comunicación, monitorización y control que sean necesarios.
4. Las inversiones y costes derivados de los puntos anteriores, que tienen que ver con la evolución hacia la digitalización del DSO, deberán ser adecuadamente incorporados al esquema retributivo de la actividad de distribución.
5. Si, como es de esperar, el autoconsumo fotovoltaico prosigue en su crecimiento y supera los niveles de penetración del 30%, una vez que el DSO ya ha podido emplear los recursos descritos en los puntos precedentes, empiezan a ser relevantes los costes de adaptación estructural de la red que deberá hacer el distribuidor para evitar incumplimientos excesivos como los que se han valorado en este trabajo. En ese momento puede ser conveniente por parte del Regulador analizar la posibilidad de aplicar recargos a las tarifas de acceso de los consumidores con instalaciones fotovoltaicas, aunque para ello previamente sería necesario haber evolucionado hacia un esquema de tarifas dinámicas más eficientes y realizar una revisión de la situación de la demanda, si se ha ido incorporando el almacenamiento a nivel doméstico, el desarrollo que haya podido tener la recarga privada de vehículo eléctrico, o si se ha producido un cambio significativo de las pautas de consumo.

## 4.2. Publicaciones

Antes de iniciar los estudios de investigación incluidos en el periodo de tutela académica de la tesis doctoral, se había llegado a realizar alguna publicación, siempre relacionadas con aspectos del ámbito profesional, la regulación de la distribución de energía eléctrica.

- J. A. Rosendo, A. Gómez, J. L. Martínez, G. Tévar y M. Rodríguez. Inca: A tool for the assessment and improvement of supply reliability indices. 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, octubre 2007.

- García-Conejo JA, Tévar-Bartolomé G, Gómez-Expósito A, Rodríguez-Montañés M. ANETO: a system for the automatic generation of theoretical network models. In: 9th International conference on electrical power quality and utilisation (EPQU'07); October 2007.
- J. A. Rosendo, A. Gómez-Expósito, G. Tévar y M. Rodríguez. Evaluation and improvement of supply reliability indices for distribution networks. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago, abril 2008.
- Pablo A. Simón, Gabriel Tévar. Almacenamiento energético en las smart grids: perspectiva del distribuidor. Power Generation Magazine. Energética INTERNATIONAL. Nº 136 Octubre 2013.

Durante el periodo de investigación de la tesis doctoral, y como consecuencia de los estudios realizados para su desarrollo, se han realizado las publicaciones que se relacionan a continuación, dos de ellas en publicaciones de alto impacto:

- Sánchez-Cifuentes J, Tévar-Bartolomé G. Primeros pasos para el arranque de la movilidad eléctrica en España: el proyecto ZEM2ALL. - Economía industrial, 2019.
- Tévar G, Gómez-Expósito A, Arcos-Vargas A, Rodríguez-Montañés M. Influence of Rooftop PV Generation in Net Demand, Losses and Network Congestions: A Case Study. Electrical Power and Energy Systems 2019;106 (March): 68–86. Según los últimos datos de 2019, esta publicación presenta un factor de impacto de 3.588 y se sitúa en el cuartil Q1.
- Tévar-Bartolomé G, Gómez-Expósito A, Arcos-Vargas A, Rodríguez-Montañés M. Network impact of increasing distributed PV hosting: A utility-scale case study. Solar Energy 2021;217(January):173-186. Según los últimos datos de 2019, esta publicación presenta un factor de impacto de 4.688 y se sitúa en el cuartil Q2.

### 4.3. Futuros trabajos

Una de las simplificaciones más importantes que se han realizado a lo largo de este trabajo ha sido suponer que todas las cargas BT eran trifásicas y que estaban perfectamente equilibradas entre fases. El fenómeno del desequilibrio de cargas y su impacto en el incremento de pérdidas, entre otras cosas, se ha comentado en el punto 1.2.3. haciendo referencia al trabajo de Rodríguez-Calvo *et al.* [16]. Si bien no se dispone actualmente de información de detalle de las fases a las que están conectados los suministros individuales, sí se puede averiguar si el equipo de medida es bifásico o trifásico, y sí que empieza también a haber información sobre el grado de desequilibrio existente en la red de baja tensión en algunas zonas. Con esto, sería interesante replicar los análisis de los capítulos precedentes sobre mercados y redes reales y contemplando distintos grados de desequilibrio de cargas, para valorar el efecto de estos desequilibrios sobre las pérdidas en una red de tamaño real, el potencial de mejora de pérdidas que podría darse en caso de emprender acciones para el reequilibrio de cargas, y su impacto en la mayor o menor capacidad de la red para integrar generación FV distribuida sin tener que incrementar significativamente los costes de inversión en la

red. Debería contemplarse también la capacidad de los inversores fotovoltaicos actuales para contribuir al reequilibrio de cargas.

Un elemento que tampoco se ha considerado en el estudio es el almacenamiento. Suponiendo que una parte de los consumidores que deciden instalar placas fotovoltaicas en su tejado lo hace incorporando baterías de almacenamiento, y que a partir de ahí van a poder gestionar sus consumos y excedentes de generación fotovoltaica de manera que puedan reducir tanto las puntas de consumo como las puntas de generación vertida a la red, no hay duda de que el impacto sobre la red de distribución en forma de congestiones o sobretensiones se va a ver muy reducido. Para poder realizar una valoración realista de lo anterior, probablemente será necesario desarrollar un modelo económico para determinar, suministro a suministro, en función de su potencia contratada, su consumo anual repartido horariamente y su máxima potencia fotovoltaica instalable, la capacidad de almacenamiento necesaria, su coste de inversión y la rentabilidad de la misma desde el punto de vista del consumidor. Un caso particular de este análisis sería el contemplar una creciente incorporación de recarga vinculada de vehículo eléctrico en domicilio, siempre y cuando los coches eléctricos incorporasen la capacidad de inyectar potencia a la red de distribución (V2G, Vehicle To Grid). En este caso habría que incorporar además el consumo horario necesario para la recarga del vehículo.

Por último, otro de los aspectos que merecerá la pena analizar en trabajos futuros es la incorporación de mecanismos de mercados locales de flexibilidad por parte de los DSO, tal y como se prevé en las directivas europeas. A lo largo de este trabajo se ha venido asumiendo que las congestiones o sobretensiones moderadas originadas por la incorporación creciente de generación fotovoltaica distribuida en la red de distribución se deberían poder resolver mediante acciones de operación o, en su caso, recurriendo a recursos de flexibilidad conectados y distribuidos por la red de BT y MT tales como baterías de almacenamiento, consumidores con capacidad de gestión de la demanda o, en última instancia, autoconsumidores que permitan el ajuste de sus posibles excedentes en determinadas horas. Por el contrario, las congestiones o sobretensiones excesivas, tal y como se han definido y objetivado en este trabajo, requerirían de soluciones estructurales con inversiones en nuevas extensiones de red o en refuerzos de las ya existentes. Para este análisis sería necesario implementar y simular una plataforma de mercado local de flexibilidad, por medio de la cual el DSO pudiera demandar servicios de flexibilidad en determinadas zonas cuando se produzcan congestiones o sobretensiones de las que hemos clasificado como moderadas. Para cada congestión o sobretensión moderada y sus posibles repeticiones a lo largo de un año, una posibilidad sería valorar la inversión en red necesaria para resolverla y comparar el coste de dicha inversión con el de los recursos distribuidores que haya sido necesario demandar en ese mercado local, esto es, coste de baterías, pérdida de generación fotovoltaica o reducción de consumo en los casos donde éste sea flexible. Probablemente se deberían investigar otras posibles formas de valoración del coste de utilización de estos recursos. Este es un tema relevante que actualmente está pendiente de desarrollo a nivel internacional, como se refleja en el PLAN DE ACTUACIONES CNMC 2021-2022 que desde el pasado 22 de enero de 2021 está sometido a consulta pública por parte del organismo regulador español y que, entre muchas otras líneas de trabajo, apunta a la necesidad, textualmente, de *“adaptar el Modelo de Red de Referencia a los retos de la transición ecológica, tales como el papel activo de la demanda, la generación distribuida o el almacenamiento con el objetivo de disponer de una herramienta de análisis ex*

*ante sobre la promoción de inversiones eficientes en redes”.*

Sin duda, en un proceso de transición como el que nos encontramos hacia un nuevo modelo energético descarbonizado, donde la electrificación de la demanda y la transformación del parque de generación a tecnologías renovables son dos ejes fundamentales, la necesidad de este tipo de análisis no ha hecho más que empezar.

# APÉNDICE: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE RED DE REFERENCIA ANETO

---

**E**n este apéndice se describen las funcionalidades y elementos más importantes del Modelo de Red de Referencia (MRR) ANETO que se ha venido empleando como herramienta básica a lo largo de esta tesis. Este modelo ha sido desarrollado por ENDESA de manera similar al MRR adoptado en su momento como herramienta de análisis regulatorio por parte del Regulador español, la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC), con la finalidad de valorar y contrastar los resultados de este último. Si bien en su origen el Modelo ANETO se enfocó como un instrumento regulatorio, lo cierto es que con la potencialidad que dan sus funcionalidades y la información que emplea, su uso ha evolucionado hacia el análisis técnico de diferentes aspectos que pueden influir en la red desde una visión de planificación de medio y largo plazo.

## 1. Antecedentes

En España, como en el resto de la Unión Europea, se liberaliza el sector eléctrico y se establece la separación de actividades con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Hasta entonces las empresas encargadas del suministro eran sociedades que integraban verticalmente todas las actividades necesarias para el suministro eléctrico, esto es, la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de energía eléctrica. Con los ingresos obtenidos de las tarifas eléctricas, que eran tarifas integradas<sup>36</sup>, las empresas verticalmente integradas debían ser capaces de atender a todos sus costes en conjunto. A partir de la publicación de la Ley mencionada en 1997 las empresas deben separar jurídicamente las actividades que son liberalizadas y que deben obtener sus ingresos de un mercado en competencia, esto es, la generación y la comercialización, de las actividades que, por ser monopolio natural, deben desarrollarse bajo una estricta regulación y cuyos ingresos vienen determinados por el Regulador, esto es, al transporte y la distribución de energía eléctrica.

---

<sup>36</sup> La tarifa final incorpora todos los costes correspondientes a las actividades necesarias para el suministro, sin diferenciar qué parte corresponde a cada una de esas actividades.

A partir de este momento, con la actividad de distribución separada del resto, el Regulador necesita poder determinar cuál debe ser la remuneración necesaria para que una empresa de distribución desarrolle las responsabilidades que tiene encomendadas en la normativa de manera eficiente. Se trataría de cuantificar, con la mayor precisión posible, los costes en que es necesario incurrir para atender el mercado en las condiciones de calidad y seguridad del servicio establecidas reglamentariamente, por parte de una empresa de distribución, suponiendo una gestión técnica y económica eficientes, para el desarrollo y explotación de un gran volumen e extensión de instalaciones de distribución, en múltiples y muy diversos tipos de zona, con condicionantes distintos de calidad, constructivos, medioambientales, de paso, etc.

No hay un método único y perfecto para lograr el fin descrito en el párrafo anterior por parte del Regulador, fundamentalmente por la dificultad que supone para éste el disponer de toda la información de detalle relativa a las instalaciones, mercado y operaciones que realiza el distribuidor en todas las zonas geográficas donde actúa, así como evaluar la suficiencia y eficiencia de los costes incurridos para desarrollar sus funciones. Este es el conocido problema de la “asimetría de la información” que era especialmente relevante en España en los años 1998 a 2003, periodo en el que la entonces Comisión Nacional de Energía (CNE, actual CNMC) se planteaba la necesidad de establecer un nuevo esquema retributivo para la actividad de distribución en España.

Es en este contexto en el que, además de otras herramientas regulatorias, la CNE opta por el desarrollo de un Modelo de Red de Referencia propio que, finalmente, fue encomendado al Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas. Concretamente, el julio de 2003 la CNE constituyó en grupo de trabajo con agentes del sector en el que establecía los objetivos y funciones que debía cumplir su MRR. Entre otras cosas, según el criterio de la entonces CNE, el MRR debía cumplir las siguientes características:

- . Debe poder partir de la demanda existente, utilizando la georreferenciación de los puntos de suministro (GPS).
- . Debe poder identificar las zonas<sup>37</sup> (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa) para fijar los umbrales de calidad que corresponda a cada suministro y el tipo de red a utilizar (aérea –sobre postes o fachada- o subterránea).
- . Debe ser capaz de diseñar la red (modelo base-cero)<sup>38</sup> necesaria minimizando inversiones, la operación y mantenimiento y las pérdidas, sujeta al cumplimiento de una calidad de servicio mínima.
- . Debe ser capaz de diseñar la red (base-cero) necesaria para cualquier nivel de calidad de servicio: la reglamentaria o la real de cada empresa.

---

<sup>37</sup> Hace referencia a las zonas de calidad definidas en la normativa española en el 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.

<sup>38</sup> Modelo base-cero: considerando que toda la red se diseña y construye partiendo de cero.

- . Debe utilizar, para conseguir el cumplimiento de la calidad de servicio, los automatismos existentes en el mercado (fusibles, reconectores, seccionalizadores, etc.).
- . Debe poder fijar las subestaciones AT/MT o no<sup>39</sup>.
- . Debe poder fijar los centros de transformación MT/BT o no<sup>40</sup>.
- . El modelo de BT (base-cero) debe diseñar las calles por donde discurren las redes, utilizándose la digitalización de las poblaciones sólo como comprobación y validación<sup>40</sup>.
- . Debe permitir implementar las instalaciones de generación conectadas a las redes de distribución.
- . Debe poder calcular la red incremental (modelo incremental)<sup>40</sup> necesaria para poder atender los incrementos de demanda previstos en el periodo regulatorio.

Tomando como referencia las funcionalidades anteriores, la mayor parte de las empresas de distribución construyeron sus propios modelos de red de referencia, o instrumentos similares, con el objetivo de poder validar y contrastar los resultados que fuera dando el MRR de la CNE. Lógicamente ENDESA, que ya había venido trabajando en un modelo de red teórica base-cero desde 1999, fue adaptando diferentes versiones hasta alcanzar las funcionalidades marcadas por la CNE, y alguna más, dando lugar al Modelo ANETO [46]. Aunque inicialmente los modelos de red de referencia pretendieron abarcar tanto las redes de baja (BT) y media tensión (MT) como las de alta tensión o transmisión (AT), al final se enfocaron fundamentalmente a las redes de MT y BT ya que las redes de AT presentan particularidades muy similares a las del transporte en su planificación y explotación, y para los objetivos buscados podían ser utilizadas herramientas ya existentes en el mercado como el PSS/E.

## 2. Características generales

### a) Objetivos

El modelo ANETO está formado por un conjunto modular de aplicaciones software interrelacionadas que inicialmente se dirigen a diseñar o construir desde cero (modelo base-cero) una red de distribución que, alimentándose desde un conjunto predeterminado de nudos fuente constituidos por las subestaciones AT/MT, es capaz de transmitir la energía eléctrica hasta los puntos de suministro reales ubicados en una determinada área geográfica, en condiciones de tensión y calidad de servicio reglamentarias. Para ello tiene en cuenta los criterios de planificación de la red al uso,

---

<sup>39</sup> Frase literal de la presentación de la entonces CNE.

<sup>40</sup> Modelo incremental; partiendo de una red existente, que puede ser la red real, construye los incrementos y refuerzos necesarios para atender nuevos suministros y el crecimiento vegetativo de los suministros previamente existentes.

intentando obtener una red de mínimo coste de inversión y pérdidas.

Desde la perspectiva del Regulador, la red teórica base-cero obtenida de esta forma podría permitir una contrastación con las redes de distribución reales existentes en cada zona de distribución en la búsqueda de posibles ineficiencias, sin embargo, en los primeros ejercicios de este tipo que se hicieron, se puso de manifiesto que las hipótesis y simplificaciones que necesariamente debía asumir el modelo base-cero y, especialmente, el hecho de que se perdiera la evolución dinámica de la red, generaba grandes sesgos entre zonas más densas y zonas más dispersas.

Debido a lo anterior, se incorporaron nuevos módulos al modelo inicial para adquirir la capacidad de desarrollo incremental que ya estipulaba en su momento la CNE. Con estos nuevos módulos, partiendo de la red real de distribución de una determinada zona, que alimenta a todos los puntos de suministro de la misma, el modelo es capaz de determinar los refuerzos de la red inicial y/o los nuevos tramos de red a desarrollar (modelo incremental) para alimentar, en condiciones de tensión y calidad de servicio reglamentarias, el crecimiento vegetativo del mercado ya existente y los nuevos suministros que aparezcan sobre el territorio. De nuevo, tiene en cuenta los criterios de planificación para intentar que la red incremental resultante cumpla con criterios de mínimo coste de inversión y pérdidas.

Desde la perspectiva del Regulador, el modelo de red incremental podría permitir:

- Valorar la eficiencia de los planes de inversión de las empresas de distribución.
- Evaluar los costes de inversión necesarios para conseguir mejoras estructurales de la calidad de servicio en la zona, o de reducción de pérdidas.
- Evaluar los costes derivados de, por ejemplo, cambios sustanciales en el comportamiento del mercado como puede ser una llegada masiva de puntos de recarga para vehículo eléctrico o un crecimiento relevante del autoconsumo.

No cabe duda que, aunque se esté partiendo de la red real de la zona, siguen siendo necesarias determinadas hipótesis y simplificaciones que deben llevar a relativizar los resultados y valoraciones del modelo.

## **b) Datos de entrada**

Algunos de los datos más relevantes que utiliza el modelo se resumen en los siguientes puntos:

- Fuentes de alimentación a la red de distribución, constituidas por las subestaciones reales AT/MT con los transformadores y su potencia instalada real.
- Mercado real georreferenciado, constituido por todos los suministros alimentados en baja y media tensión, con sus coordenadas (x, y, z), y sus datos individualizados

de tensión de alimentación, potencia contratada, potencia adscrita<sup>41</sup> y consumo de energía anual con su perfil de consumo horario. A efectos de su posterior clasificación según zonas de calidad siguiendo la normativa española, también se dispone del tamaño y características del municipio donde se encuentra cada punto de suministro. Se distingue entre suministros individuales, donde en una coordenada sólo existe un único consumidor de energía eléctrica, y agrupaciones de suministro, donde en una misma coordenada pueden coincidir varios consumidores (típicamente, un edificio de viviendas).

- Red de distribución real constituida por:
  - Líneas aéreas y cables subterráneos de media tensión, con sus trazados cartografiados, tensión de explotación, longitudes y características eléctricas de los conductores por tramos.
  - Centros de transformación MT/BT, con su ubicación por coordenadas (x, y, z), número de transformadores, potencia instalada, tensiones y características técnicas en carga y en vacío. También se distingue su tipo de construcción (caseta, subterráneo, local o intemperie).
  - Líneas aéreas y cables subterráneos de baja tensión, con trazados cartografiados, tensión de explotación, longitudes y características eléctricas de los conductores por tramos. En el caso de líneas aéreas se distingue entre el tipo de instalación en poste o en trenzado-fachada.
  - Elementos de operación y mejora de la fiabilidad (corte y protección).
- Catálogo de equipos de red a utilizar en el caso de tener que añadir nuevos elementos, o sustitución de los existentes, tales como líneas BT y MT, cables BT y MT, transformadores MT/BT, elementos de corte, etc. Para cada elemento del catálogo se requiere de su tensión, capacidad, características electrotécnicas y coste unitario.
- Perímetros geográficos de especiales condiciones constructivas. El modelo puede evitar el paso de líneas por zonas protegidas previamente identificadas o aplicar costes diferenciados (salinidad, nivel isoceraunico, entre otros).

En las Figuras 1 a 4 se muestran algunos ejemplos de datos de red real utilizados por el modelo.

---

<sup>41</sup> La potencia adscrita de un suministro es la capacidad máxima de su acometida eléctrica. Un consumidor o suministro puede tener en su domicilio una acometida preparada para una potencia de 15 kW, por ejemplo, pero tener contratada una potencia de 10 kW.



Figura 1: Ejemplo de red BT real bajo la red MT

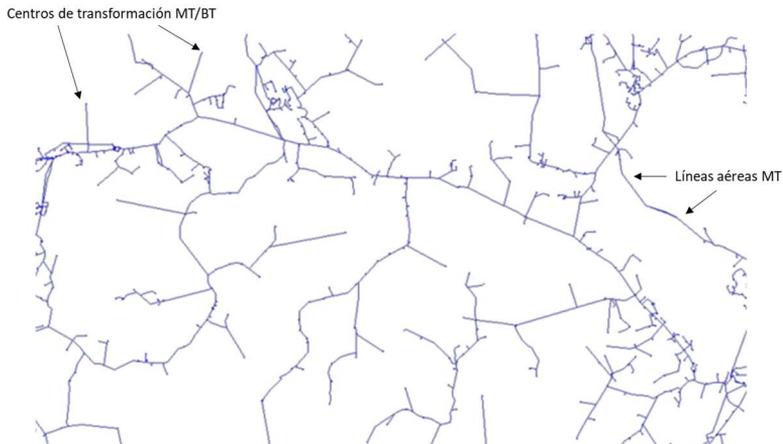


Figura 2: Ejemplo de red MT real en zona rural dispersa

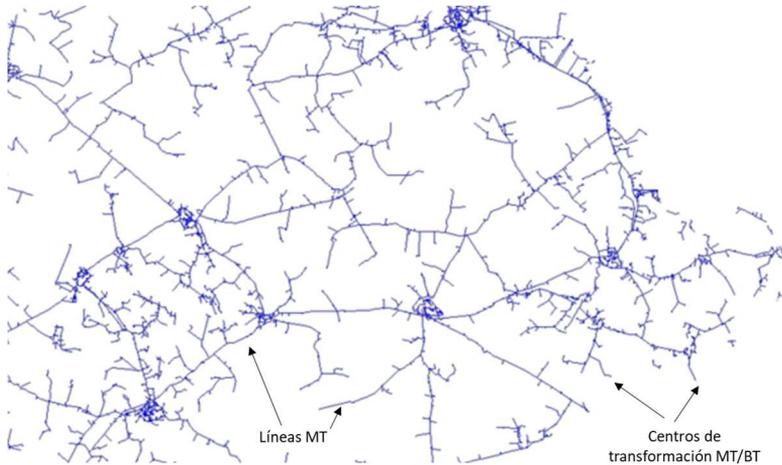


Figura 3: Ejemplo de red MT real en zonas semiurbana y rural

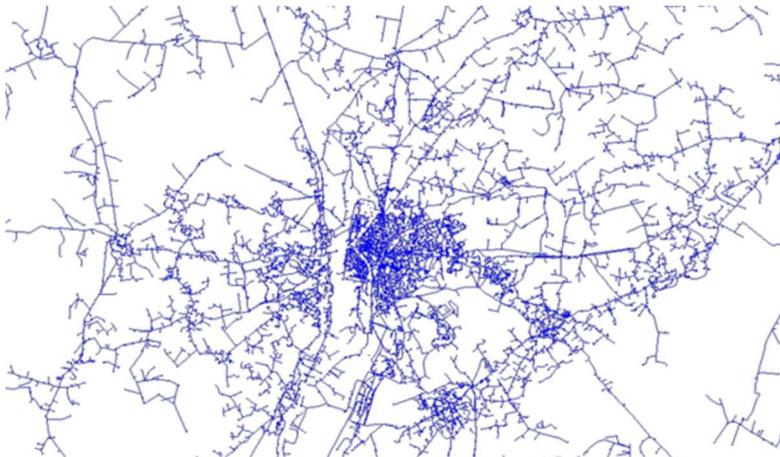


Figura 4: Ejemplo de red MT real en zona urbana de Sevilla

### c) Principales hipótesis y simplificaciones

A pesar de que se utiliza gran cantidad de datos reales, siguen existiendo algunas ausencias de información que llevan a la necesidad de asumir algunas hipótesis y simplificaciones, entre las más relevantes:

- Los nudos que alimentan a la red de distribución MT y BT, ubicados en las subestaciones AT/MT, se consideran fuentes ideales de capacidad infinita.
- Se consideran todos los suministros alimentados en trifásico.
- Se supone que todas las cargas trifásicas están perfectamente equilibradas.

### 3. Módulos principales de ANETO

#### a) Modelo base-cero

En la Figura 5 se muestran de forma simplificada los principales módulos que forman parte del modelo Aneto para el cálculo de la red teórica base-cero. Como se puede apreciar en la parte baja de la figura, el módulo de electrificación de baja tensión está compuesto a su vez por otros cuatro módulos. Lo mismo ocurre con el módulo de electrificación de media tensión. Aunque en su momento se valoró también un módulo de electrificación en alta tensión, tal y como ya se ha explicado en el punto 1 de este apéndice, esta parte del modelo se dejó de desarrollar ante la evidencia de que los modelos PSS/E tenían ya todas las funcionalidades necesarias para analizar y valorar las redes AT.

1. El módulo de definición de mercado, que partiendo de la georreferenciación de todos los suministros BT de la zona, identifica y clasifica agrupaciones de suministros en zonas urbanas (núcleos de población de tamaño medio y grande), zonas rurales (pequeños núcleos de población) y suministros dispersos. Esto es relevante para identificar diferentes zonas de calidad a efectos de establecer diferentes criterios de fiabilidad, arquitecturas de red, posibles mallados de red, tendidos aéreos o subterráneos, etc.

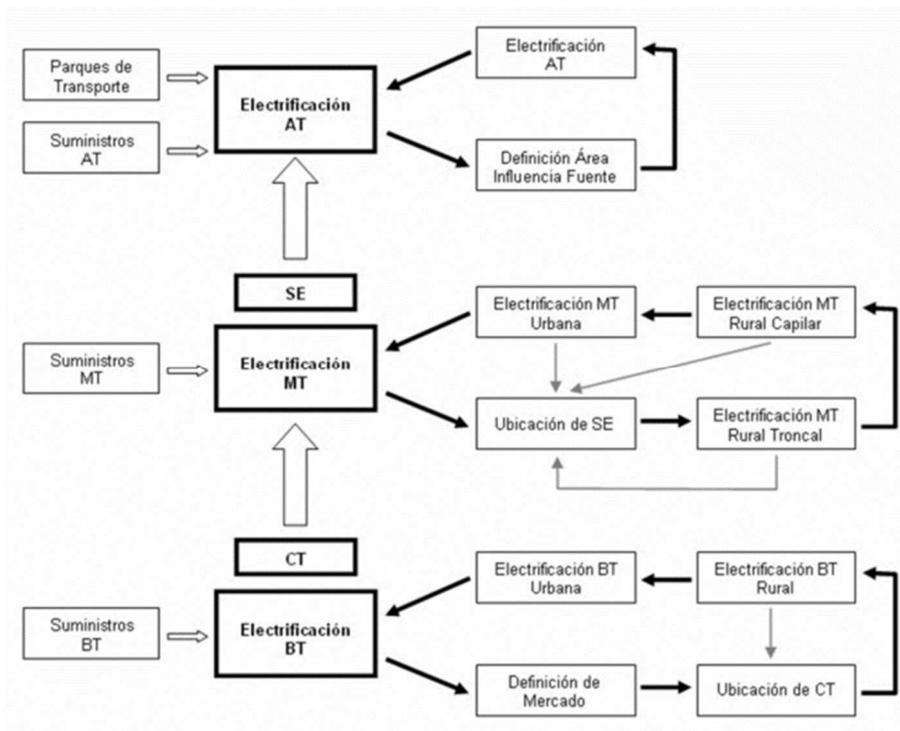


Figura 5: Arquitectura general de módulos de electrificación de ANETO base-cero

- El módulo de ubicación y dimensionamiento de centros de transformación MT/BT determina el número teórico de centros de transformación (CT) necesarios para cubrir toda la demanda BT en el área de interés que, en el caso de BT, se limita al ámbito geográfico de un municipio. Para ello, considerando las restricciones electrotécnicas (balance de potencia y máxima caída de tensión), se establece un criterio pseudo-óptimo económico (inversión más pérdidas) que intenta buscar en cada caso la ubicación, el tamaño y el área de influencia de cada centro de transformación. La electrificación BT y MT se encuentran en este punto acopladas ya que, si se aumenta el número de CT para una misma zona de influencia, necesariamente se incrementa el coste de la red MT, pero se reduce el de la red BT. Para resolver de forma práctica este problema, se realizó un análisis teórico off-line por el cual se obtuvo una tabla de alcance en la que, para zonas rurales y urbanas, y para diferentes valores de la densidad de carga ( $W/m^2$ ) y del número de suministros BT atendidos (puntos/ $m^2$ ), se determina el radio recomendado de alcance de cada CT. En la Figura 6 se representa la identificación y clasificación del mercado en la ciudad de Barcelona, y la definición del número y alcance de centros de transformación teóricos necesarios para la alimentación del mismo.



Figura 6: Ejemplo de identificación y zonificación de mercado, y de ubicación de centros de transformación teóricos

3. El módulo de electrificación BT construye, para cada centro de transformación asociado a los suministros de su área de influencia, las líneas de baja tensión que permiten alimentar esos puntos de suministro con el menor coste de inversión y pérdidas. En la construcción de la red BT, se diferencia entre estructura de red rural y urbana, y se comprueba el cumplimiento de restricciones electrotécnicas (saturaciones y máxima caída de tensión). Para ello selecciona los conductores a utilizar en cada caso en base a una aproximación lineal de costes extraída del Capítulo 7 del trabajo de Lee Willis H, Power Distribution Planning Reference Book [56]. Las Figuras 7 y 8 muestran dos ejemplos de red teórica base-cero de baja tensión, la primera en zona dispersa, y la segunda en zona urbana.

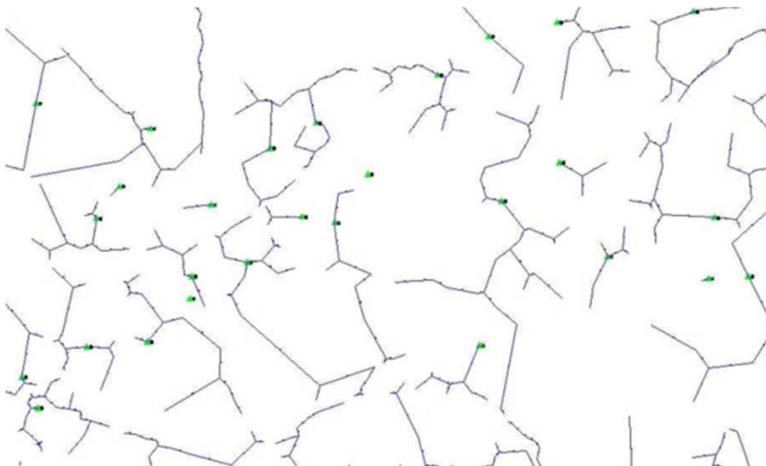


Figura 7: Ejemplo de red teórica base-cero BT en zona rural

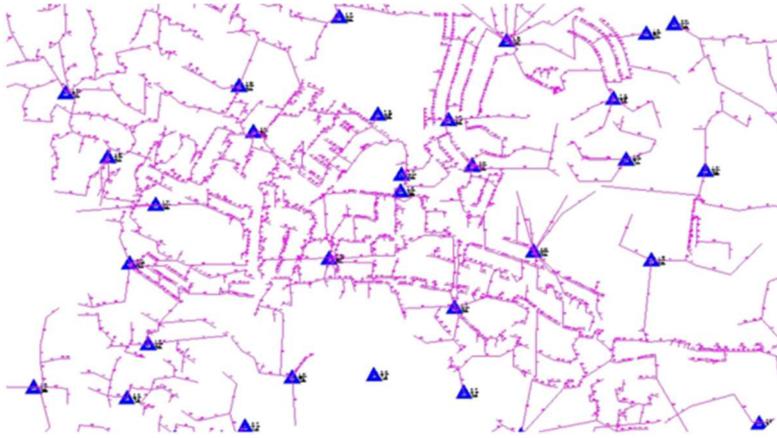


Figura 8: Ejemplo de red teórica base-cero BT en zona urbana

4. Ascendiendo en el diagrama por la Figura 5, nos encontramos con el módulo de electrificación MT que, de nuevo, está constituido por otros cuatro. De ellos no se va a describir el módulo de ubicación y dimensionamiento de subestaciones AT/MT ya que, como se ha dicho anteriormente, el modelo de red de referencia de subestaciones y de AT finalmente fue sustituido por los análisis de PSS/E, y por tanto se toman las subestaciones AT/MT reales como dato de partida.
5. El módulo de electrificación MT de media tensión construye una red de mínima inversión y pérdidas entre cada subestación AT/MT y sus puntos de carga, verificando restricciones de máxima intensidad de corriente, máxima caída de tensión, y calidad de continuidad de suministro. Para ello el modelo utiliza la gama de conductores MT disponibles con sus características técnicas (resistencia y reactancia serie, intensidad máxima, tipo de instalación) y sus correspondientes costes de inversión. El diseño de la red MT asume y valora económicamente la existencia de protecciones en todas las posiciones de salida de línea MT, tanto de las subestaciones como de los centros de reparto, que permiten abrir el circuito desde cabecera ante la aparición de una falta en el circuito.
6. La red MT urbana es la que alimenta a los centros de transformación ubicados en el interior de núcleos urbanos desde subestaciones interiores a los núcleos, si existieran, o desde los centros de reparto situados en su contorno exterior, energizados estos desde subestaciones en medio disperso. Esta red es mallada formada por anillos autosuficientes que parten y se cierran sobre el mismo centro, pero que se explotan radialmente. El trazado es de tipo subterráneo dentro del núcleo y aéreo en los posibles tramos del anillo que sean exteriores. La sección de conductor de un anillo es constante, y garantiza los criterios de máxima intensidad y máxima caída de tensión cuando es alimentado desde uno de sus extremos.

7. La red MT rural se extiende en el medio disperso, exteriormente a los núcleos urbanos. Su trazado es aéreo radial ramificado, y parte tanto desde las subestaciones existentes como desde centros de reparto en el contorno exterior de los núcleos. Es de dos tipos:
  - a. Red MT rural troncal: Se construye entre la subestación y todos los centros de reparto de su área de influencia, (de los que es conocida su posición y la potencia demandada de la parte interna de núcleo que alimenta el centro). Es una red radial ramificada. Se añade un circuito igual adicional en cada tramo para que la red verifique el Criterio N-1.
  - b. Red MT rural capilar: Dentro del área de influencia de una SE, la red MT se construye aérea radial ramificada conectando las cargas rurales (CT y clientes MT ubicados en núcleos pequeños y diseminado) tanto con la propia SE como con sus centros de reparto.
8. Para construir el trazado de las líneas, tanto de BT como de MT, el modelo utiliza el Algoritmo Fundamental del Trazado Radial Ramificado descrito en el Anexo del trabajo de García-Conejo *et al.* en [46], introduciendo algunas variantes. Para seleccionar los conductores a utilizar, como ya se ha mencionado, se realiza una aproximación lineal de costes extraída del Capítulo 7 del trabajo de Lee Willis H [56].

Las Figuras 9 y 10 muestran la red teórica MT base-cero que obtiene el modelo para dos tipos de zona, rural y urbana.

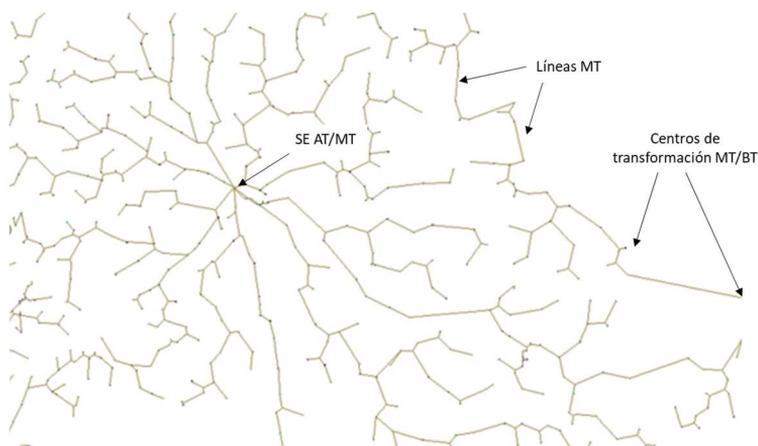


Figura 9: Ejemplo de red teórica base-cero MT en zona rural

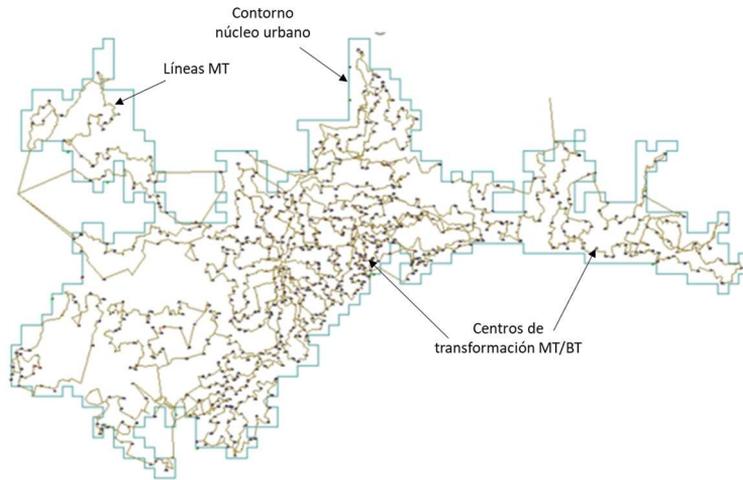


Figura 10: Ejemplo de red teórica base-cero MT en zona urbana

## b) Modelo Incremental

El escenario base de partida para la aplicación de un modelo de red de referencia incremental es una red de distribución, que puede ser teórica base-cero o real, que alimenta a la totalidad del mercado de una determinada zona de distribución cumpliendo con las habituales condiciones electrotécnicas de saturación y tensión en una situación de equilibrio.

A partir de ahí, puede haber una variación en el escenario base de partida que lleve a un desequilibrio o incumplimiento de la situación, bien porque quede parte de la demanda sin ser adecuadamente cubierta, bien porque la calidad del servicio o las condiciones electrotécnicas se hayan visto alteradas más allá de lo permitido en la normativa o en los procedimientos internos de la distribuidora. En estas situaciones, el modelo de red incremental debe ser capaz de diseñar y cuantificar los refuerzos en la red y los nuevos desarrollos de red necesarios para alimentar la totalidad del mercado en las condiciones de calidad establecidas, volviendo así a una situación de equilibrio.

Para ello el modelo ANETO incorpora, entre otros, las funcionalidades que se describen a continuación:

1. El nuevo escenario de demanda se forma a partir del escenario base al que se le añaden como dato los nuevos suministros a considerar a medio-largo plazo, con la información necesaria de potencia contratada, potencia adscrita, coordenadas (x, y, z), tensión de suministro y consumo. Adicionalmente, se puede añadir un crecimiento vegetativo a considerar para los suministros previamente existentes en el escenario base. Con esto, el módulo de mercado puede actualizar la identificación y clasificación de agrupaciones de suministros en zonas urbanas (núcleos de población de tamaño medio y

grande), zonas rurales (pequeños núcleos de población) y suministros dispersos, apareciendo generalmente nuevos núcleos de población o polígonos, o ampliaciones de los perímetros de núcleos de población previamente existentes en el escenario base.

2. El módulo de ubicación y dimensionamiento de centros de transformación MT/BT determina si es necesario implantar nuevos CT en los nuevos núcleos de población que han aparecido o en las áreas de crecimiento de los núcleos preexistentes, o si puede ampliarse el radio de alcance y capacidad de los CT ya existentes. Para ello utiliza el radio de alcance recomendado para cada CT según la tabla de alcance para zonas rurales y urbanas y según densidades de cargas, tal como se ha explicado anteriormente.
3. A partir del nuevo conjunto de CT existente, y también a partir de las líneas BT existentes en el escenario base, el módulo de electrificación BT realiza un recrecimiento y refuerzo de la red para conectar todos los nuevos puntos de suministro BT del nuevo escenario con el menor coste de inversión y pérdidas.
4. Conseguida la conectividad de todos los nuevos suministros BT aparecidos en el nuevo escenario, se calculan las intensidades en todos los tramos BT y las tensiones en todos los puntos de suministro mediante la realización de un flujo de cargas. De esta forma se identifican las posibles vulneraciones electrotécnicas en la red BT. y adaptación de la red BT. El módulo de adaptación de la red BT actúa para resolver estas vulneraciones, para cada caso, proponiendo soluciones, valorando su coste, y escogiendo la más económica. Para ello sigue los siguientes pasos:
  - De los resultados del flujo de cargas se cuantifican los incumplimientos en términos de saturación de tramos de línea e incumplimientos de tensiones normativas en puntos de suministro. De esta cuantificación se obtiene un índice conjunto del incumplimiento.
  - Se relacionan todas las alternativas de adecuación del circuito BT implicado, considerando:
    - Sustitución del conductor de cada tramo de línea BT por otro del catálogo de mayor sección.
    - Modificación topológica del circuito con la construcción de nuevos tramos de línea. Esta modificación topológica incluye la creación de nuevas salidas desde el CT (seccionamiento del circuito original en dos) o el ‘deslastre’ de una sección del circuito original a circuitos vecinos (creando una frontera – interconexión – abierta entre ambos circuitos).
  - De todas las alternativas se conoce su coste – según costes de inversión unitarios - y su beneficio en términos de reducción del índice de incumplimiento que produce. Se escoge para su realización, la alternativa con mayor ratio beneficio-coste, y se actualiza la valoración

de las alternativas que se vean afectadas por esta actuación. El proceso continúa hasta la completa reducción del índice de incumplimiento.

5. Para la electrificación MT se sigue un proceso similar al descrito, partiendo en este caso de los incrementos de potencia que hayan podido ser necesarios en los CT preexistentes en el escenario base, incorporando los nuevos CT necesarios para el nuevo mercado, así como los nuevos suministros MT del nuevo escenario de demanda. La Figura 11 presenta un ejemplo en el que se identifican los posibles incumplimientos por saturación en una red MT.



Figura 11: Ejemplo de análisis de cumplimiento de restricciones electro-técnicas por saturación (naranja >80% sat.; rojo >100% sat.; amarillo >120% sat.)

6. El módulo de adaptación de la red a la calidad de servicio reglamentaria se adapta a la normativa española en esta materia (ver Capítulo II del Título V del Real Decreto 1955/2000 del Ministerio de Economía [57]). Esta normativa es similar a la de otros países de nuestro entorno<sup>42</sup>, pero define de forma específica las zonas de calidad (ver punto 2.3.1 de la tesis y ejemplo de la Figura 12), los índices de calidad zonales (Figura 13), y establece unos umbrales de cumplimiento obligatorio (Figura 14).

---

<sup>42</sup> Los índices de calidad zonal generalmente más utilizados son SAIDI System average interruption duration index y SAIFI System average interruption frequency index.

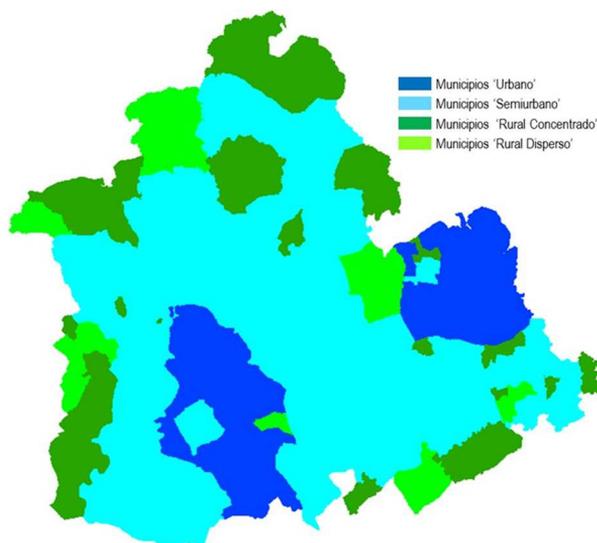


Figura 12: Ejemplo zonificación de calidad de servicio en la provincia de Sevilla

- TIEPI: Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V < 36kV )
- NIEPI: Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V < 36kV )

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (P_i \cdot H_i)}{\sum P_i} \qquad NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k P_i}{\sum P_i}$$

$\sum P_i$  : Suma de la potencia instalada en centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT

$P_i$  : Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT más la potencia contrata en MT, afectada por la interrupción i

$H_i$  : Tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia  $P_i$

$k$  : N° total de interrupciones del periodo considerado

Figura 13: Formulación índices de calidad zonal reglamentarios TIEPI y NIEPI

ZONA	TIEPI	NIEPI
Urbana	1,5 h	3 int
Semiurbana	3,5 h	5 int
Rural Concentrada	6 h	8 int
Rural Dispersa	9 h	12 int

Figura 14: Umbrales reglamentarios de los índices de calidad zonal (NIEPI en horas/año; TIEPI en n° de interrupciones/año)

Este módulo permite obtener una valoración de la frecuencia y duración esperada de las interrupciones anuales de cada centro de transformación a partir de:

- Modelo topológico de la red MT
- Parametrización de tasas de fallo y tiempos característicos de las actividades de operación (reposición y reparación), asociados a los elementos de la red MT y centros de transformación.

A partir de esta valoración y de la potencia instalada y caracterización zonal de cada CT se determinan los índices reglamentarios NIEPI y TIEPI.

Comparando los índices valorados y los umbrales reglamentarios se determina un índice de incumplimiento.

En caso de incumplimiento en alguna de las zonas de calidad de la zona de estudio, se contemplan principalmente dos tipos de alternativas para la mejora de la calidad zonal:

- Instalación en los tramos de MT de elementos de mejora de la fiabilidad (interruptores y fusibles).
- Creación de nuevas salidas de subestación AT/MT que permitan seccionar un circuito MT en dos.

Teniendo en cuenta que una actuación en una zona de calidad dirigida a mejorar sus índices puede además mejorar los índices de calidad de zonas colindantes, el efecto de cada propuesta o alternativa de mejora debe valorarse para el conjunto de las mismas. De esta forma, este módulo cuenta con un generador de propuestas de alternativas de mejora que valora el coste de cada una de ellas y cuantifica la reducción de los índices de calidad del conjunto de zonas. Con todo, se seleccionan aquellas actuaciones que se corresponden con la mejor ratio beneficio-coste. La Figura 15 muestra un ejemplo de aplicación a la provincia de Málaga, partiendo de unos índices de calidad zonal similares (teóricos) para comprobar cómo el modelo identifica las soluciones de mejora de la calidad al menor coste de inversión.

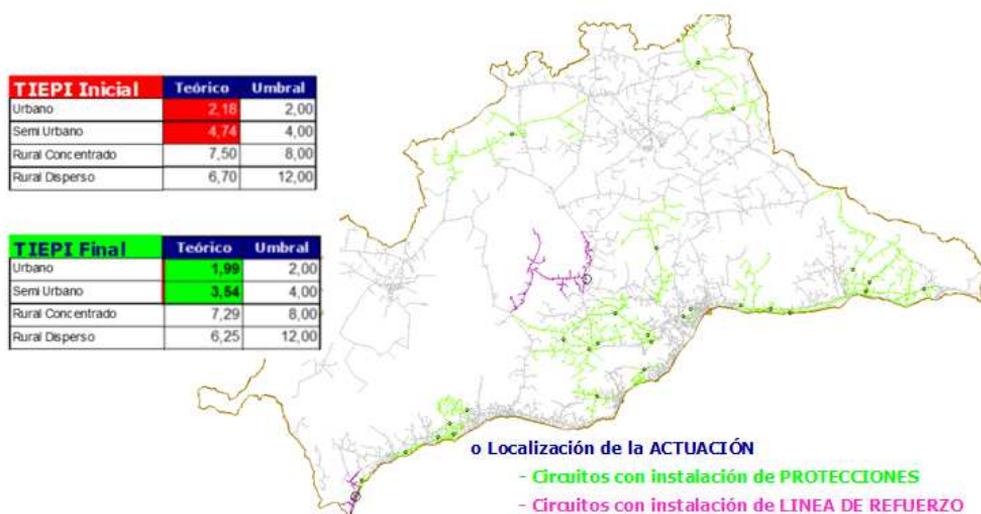


Figura 15: Ejemplo de corrección de calidad de servicio reglamentaria mediante actuaciones de refuerzo o instalaciones de elementos corte (provincia de Málaga con datos de calidad simulados)

#### 4. Evolución del modelo

No cabe duda de que los modelos de red de referencia, y en particular el modelo ANETO, pueden seguir evolucionando. La creciente velocidad y capacidad de cálculo que presentan los equipos y sistemas informáticos hace que podamos plantearnos incorporar algún tipo de análisis más cercano a la operación que a la planificación. De la misma forma la información de que se dispone, tanto de la red como de la demanda y/o generación distribuida, es cada vez más amplia y detallada. Pero quizás, lo que puede marcar más la evolución de este tipo de modelos es la necesidad de valorar nuevas posibilidades o funciones con las que va a poder contar el distribuidor en un futuro no muy lejano, tales como la gestión con mercados locales de flexibilidad. En estos mercados los DSO podrán utilizar recursos distribuidos a lo largo de sus redes (almacenamiento, pequeños generadores o autoconsumidores dispuestos a limitar su generación en determinadas circunstancias, estaciones de recarga de vehículos eléctricos, suministros con posibilidad de flexibilizar su consumo, etc.) para evitar congestiones o sobretensiones en sus redes sin necesidad de tener que realizar refuerzos o extensiones de la red. Con todos estos nuevos recursos y posibilidades puede ser necesario que el Regulador se replantee el concepto de eficiencia en las inversiones de red.



# ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Tabla de coeficientes de simultaneidad, función del número de viviendas, que figura en la ITC-BT-10 del Reglamento electrotécnico para baja tensión (RD 842/2002).....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 2: Número máximo considerado de plantas por edificio en función del tamaño del municipio.....</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 3: Fracción de la superficie de cubierta disponible para paneles FV función del número de viviendas por planta.....</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 4: Segmentación de los consumidores de la zona de estudio por zonas de calidad de servicio.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 5: Red de distribución MT y BT de la zona de estudio.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 6: Comparación de diferentes indicadores de penetración FV aplicados a escenarios de generación creciente sobre la zona de estudio.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 7: Gama de elementos de red considerados para adaptaciones y nuevas extensiones, con sus costes unitarios de referencia.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 8: Adaptaciones de red necesarias para eliminar incumplimientos excesivos.....</i>	<i>71</i>



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de temperatura media del planeta respecto a los niveles preindustriales.....	6
Figura 2: Proyección del crecimiento de la temperatura global al año 2010.....	7
Figura 3: Consumo de energía final para usos energéticos por sector de actividad y vector energético en 2015. (%; Mtep).....	8
Figura 4: Ejemplo de aplicación del factor estadístico de simultaneidad para consumo (arriba) y para generación FV (abajo), considerando dos grupos de 40 viviendas de 5,75 kW de consumo y la instalación de la misma potencia de generación FV por vivienda.....	13
Figura 5: Balance de energía en un suministro individual. Dos situaciones.....	29
Figura 6: Balance de energía en agrupación de suministros utilizando la red BT. Autoconsumo colectivo.....	30
Figura 7: Red de distribución real (MT y BT) que alimenta la zona de estudio en un área de la provincia de Barcelona.....	35
Figura 8: Demanda anual por perfiles de 24 h representativas del conjunto del año.....	37
Figura 9: Demanda anual equivalente por hora.....	37
Figura 10: Consumo neto anual en BT para escenarios de penetración FV crecientes.....	40
Figura 11: Consumo neto anual (BT+MT) para escenarios de penetración FV crecientes.....	40
Figura 12: Consumo neto anual BT, en cada hora equivalente del año, para escenarios de penetración FV crecientes.....	41
Figura 13: Consumo neto anual BT, en cada hora equivalente del año, para escenarios de penetración FV crecientes, en los solsticios de verano e invierno.....	42
Figura 14: Agregación de balances de energía a nivel BT de autoconsumo individual, y colectivo en el mismo punto de conexión a la red.....	43
Figura 15: Agregación de balances de energía de autoconsumo colectivo utilizando la red BT.....	44
Figura 16: Demanda y pérdidas anuales a nivel BT por horas equivalentes para el escenario base sin generación (0% FV).....	45
Figura 17: Pérdidas horarias relativas en BT, por horas equivalentes, para diferentes escenarios de generación FV.....	46
Figura 18: Pérdidas anuales repartidas por elementos de la red para diferentes escenarios de generación FV.....	47
Figura 19: Pérdidas anuales, repartidas por elementos de la red, relativas a las del escenario 0% FV, para diferentes escenarios de generación FV.....	47
Figura 20: Pérdidas anuales por tipo de zona, relativas a las del escenario 0% FV, para diferentes escenarios de generación FV.....	50
Figura 21: Detalle de redes de MT y BT en zonas urbana y semiurbana.....	51
Figura 22: Detalle de redes de MT y BT en zonas rurales concentrada (CTs color fuxia) y dispersa (CTs color negro).....	51
Figura 23: Histograma de líneas BT de acuerdo al número de suministros que alimentan.....	52

<i>Figura 24: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 20% FV).....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 25: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 40% FV).....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 26: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 60% FV).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 27: Histograma de pérdidas del conjunto de líneas BT segmentadas por sus niveles individuales de penetración FV (escenario 80% FV).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 28: Pérdidas en red BT segmentadas por circuitos según su grado de incumplimiento de restricciones técnicas .....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 29: Detalle de una zona con la evolución de incumplimientos excesivos por congestión con el crecimiento de la penetración FV.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 30: Esquema simplificado de la metodología utilizada.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 31: Ejemplos de adaptación de la red para resolver incumplimientos excesivos.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 32: Longitud de circuitos BT con violaciones electrotécnicas antes (barra izquierda) y después (barra derecha) de las adaptaciones de red.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 33: Inversiones necesarias en la red de distribución para eliminar incumplimientos excesivos.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 34: Pérdidas anuales, según escenarios crecientes de penetración FV, para dos casos: con y sin adaptación de la red .....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 35: Pérdidas anuales por componentes de la red, para escenarios de penetración FV creciente, con y sin adaptación de la red.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 36: Coste directo total, por sus componentes, según escenarios crecientes de penetración FV.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 37: Costes de inversión y O&amp;M por potencia FV instalada .....</i>	<i>76</i>



# REFERENCIAS

---

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Special Report on Global Warming of 1.5°C, Chapter 1; 2018.
- [2] Climate Action Tracker. Warming projections global update; December 2018.
- [3] Comisión Europea. COM2016 850 final. Energía limpia para todos los europeos (Paquete de invierno); Noviembre 2016.
- [4] MITECO. BORRADOR ACTUALIZADO DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030 (PNIEC); Enero 2020.
- [5] Monitor Deloitte. Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación; Enero 2018.
- [6] Monitor Deloitte. Hacia la descarbonización de la economía: la contribución de las redes eléctricas a la transición energética; Febrero 2018
- [7] Gómez-Expósito A, Arcos A, Maza JM, Rosendo JA, Alvarez G, Carrillo S, González J, Morales D, González T. City-Friendly Smart Network Technologies and Infrastructures: The Spanish Experience. Experience. Proceedings of the IEEE 2018;106(4):626-60.
- [8] MINETAD. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica; Abril 2019.
- [9] Cole W, Lewis H, Sigrin B, Margolis R. Interactions of rooftop PV deployment with the capacity expansion of the bulk power system. Applied Energy 2016;168(April):473-81.
- [10] Ministerio de Ciencia y Tecnología. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión; Agosto 2002.
- [11] European Commission. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), Winter Package; November 2016.
- [12] Grupo Parlamentario Ciudadanos. 122/000017 Propuesta de ley sobre medidas

para promover el autoconsumo eléctrico; Enero 2017.

- [13] Eguía P, Torres E, García J. GEDISPER project. Study of the impact of distributed generation on electrical network losses. Informe final. Energy and Society; July 2016.
- [14] Garcia-Villalobos J, Eguia P, Torres E, Etxegarai A. Impact of photovoltaic selfconsumption on power losses and voltage levels of MV distribution networks. In: IEEE PES innovative smart grid technologies conference Europe (ISGT-Europe);September 2017.
- [15] García-Villalobos J, Eguía P, Torres E, Etxegarai A. Assessing the impact of photovoltaic self-consumption support policies on energy losses. In: International conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'17); April 2017.
- [16] Rodriguez-Calvo A, Cossent R, Frías P. Integration of PV and EVs in unbalanced residential LV networks and implications for the smart grid and advanced metering infrastructure deployment. Electr Power Energy Syst 2017;91(October):121–34.
- [17] Quezada VHM, Abbad JR, Román TGS. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. IEEE Trans Power Syst 2006;21(2):533–40.
- [18] Sreckovi N, Luka N, Zalik B, Stumberger G. Determining roof surfaces suitable for the installation of PV (photovoltaic) systems, based on LiDAR (Light Detection And Ranging) data, pyranometer measurements, and distribution network configuration. Energy 2016;96(February):404–14.
- [19] Cohen MA, Callaway DS. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: engineering simulations. Sol Energy 2016;128(April):126–38.
- [20] Karimi M, Mokhlis H, Naidu K, Uddin S, Bakar AHA. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – a review. Renew Sustain Energy Rev 2016;53(January):594–605.
- [21] Barker PP, De Mello RW. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. 2000 Power Engineering Society Summer Meeting; July 2000.
- [22] Hemdan N, Kurrat M. Influence of distributed generation on different loadability aspects of electric distribution systems. In: 20th International conference on electricity distribution (CIRED 2009); June 2009.
- [23] Nguyen A, Velay M, Schoene J, Zheglov V, Kurtz B, Murray K, Torre B, Kleissl J.

- High PV penetration impacts on five local distribution networks using high resolution solar resource assessment with sky imager and quasi-steady state distribution system simulations. *Solar Energy* 2016;132(July):221–35.
- [24] IEEE Standards Coordinating Committee 21 on fuel cells, photovoltaics, dispersed generation, and energy storage. IEEE guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection. IEEE Standards Association; December 2013.
- [25] Ebad M, Grady WM. An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders. *Electric Power Systems Research* 2016;133(April):347–54.
- [26] Borges CLT, Falcão DM. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In: IEEE Bologna powertech conference, June 2003.
- [27] Kreuwel FPM, Knapc WH, Visser LR, van Sark WG, Vilà-Guerau J, van Heerwaarden C. Analysis of high frequency photovoltaic solar energy fluctuations. *Solar Energy* 2020;206(August):381–9.
- [28] Gastalver-Rubio A, Romero-Ramos E, Maza-Ortega JM. Improving the Performance of Low Voltage Networks by an Optimized Unbalance Operation of Three-Phase Distributed Generators. *IEEE Access* 2019;7(December):177504–16.
- [29] Bottacciolia L, Estebzarib A, Pattia E, Ponsb E, Acquaviva A. A novel integrated realtime simulation platform for assessing photovoltaic penetration impacts in smart grids. *Energy Proc* 2017;111(March):780–9.
- [30] Haque MM, Wolfs P. A review of high PV penetrations in LV distribution networks: present status, impacts and mitigation measures. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;62(September):1195–208.
- [31] Bouhouras AS, Papadopoulos TA, Christoforidis GC, Papagiannis GK, Labridis DP. Loss reduction via network reconfigurations in distribution networks with photovoltaic units installed. In: 10th International conference on the European Energy Market (EEM) ICEEM; May 2013.
- [32] Pillai G, Putrus G, Pearsall N, Georgitsioti T. The effect of distribution network on the annual energy yield and economic performance of residential PV systems under high penetration. *Renew Energy* 2017;108(August):144–55.
- [33] Mandiș Al. C, Manoloiu A, ȘtefanaNeagoe AG, Leonida T, Neagoe AC. Impact of distributed generation on steady state of electrical networks. 2014 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE); November 2014.
- [34] Mateo C, Cossent R, Gómez T, Prettico G, Frías O, Fulli G, Meletiou A, Postigo F.

- Impact of solar PV selfconsumption policies on distribution networks and regulatory implications. *Solar Energy* 2018;176(December):62–72.
- [35] EPRI. Integration of hosting capacity analysis into distribution planning tools. January 2016.
- [36] Wang L, Tisdale M. Advanced capacity analysis in O’ahu. *Gridworks* 2018.
- [37] Xiang Y, Liu J, Li F, Liu Y, Liu Y, Xu R, Su Y, Ding L. Optimal Active Distribution Network Planning: A Review. *Electric Power Components and Systems* 2016;44(May):1075–1094.
- [38] Pudjianto D, Djapic P, Dragovic J, Strbac G. Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation. Direct Costs Analysis related to Grid Impacts of Photovoltaics. Imperial College London; September 2013.
- [39] Schmalensee R. The future of solar energy: an interdisciplinary MIT study. *Energy Initiative MIT* 2015.
- [40] Cohen MA, Kauzmann PA, Callaway DS. Effects of distributed PV generation on California’s distribution system, Part 2: economic analysis. *Sol Energy* 2016;128(April):139–52.
- [41] Gomes PV, Saraiva JT. Transmission system planning considering solar distributed generation penetration. 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM); June 2017.
- [42] Freitas S, Santos T, Brito MC. Impact of large scale PV deployment in the sizing of urban distribution transformers. *Renewable energy* 2018;119(April):767–776.
- [43] Perez R, Rábago KR, Trahan M, Rawlings L, Norris B, Hoff T, et al. Achieving very high PV penetration – the need for an effective electricity remuneration framework and a central role for grid operators. *Energy Pol* 2016;96(September):27–35.
- [44] Ayuntamiento de Málaga. Portal de Datos Abiertos Ayuntamiento de Málaga; 2018. Available:<<http://datosabiertos.malaga.eu/>>[accessed: November, 2015].
- [45] Escuela Técnica Superior de Arquitectos de Sevilla; 2018. Available:<<http://www.etsas.org/>>[accessed: November, 2015].
- [46] García-Conejo JA, Tévar-Bartolomé G, Gómez-Expósito A, Rodríguez-Montañés M. ANETO: a system for the automatic generation of theoretical network models. In: 9th International conference on electrical power quality and utilisation (EPQU’07); October 2007.

- [47] Gasperic S. Energy losses in low voltage distribution network. In Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE); July 2011. p.461-5.
- [48] Gawlak A, Kornatka M. Energy losses in low-voltage networks. In 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE); May 2015. p. 73-6.
- [49] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). 12/2016 Informe de Liquidaciones del Sector Eléctrico; Febrero 2016.
- [50] Red Eléctrica de España. El Sistema Eléctrico Español 2016; Junio 2017.
- [51] Quan H, Yang D, Khambadkone A, Srinivasan D. A Stochastic Power Flow Study to Investigate the Effects of Renewable Energy Integration. 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia);May 2018.
- [52] MIET. Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales; Diciembre 2011.
- [53] The Oxford Institute for Energy Studies. (2019). The electricity market design for decentralized flexibility sources. July 2019
- [54] Tabone M, Goebel C, Callaway D. The effect of PV siting on power system flexibility needs. *Sol Energy* 2016;139(November):776–86.
- [55] Haro S, Aragonés V, Martínez M, Moreda E, Morata A, Arbós E, Barquín J. Toward dynamic network tariffs: a proposal for Spain. In: Sioshansi Fereidoon P, editor. *Innovation and disruption at the grid's edge*. Academic Press – Elsevier; 2017. p. 221–39.
- [56] Lee Willis H, *Power Distribution Planning Reference Book*. Marcel Dekker. June 1997.
- [57] Ministerio de Economía. 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; Diciembre 2000.